

**REDISEÑO DEL USO DE LOS INGRESOS PÚBLICOS PROVENIENTES
DE LA UTILIZACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LOS RECURSOS
NATURALES NO RENOVABLES (RNNR)**

INFORME FINAL – CAPÍTULO 1

**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS FISCALES Y MACROECONÓMICOS DE LOS
RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES**

UPME - FEDESARROLLO

CONSULTORES:
Jorge Iván González
Juan Gonzalo Zapata
Miguel Fadul
Juan Camilo Chaparro
Jaime Villamil

BOGOTÁ, AGOSTO DE 2003

Tabla de Contenido:

1. Contexto	3
2. Los RNNR y su papel dentro de la economía nacional	12
2.1. El PIB sectorial	12
2.2. Finanzas públicas y RNNR	16
2.2.1. Las finanzas nacionales	17
2.2.2. Regalías directas e indirectas	20
2.2.3. Las regalías directas y su relación con diferentes variables fiscales	23
2.3. La balanza de pagos	25
3. Estimación de los efectos fiscales y macroeconómicos de los RNNR	31
3.1. Marco de Análisis	31
3.2. Efectos Fiscales	36
3.2.1. Escenarios y supuestos	36
3.2.2. Estimaciones	41
3.2.3. Modificaciones a las reglas del juego y sus efectos	45
3.2.4. Carbón	50
3.3. Efectos sobre la balanza externa	52
3.4. Déficit fiscal y macroeconomía	55
4. Comparación internacional del esquema contractual colombiano y modificación de las reglas del juego – sector petrolero	71
4.1. Comparación de las reglas del juego con otros países	76
4.2. Resultados de la modificación de las reglas	81
5. Conclusiones	84
El sector y la economía nacional durante la década de los noventa	84
El sector y las finanzas públicas locales durante los noventa	84
El sector, la balanza de pagos y el sector externo durante los noventa	86
Proyecciones 2003 – 2010	86
Modificación a las reglas del juego en el sector del petróleo	88
Cobro de las regalías de esmeraldas	89
Cobro de las regalías del oro	89
Cobro de las regalías del carbón	90
6. Referencias bibliográficas	91

1. CONTEXTO

En materia minero-energética el año 2003 comenzó con dos hechos significativos. El primero es el descubrimiento de petróleo en el bloque Samoré, pozo Gibraltar 1, cuya exploración estaba a cargo de la Occidental y ahora pasa a manos de Ecopetrol. Y segundo, la tendencia creciente de los precios internacionales del crudo. Las dos noticias son buenas porque reducen la incertidumbre que se percibía en el panorama energético del país. El petróleo de Samoré contrarrestaría la crisis de producción. Y los mayores precios favorecen las finanzas del gobierno y de Ecopetrol. En años de precios altos como 1999 y 2000 se duplicaron los recursos públicos provenientes del petróleo. En las páginas siguientes ponemos en evidencia las dinámicas estructurales, y mostramos que las perspectivas favorables, tanto en términos de producción como de precios, no deben llevar a olvidar los problemas estructurales del sector.

La situación que se vivía en los noventa era muy distinta a la de hoy. Entonces se percibía la inminencia de una bonanza y las amenazas de la *enfermedad holandesa*. Ahora, y mientras no se confirme definitivamente la importancia de Gibraltar, hay temor de que se presente un choque negativo: la exploración ha disminuido y el país tendría que aumentar las importaciones de gasolina. Si a comienzos de los noventa se buscaban las protecciones contra un *choque positivo*, en estos momentos el país debe prepararse para un *choque negativo*. Así que el horizonte es cualitativamente diferente, y desde la perspectiva de las finanzas públicas, ello obliga a repensar la forma como los recursos provenientes del sector minero-energético impactan la financiación del gobierno nacional y de los gobiernos locales. Aunque Colombia no ha sido un gran país petrolero, comparado por ejemplo con Venezuela, los ingresos provenientes del petróleo sí han tenido un peso muy importante en las finanzas públicas. El impuesto a la renta de las petroleras equivale al 25% de los impuestos a las personas jurídicas (Misión del Ingreso Público 2003, p. 38).

El análisis de la situación actual únicamente es comprensible a la luz de lo sucedido en los noventa. La bonanza pasada no se aprovechó de tal forma que el ritmo de exploración se hubiera mantenido. Tampoco se logró que el excedente petrolero se tradujera en un mayor crecimiento, en un aumento del ahorro y en un mejoramiento del bienestar de la población. El artículo de Murphy (1996) es muy ilustrativo de la percepción que se tenía en la primera mitad de los noventa sobre los impactos macroeconómicos de Cusiana. Con toda razón, el autor comienza advirtiendo sobre la necesidad de que el excedente petrolero mejore las condiciones de la economía en el corto plazo y “favorezca un crecimiento sostenido en el largo plazo” (Murphy 1996, p. 67). Esta conciencia sobre la

importancia de sembrar la bonanza era clara en los artículos que se escribieron en ése momento ^{1/}, aunque las alternativas que se proponen son de muy diversa naturaleza. Y las opiniones divergen, sobre todo, en la forma de enfrentar el fantasma del momento: la *enfermedad holandesa* ^{2/}. A mediados de los noventa se estimaba que Cusiana produciría en 1998, el año pico, unos 600.000 barriles diarios ^{3/}. Y según las estimaciones de Murphy, los mayores volúmenes de crudo estarían acompañados en el período 1994-2001 de un crecimiento anual promedio del PIB que oscilaba entre 3.53% y 4.62%, según el escenario de la proyección. En el mismo lapso de tiempo, suponía Murphy que la tasa de inflación se movería en un rango de 19% a 24.5%. Consecuente con su diagnóstico de enfermedad holandesa, Murphy suponía que en el período considerado la revaluación real, promedio anual oscilaría, según el escenario, entre el 0% y el 7.35% ^{4/}.

El autor se equivocó en las tres estimaciones. En efecto, el crecimiento promedio del PIB fue de 2.1% y el de la inflación fue de 14%. Estos resultados *ex-post* indican que las proyecciones de Murphy suponían que habría un crecimiento más elevado y una inflación mayor de los que efectivamente se presentaron. Murphy no esperaba que la política anti-inflacionaria fuera tan drástica. Y jamás pensó que a finales de los noventa se fuera a presentar una devaluación real de la tasa de cambio (gráfica 2). Los errores de Murphy son un reflejo muy claro de la forma como se veía a mediados de los noventa el impacto del boom del petróleo. El error de las estimaciones se explica por las siguientes razones:

- i) el ingreso de dólares no petroleros superó las expectativas,
- ii) la política monetaria fue más restrictiva de lo esperado,
- iii) la causa principal de los síntomas de enfermedad holandesa que se presentaron entre 1992-1995, cuando la tasa de crecimiento promedio anual del PIB fue de 5.4%, no fue el boom del petróleo,

^{1/} Gaviria (1994, p. 7) y Montenegro (1994, p. 13) insistían en la importancia de que la bonanza se refleje en menores necesidades de crédito. Esta intención, aunque sin dólares del petróleo, se cumplió en la primera parte de los noventa cuando disminuyó el saldo de la deuda pública externa, como porcentaje del PIB. Pero en la segunda mitad de los noventa la deuda externa volvió a crecer.

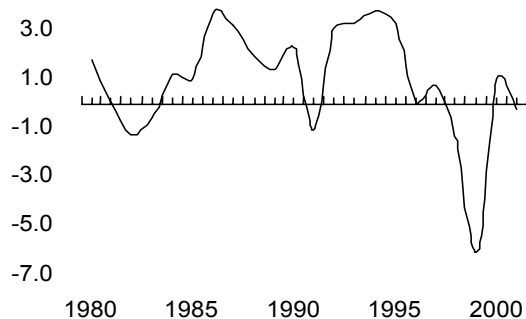
^{2/} La preocupación es explícita en: Collier (1994), Cooper (1994), Gaviria (1994), Montenegro (1994), Montenegro y Kiguel (1994).

^{3/} Se calculaba que el tamaño del yacimiento era de 2.2 billones de barriles.

^{4/} Si la política monetaria es muy activa, dice Murphy, el rango estaría entre 0% y 4%.

- iv) al final de los noventa se mantiene la tendencia hacia la devaluación (gráfica 2) no obstante la importancia de los recursos provenientes del petróleo.

Gráfica 1
Tasa de crecimiento anual del PIB per cápita
(1980-2002).



Fuente: DANE

En la gráfica 1 se observa claramente la burbuja de la primera mitad de los noventa. La caída de 1999 es sorprendente. Es la recesión más profunda que ha experimentado la economía desde los años treinta. Hasta mediados de los noventa en el contexto latinoamericano Colombia era un ejemplo de estabilidad macroeconómica (Berry 1997, 1997 b). Quizás más grave que la disminución del crecimiento es el aumento de la volatilidad (Cárdenas 2002) ^{5/}. El país puede haber caído

en lo que el BID (1998) llama una *trampa de volatilidad* ^{6/}.

Hay indicios de que durante la primera mitad de los noventa, la economía presentó síntomas de *enfermedad holandesa* (PDH 2002) ^{7/}, que se caracteriza porque los mayores recursos que entran al país llevando a una *revaluación del tipo de cambio* (gráfica 2), y a un encarecimiento relativo de los bienes no transables. La apreciación de la moneda nacional estimula el abaratamiento de los bienes transables. Los productores nacionales de transables tienen que competir con los

^{5/} Cárdenas (2002) define la volatilidad como la varianza de la tasa de crecimiento del producto.

^{6/} Nuestro comentario sobre la volatilidad se refiere al producto. Además de los problemas macro, la inestabilidad del producto acentúa la pobreza y la desigualdad (Salama 2002). Todas las fluctuaciones no son de la misma naturaleza y, por tanto, sus efectos son distintos. Para algunos autores, como Collier (1994, p. 38), la volatilidad de los precios no es perjudicial porque los mayores precios generan utilidades más altas. Esta afirmación es muy discutible. En general, creemos que es preferible menos a más volatilidad.

^{7/} Ocampo resume así la experiencia colombiana de los noventa. “Visto en esta perspectiva, la experiencia económica colombiana de los años noventa puede explicarse como resultado de la conjunción de cinco procesos básicos, ninguno de los cuales puede dejarse de lado para tener una visión apropiada de nuestra realidad: (1) la avalancha de financiamiento internacional que generó una “burbuja especulativa” que finalmente estalló con la crisis asiática; (2) el ajuste lento e incompleto de la economía frente a la apertura económica; (3) la fuerte expansión del gasto público, en medio de un rápido proceso de descentralización; (4) los avances mixtos en el frente social; y (5) el deterioro de la cohesión social en medio de una crisis de gobernabilidad” (Ocampo 2001, p. 12).

artículos importados. Puesto que el precio de los bienes transables disminuye en términos relativos, los recursos destinados al sector de transables tienden a desplazarse hacia la producción de no transables. Como la producción nacional de transables disminuye, a las dificultades para atender la demanda doméstica se agrega el debilitamiento de la capacidad exportadora del país ^{8/}. Gran parte de los problemas de la burbuja de mediados de los noventa tienen síntomas propios de enfermedad holandesa.

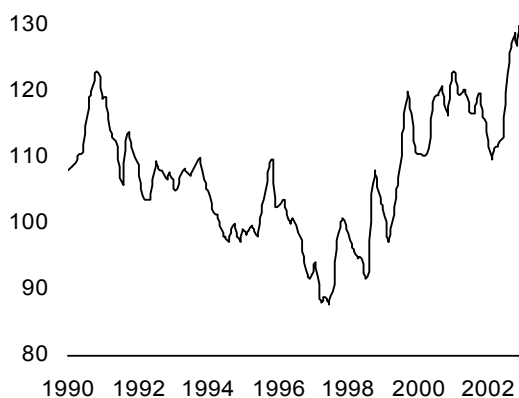
La claridad del diagnóstico facilita la delimitación de responsabilidades. Si la enfermedad holandesa es de carácter nacional, la causa y las soluciones del problema también deben ser del resorte nacional. Si, como afirman algunos, la enfermedad holandesa es de naturaleza local, por lo menos una parte de la responsabilidad correspondería a los departamentos y municipios implicados. Los autores que hablan de *enfermedad holandesa local* basan sus consideraciones en los cambios de los precios relativos que tienen lugar en la región. Se argumenta que la bonanza desestimula la producción de bienes locales *transables* (como los bienes agrícolas) y aumenta el precio de los bienes *no transables* (como la propiedad raíz y la construcción). Es indudable que como resultado de la bonanzas los precios relativos de los bienes cambian. Pero se va demasiado lejos cuando a este fenómeno se le llama *enfermedad holandesa local*. La aplicación de la categoría enfermedad holandesa al nivel local, tiene el inconveniente de que lleva a identificar la recomposición de los precios relativos de la región con la enfermedad holandesa. Esta asimilación es incorrecta porque el cambio en los precios relativos de la región no significa, necesariamente, que haya enfermedad holandesa. Desde nuestra perspectiva, en el caso colombiano, la enfermedad holandesa es un fenómeno de carácter nacional y, por tanto, es una responsabilidad nacional. La enfermedad holandesa toca tres aspectos cruciales: el manejo de la tasa de cambio; los procesos de monetización y esterilización; los cambios en los precios relativos de los bienes transables y no transables.

Durante la primera mitad de los noventa el crecimiento económico estuvo fundado, principalmente, en el sector financiero y en el comercio. Esta distribución sectorial del producto es compatible con la hipótesis de enfermedad holandesa. La apertura cambiaria y la revaluación crearon condiciones que favorecieron la consolidación de una burbuja de naturaleza especulativa. En la primera mitad de los años noventa la economía generó una dinámica *especulativa* que tuvo una clara incidencia en la forma como se manejaron los recursos de la

^{8/} Sobre este punto, véase: Perry, Lora y Barrera (1994). El efecto que tienen los capitales internacionales en la economía doméstica, ha sido cuidadosamente desarrollado por: Calvo, Leiderman y Reinhart (1993, 1994).

bonanza que llegaron en la segunda mitad de los noventa. El primer elemento que debe tenerse en cuenta es la apertura de la cuenta de capitales. En 1991 la administración Gaviria (1990-1994) eliminó el estatuto cambiario (decreto 444 de 1967), que durante más de veinte años había regulado de manera *exitosa* el flujo de los capitales internacionales ^{9/}. El desmonte del estatuto cambiario se produce en un momento en el que se presentan dos hechos relevantes. Uno de naturaleza externa y otro interno. El acontecimiento externo relevante es la afluencia de capitales. Y por el frente interno, los cambios institucionales originados en la Constitución de 1991 y, especialmente, el nuevo marco institucional de la política monetaria. El énfasis que se le dio al control de la inflación, especialmente a partir de 1994, creó dos condiciones que favorecieron la entrada de capitales especulativos: altas tasas de interés y revaluación. En el sector real, esta combinación fue negativa porque la tasa de interés desestimuló la inversión y la revaluación amplió el déficit en la cuenta comercial de la balanza de pagos ^{10/}. El círculo perverso se retroalimenta porque las mayores tasas de interés estimulan la entrada de capitales y ello acentúa la presión hacia la revaluación de la tasa de cambio. En síntesis, la principal causa de la revaluación no fueron los recursos provenientes del sector energético, sino la afluencia de capitales internacionales motivada por razones de naturaleza especulativa.

Gráfica 2
Indice mensual de la tasa real de cambio (enero 1990-diciembre 2002)



Fuente: Banco de la República

La comparación de las gráficas 2 y 3 aclara las reflexiones anteriores. El proceso de devaluación más sostenido comienza a mediados de 1998. La devaluación conserva una tendencia sostenida a finales de los noventa, precisamente cuando aumenta la participación de las exportaciones mineras en los ingresos de la balanza de pagos (gráfica 3). Es claro, entonces, que el boom energético no se reflejó en revaluación de la tasa de cambio y, mucho menos, en enfermedad holandesa. Las previsiones que se

^{9/} La calificación de “exitosa” no es nuestra, sino de los ponentes que participaron en el seminario internacional organizado por el Banco de la República en 1987 para celebrar los 20 años del estatuto cambiario (Banco de la República 1987).

^{10/} El déficit en cuenta corriente pasó de 4.5% del PIB en 1991 a -5.4% en 1994.

habían hecho sobre los impactos de la bonanza no se cumplieron. Aunque el diagnóstico sobre las características de la enfermedad holandesa era pertinente, los hechos no se presentaron tal y como se esperaba, porque el peso de la bonanza petrolera terminó siendo menor de lo previsto.

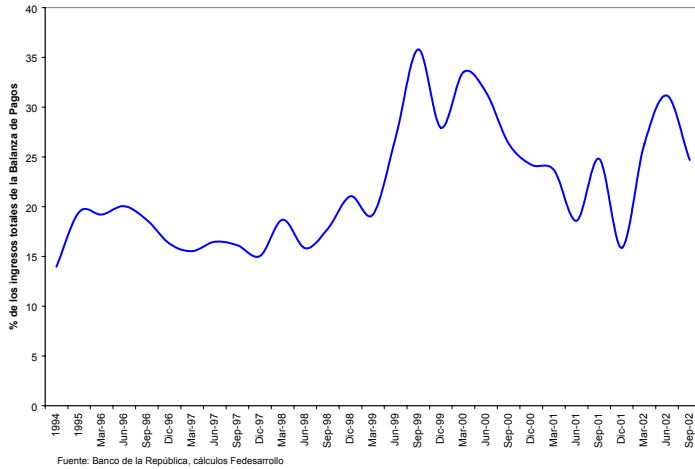
La afluencia de dólares no petroleros fue de tal magnitud que los recursos provenientes del petróleo no tuvieron el impacto que se temía. Esta afirmación no desconoce la pertinencia de las advertencias que se hicieron sobre los peligros de la enfermedad holandesa. El diagnóstico no se equivocaba al suponer que los excedentes petroleros podrían llevar a una revaluación de la tasa de cambio. El problema estuvo en que las políticas monetaria y cambiaria se llevaron a cabo de tal manera que anticiparon dinámicas propias de enfermedad holandesa. El proceso fue tan intenso que cuando llegaron los recursos del petróleo en lugar de revaluación tuvimos devaluación.

Desde esta perspectiva, la bonanza del petróleo no fue una *gran* bonanza. La bonanza no desestabilizó la economía. Las raíces del desequilibrio deben buscarse antes del boom del petróleo. Podríamos aceptar, sin embargo, que las expectativas creadas por el hallazgo de Cusiana contribuyeron a la revaluación de la primera mitad de los noventa. A comienzos de la década de los noventa el anuncio del descubrimiento de los nuevos pozos generó expectativas que pudieron agudizar las expectativas de revaluación. En el contexto que hemos descrito era razonable pensar que a los inicios de los noventa el país estaba ad portas de un fenómeno de enfermedad holandesa. Pero en la realidad, cuando el panorama se mira ex-post los hechos indican que la revaluación estuvo más amarrada a las políticas monetaria y cambiaria que a la bonanza petrolera.

Al observar las dinámicas de la tasa de cambio y de la producción petrolera (gráfica 6) se constata que durante los años en los que hubo revaluación todavía no había llegado la “bonanza”. Tanto el aumento de los precios del petróleo (gráfica 7) como el del volumen de producción tienen lugar a finales de los años noventa cuando ya se estaban presentando indicios de devaluación. Incluso, los mayores precios del petróleo han ido a la par con una acentuación de la devaluación. El balance fiscal se mantuvo en equilibrio hasta mediados de los noventa (gráfica 13). Desde entonces el déficit se acentúa porque el gobierno tiene que financiar los desbalances privado y externo. El desequilibrio del Gobierno no fue mayor gracias a los dineros provenientes del sector energético.

Gráfica 3

Exportación de productos mineros como porcentaje de los ingresos totales de la Balanza de Pagos. 1994 – 2002 (septiembre)



En vista de la amenaza de enfermedad holandesa el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) fue concebido con un claro sesgo anti-inflacionario. Este enfoque impidió que el país “sembrara” las bonanzas (petróleo y otros). La mayor disponibilidad de recursos no se reflejó en el fortalecimiento de la actividad exploratoria de Ecopetrol, ni en el mejoramiento de la

inversión en capital físico.

Cuadro 1
Ahorro/Desahorro de FAEP
US millones

	Ecopet.	Región.	Ahor.	Saldo
1996	41	12	53	53
1997	32	17	49	102
1998	80	30	110	212
1999	204	73	277	489
2000	541	234	775	1264
2001	164	53	217	1481
2002	-53	-177	-230	1251

Fuente: Confis con base en la información de Ecopetrol.

El cuadro 1 permite ver la dinámica que ha tenido el FAEP. Este acumuló recursos hasta el 2001 y desde entonces ha comenzado a desahorrar. El Fondo, creado por la ley 209 de 1995, con el fin de ahorrar los ingresos que ya estaba generando Caño Limón y los que se esperaba que generarían los nuevos campos de Cusiana-Cupiagua. El FAEP es un sistema de manejo de cuentas en el exterior. Su propósito es ahorrar, por razones fiscales y de estabilidad macroeconómica, una parte de las regalías provenientes de la explotación de hidrocarburos. La ley dispone que las inversiones financieras que se hacen con los recursos del Fondo deben

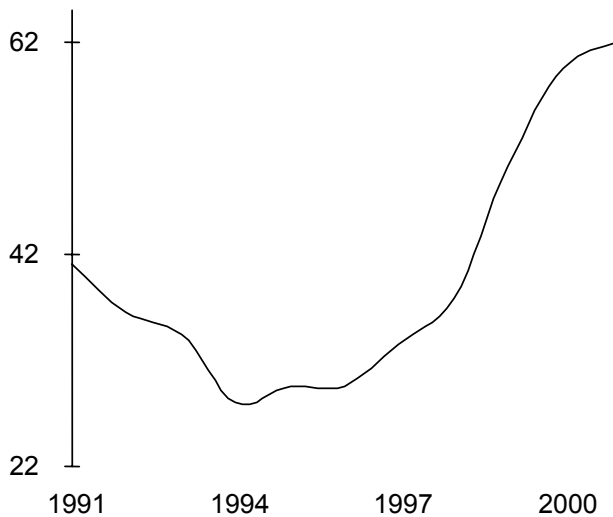
realizarse en moneda extranjera o en títulos expedidos en el exterior. Con estos recursos pueden comprarse títulos representativos de la deuda externa colombiana. El Banco de la República es el administrador del Fondo. El FAEP es la expresión más clara del temor que se le tenía a la enfermedad holandesa: puede que las divisas provenientes del petróleo van a estimular la revaluación, lo mejor es ahorrarlas afuera.

A finales de los años noventa y comienzos del nuevo siglo, el panorama macroeconómico es muy distinto. Hay cinco hechos que marcan las nuevas

tendencias:

- i) el mayor déficit fiscal (gráfica 13),
- ii) la caída de la producción (gráfica 1),
- iii) la devaluación del peso (gráfica 2),
- iv) el aumento de la deuda (gráfica 4), y
- v) la flexibilización de la política monetaria.

Gráfica 4
Saldo de la deuda (interna y externa) del sector público, como porcentaje del PIB (1991-2001)



El eje horizontal corresponde a los años. El eje vertical es el saldo de la deuda (interna y externa) de todo el sector público, como porcentaje del PIB.

Fuente: Banco de la República y CGR (2000 b, 2001, 2002 b).

PIB, equivale a 62.5%.

En el análisis de los boom debe tenerse en cuenta que las bonanzas privadas (café por ejemplo) son de naturaleza diferente a las “públicas” (petróleo, por ejemplo). Por ejemplo, Collier (1994, p. 39) asegura que los cambios en los precios generados por las bonanzas tienen efectos permanentes.

El balance ex-post de lo sucedido durante los noventa muestra que Colombia no logró transformar los excedentes de divisas en riqueza nacional. Los diagnósticos

La gráfica 4 muestra la evolución del saldo de la deuda (interna y externa) del conjunto del sector público, como porcentaje del PIB (1991-2001). Es la deuda bruta. Y por tanto, no incluye el saldo neto que resultaría de descontar los títulos adquiridos por las entidades públicas. Esta contabilidad supone que desde el punto de vista de la Nación los TES comprados por entidades como el Seguro Social o por Ecopetrol son deuda pública interna. La CGR (2000 b, 2001, 2002 b) utiliza esta metodología. El crecimiento de la deuda pública, especialmente en la segunda mitad de los años noventa, ha sido espectacular. En 1991 el saldo de la deuda total, como porcentaje del PIB, era 41%. Y en el 2001 llegó a \$ 118 billones que, como porcentaje del

de comienzos de los noventa estuvieron muy marcados por las preocupaciones propias de la teoría cuantitativa de la moneda y del enfoque monetario de la balanza de pagos. Por su propia naturaleza estas visiones ponen en un segundo plano la dinámica del sector real (empleo, producción, consumo, etc.). La estabilidad monetaria y cambiaria se convierte en el objetivo último de la política económica. Y quizás allí debe buscarse la respuesta a la inquietud de Murphy (1996) sobre la dificultad de transformar la bonanza en crecimiento económico. En los noventa las proyecciones del impacto macro de la bonanza petrolera se realizaron a partir de modelos en los que las variables determinantes son los precios, la tasa de cambio y la cantidad de dinero. El empleo y la producción ocupan un lugar muy marginal. El FAEP no fue concebido como un mecanismo de estabilización del empleo y del producto, sino como un mecanismo de regulación monetaria y de ahorro financiero. El manejo y la reglamentación del FAEP responde a esta lógica centrada en la estabilidad monetaria y cambiaria. Todo indica que la bonanza no se sembró desde el punto de vista de la producción. Los abundantes recursos fiscales provenientes del petróleo impidieron un mayor desequilibrio de las cuentas del Estado, pero no se reflejaron en un crecimiento de la inversión, la producción y el empleo. En 1999 cuando el PIB llegó al nivel más bajo, se presentó el pico de los precios y de la producción de petróleo. Mientras que la economía estaba en su peor momento, el sector energético, especialmente el petróleo estaba en el mejor. Estas consideraciones son relevantes porque obligan a repensar la forma como se realizaron las proyecciones sobre el impacto macro que tuvo la bonanza energética durante los noventa.

Al comenzar los años dos mil la perspectiva no es optimista. En el caso del petróleo el panorama actual tiende a ser pesimista. El horizonte de exploración plantea numerosas dudas, que iremos discutiendo en las páginas siguientes.

El trabajo está dividido en dos grandes capítulos. El primero corresponde a este documento donde se discuten los efectos fiscales y macroeconómicos y las reglas del juego del sector minero-energético, especialmente de carbón y petróleo. El segundo capítulo analiza en detalle el cobro de regalías del oro, carbón y esmeraldas. Ambos trabajos se complementan mutuamente y consideramos que aportan elementos de juicio al debate sobre el manejo de los recursos energéticos desde dos perspectivas diferentes.

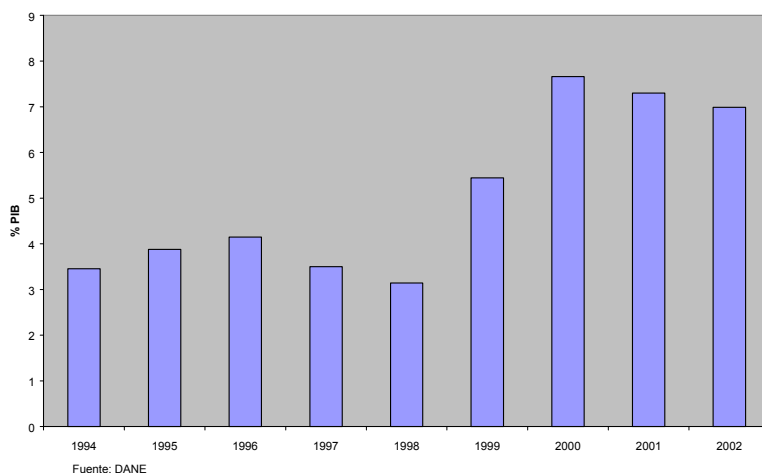
A su vez, este primer capítulo está dividido en cinco secciones. La primera presenta y discute los hechos más recientes del sector minero energético, y brinda perspectivas de análisis acerca de la actual discusión alrededor del papel económico que este tiene. La segunda sección detalla el peso del sector minero energético en la economía nacional y su relación con las finanzas públicas y el

sector externo, en particular durante los últimos diez años. La tercera sección analiza y estima el efecto de la dinámica futura del petróleo y carbón sobre las finanzas públicas, así como sobre la balanza comercial, el producto interno bruto, el empleo y la inflación. La cuarta sección presenta una discusión entorno al esquema vigente de reglas contractuales en la producción de petróleo y su comparación a nivel internacional, además de estimaciones de los efectos que tendría modificar estas reglas del juego. Por último, la quinta sección resume las principales conclusiones tanto del primer como del segundo capítulo.

2. LOS RNNR Y SU PAPEL DENTRO DE LA ECONOMÍA NACIONAL

2.1. EL PIB SECTORIAL

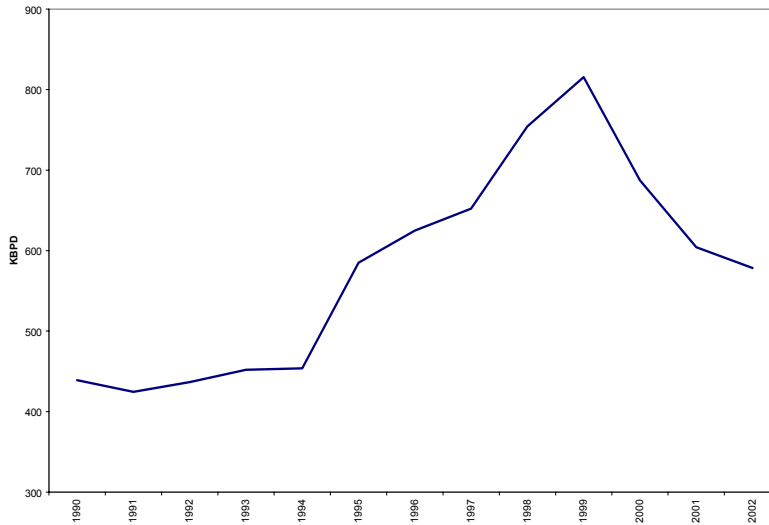
Gráfica 5
La participación del PIB minero-energético en el PIB total



En la gráfica 5 se observa la participación del PIB del sector minero-energético en el PIB total. En los cuatro últimos años el porcentaje aumentó, y alcanzó un nivel máximo en 1998, cuando llegó a ser el 7.7% del PIB total. Este crecimiento se explica, principalmente, por las dinámicas del petróleo

y del carbón. Por el lado del petróleo, en los últimos cuatro años se ha presentado la conjunción de dos tendencias: una menor producción (gráfica 6) y un aumento considerable de los precios (gráfica 7).

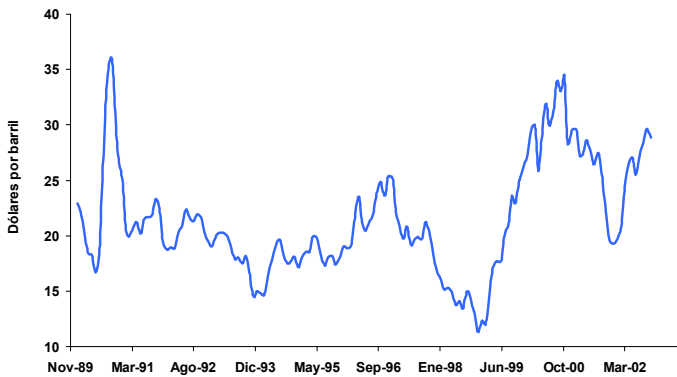
Gráfica 6
Producción de petróleo en Colombia. Miles de barriles por día (KBPD)



La gráfica 7 muestra la dinámica del precio del petróleo. El crecimiento notable de los precios que se observa desde finales de 1998 tiene, por lo menos, dos implicaciones analíticas interesantes. Por una parte, compensa el efecto negativo que se presentó por el lado de la cantidad producida. Y de otra parte, perturba la decisión que se tomó de asociar

el precio de venta de la gasolina a la dinámica de los precios internacionales. De no haber sido por el mayor precio, sin duda, el impacto negativo de la caída de la producción ya se habría hecho sentir.

Gráfica 7
Precio del petróleo, WTI

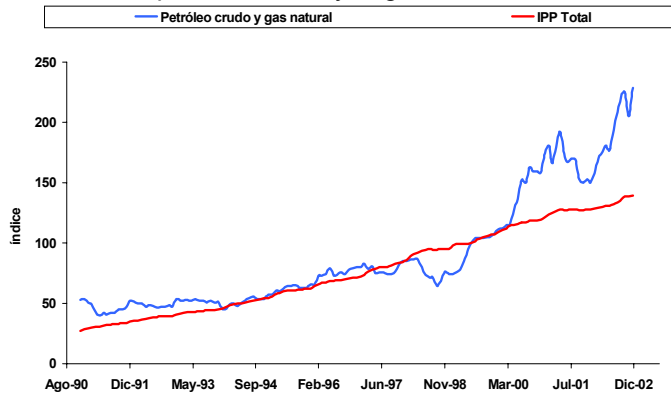


Fuente: FMI

La menor producción se refleja en una caída de las exportaciones (gráfica 15). La tendencia del carbón es ascendente. La evolución de las exportaciones de petróleo es muy similar a la de la producción: a finales de los noventa hay un pico y posteriormente comienza a bajar. Las gráficas 6 y 15 ya insinúan algunos de los problemas que se pueden presentar en el futuro si la producción de petróleo continúa

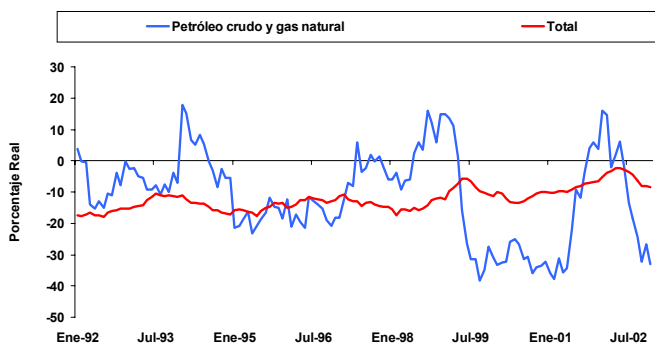
disminuyendo.

Gráfica 8
Índice del precio del productor (IPP) total e IPP del petróleo crudo y el gas natural



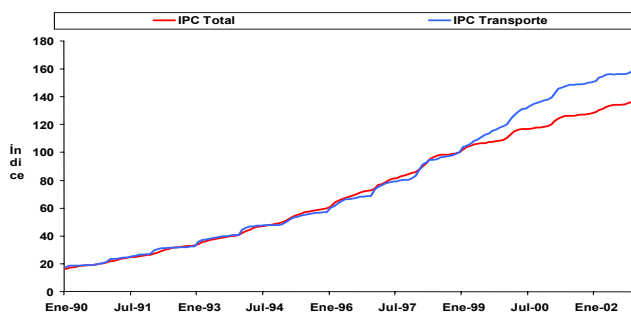
Fuente: DANE (Base 1999)

Gráfica 9
Precios al productor (IPP) mensual, petróleo y total



Fuente: DANE (Base 1999)

Gráfica 10
Evolución del IPC total y del IPC transporte.



Fuente: DANE (Base 1998)

La gráfica 8 también ayuda a describir la evolución de los precios. Esta muestra, por un lado, la dinámica del IPP del petróleo crudo y del gas natural y, por el otro, la evolución del IPP total. En los dos últimos años el IPP total ha estado por debajo del IPP del petróleo.

La gráfica 9, junto con la gráfica 8, indican que la volatilidad de los precios del petróleo ha sido superior a la del resto de los precios, y que dichas fluctuaciones se han acentuado desde mediados de los noventa.

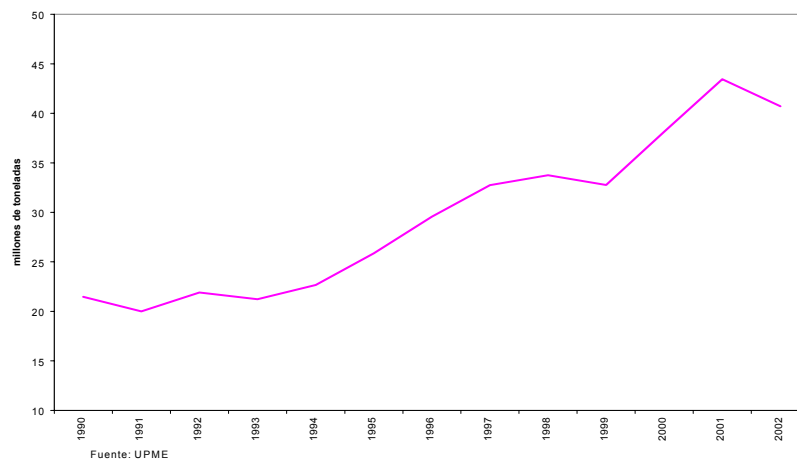
En la gráfica 10, que compara la evolución del índice de precios al consumidor (IPC) global con el de transporte ^{11/}, se observa que el IPC del transporte ha aumentado más que el general.

La producción de carbón representa un poco más del 10% de la actividad total del sector minero. En el año 2002, medida en dólares, la relación de la producción de petróleo y carbón es 4.5 a 1. La gráfica 11 muestra la evolución de la producción de carbón para el período 1990-2002 que señala

^{11/} Hemos tomado el IPC del transporte porque incluye oleoductos.

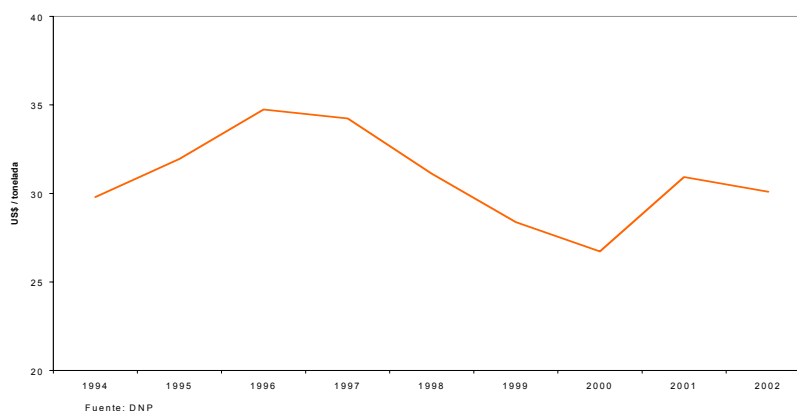
una tasa de crecimiento del 6% anual.

Gráfica 11
Producción de carbón (Millones de toneladas)



Entre 1994 y 2002 la evolución del precio del carbón ha sido relativamente estable (gráfica 12). El precio internacional promedio fue US\$31 por tonelada, es decir, US\$0.8 superior al precio actual. Hay suficiente evidencia para mostrar que el sector se está expandiendo (a diferencia de lo que sucede con el petróleo) pero las restricciones a esta dinámica no se originan en el lado de la oferta, sino en el de la demanda.

Gráfica 12
Precio internacional del carbón



En resumen, para el sector petrolero se estima que las reservas potenciales son de 37 mil millones de barriles. Actualmente se encuentran operando cinco compañías explotadoras internacionales asociadas a Ecopetrol que son Petrobras, Exxon, Occidental, Kappa Resources y Chevron Texaco. En relación al sector carbón, las

reservas llegan a 6.648 mega-toneladas y puede haber 2.597 mega-toneladas adicionales. En la explotación de carbón participan cinco compañías extranjeras, ellas son AMCoal, BHO Billiton, Glencore, Drummond y Anglo American.

2.2. FINANZAS PÚBLICAS Y RNNR

El cuadro 2 presenta una primera estimación del peso total de los RNNR sobre las finanzas públicas del país en sus tres niveles de gobierno ^{12/}. Esta tabla incluye cuatro grandes rubros: el primero consiste en las regalías directas efectivamente recibidas por los municipios y departamentos. El segundo rubro consiste en el valor girado por Ecopetrol al FNR de regalías. El tercer renglón presenta la información disponible en la DIAN sobre recaudos de IVA e impuesto de renta relacionados con la extracción. El cuarto rubro es el recaudo total municipal por concepto de la sobretasa a la gasolina. En los últimos cinco años este impuesto ha venido ganando terreno dentro de las finanzas municipales. El cuadro incluye los principales, pero no todos los recursos fiscales derivados de los RNNR.

Cuadro 2
RNNR y Finanzas Públicas 1996 – 2000¹³
(miles de pesos corrientes)

Regalías e Impuestos	1996	1997	1998	1999	2000
REGALIAS DIRECTAS (CGR) [1]	376.310.151	359.227.632	339.768.885	511.012.127	947.292.088
Regalías Directas Municipios CGR	131.239.841	95.542.300	90.626.800	169.729.293	293.163.008
Regalías Directas Departamentos CGR	245.070.310	263.685.332	249.142.085	341.282.834	654.129.080
FNR [2]	162.208.595	229.817.441	264.162.486	494.939.669	635.225.212
FNR Ecopetrol Regalías Pagadas	162.208.595	229.817.441	264.162.486	494.939.669	635.225.212
IMPUESTOS NACIONALES [3]	265.970.941	304.067.255	290.341.282	764.282.595	2.015.578.442
IVA Extracción de petróleo crudo y gas	3.322.210	4.679.943	3.858.379	53.106.356	468.867.370
IVA Serv. relacionados con la Extracción	45.202.525	62.529.259	80.061.817	69.434.235	78.536.660
RENTA Extracción Petr. Y Gas	187.011.819	180.713.382	135.548.014	581.031.253	1.412.689.695
RENTA Servicios de Extracción	30.434.387	56.144.672	70.873.072	60.710.751	55.484.717
IMPUESTOS TERRITORIALES [4]	103.231.328	146.863.365	222.692.988	380.777.775	443.502.351
Sobretasa a la Gasolina	103.231.328	146.863.365	222.692.988	380.777.775	443.502.351
TOTAL (1 + 2 + 3 + 4)	907.721.015	1.039.975.693	1.116.965.640	2.151.012.166	4.041.598.093
% PIB	0,9%	0,9%	0,8%	1,4%	2,3%

^{12/} En el archivo anexo incluimos los datos básicos y, además, las tablas interactivas que permiten recalcular los escenarios.

^{13/} Desacuerdo con información de Ecopetrol.

Fuentes: [1] CGR, [2] Ecopetrol, [3] Estudios Económicos DIAN, [4] CGR. Cálculos de los autores.

Llama la atención el aumento de los recursos entre 1999 y 2000, principalmente por el comportamiento del recaudo de impuesto de renta.

2.2.1. LAS FINANZAS NACIONALES

Cuadro 3

Balance del sector público consolidado (% PIB)

Balances por Período (déficit (-), superávit (+))	1999	2000	2001	2002	2003(p)
1 Sector Público No Financiero	(6.9)	(3.5)	(4.0)	(4.6)	(2.6)
<i>Gobierno Nacional Central</i>	(7.6)	(5.6)	(5.7)	(6.4)	(4.7)
<i>Sector Descentralizado</i>	0.7	2.0	1.6	1.8	2.1
2 Balance cuasifiscal del Banco de la República	0.4	0.5	0.7	0.8	0.4
3 Balance de Fogafín	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1
4 Costo de la Reestructuración Financiera	(0.0)	(0.4)	(0.7)	(0.6)	(0.5)
<i>Ley de Vivienda</i>	-	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.1)
<i>Liquidación Caja Agraria</i>	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
<i>Capitalización Banca Pública</i>	-	(0.1)	(0.4)	(0.3)	(0.3)
5 Discrepancia Estadística	0.7	(0.1)	0.6	-	-
SECTOR PUBLICO CONSOLIDADO	(5.5)	(3.3)	(3.2)	(4.0)	(2.5)
En miles de millones de pesos	(8,271)	(5,782)	(6,097)	(8,245)	(5,618)

Fuente: Confis (2002), Conpes (DNP 2003)

(p): Proyecciones

El sector energético tiene un peso importante en las finanzas públicas. No sólo por su monto sino por la forma discrecional como el gobierno puede recurrir a estos recursos. En el año 2002 Ecopetrol transfirió al gobierno en forma de dividendos, regalías e impuestos un monto cercano a US\$1.500 millones, equivalentes a \$4.3 billones. El déficit consolidado del sector público fue de \$5.7 billones. Es necesario resaltar que sin los recursos de Ecopetrol el mencionado déficit hubiera llegado a ser de no menos de \$10 billones. Así que el futuro financiero de Ecopetrol, y del sector energético en general, tiene una repercusión directa y considerable en el balance del sector público.

En los últimos años se ha comenzado a prestar atención al déficit pensional y a las dificultades inherentes a la deuda pública, de la misma manera, es el momento indicado para discutir con sumo cuidado el tema del impacto fiscal que tiene el sector energético. Puesto que las decisiones que se tomen en este frente sólo

tienen repercusiones en el mediano y largo plazo, es importante que desde ahora se vayan buscando medidas correctivas.

Una buena aproximación al impacto del sector minero-energético sobre las finanzas públicas es posible verlo a través del consolidado del sector público. El cuadro 3 resume el balance del conjunto del sector público en los últimos años y los compromisos de financiación con el FMI. Se espera que al final de este año el déficit público consolidado se haya reducido a 2.1% del PIB.

Con el fin de comprender el impacto que tienen las finanzas de Ecopetrol en las finanzas públicas ponemos en evidencia cuatro hechos:

- i) La diferencia entre el saldo bruto de la deuda del sector público y el saldo neto.
- ii) La distinción entre el balance global y el balance primario.
- iii) La importancia que tienen los ingresos que el gobierno recibe del sector energético como resultado de la aplicación de los criterios definidos legalmente, es decir, de las reglas de juego en materia de impuestos, regalías y la aplicación del factor R.
- iv) El uso discrecional que el gobierno hace de los recursos de Ecopetrol.

i) La diferencia entre el saldo bruto de la deuda del sector público y el saldo neto. Al interior del sector público no es lo mismo el saldo bruto, que el saldo neto de la deuda, ya que entre las entidades del Estado realizan préstamos cruzados. En el proceso de estimar la deuda neta debe tenerse precaución para no tapar los problemas de una institución con los logros de otra ^{14/}. Hay claras diferencias entre los órdenes del sector público. Mientras que el balance del Gobierno Nacional Central siempre ha sido deficitario en los últimos años, el del sector descentralizado ha sido superavitario.

^{14/} Barreto y Castillo (2002) piensan que la realidad se oculta cuando se cruzan los saldos de la deuda de las distintas entidades del sector público y se calcula el crédito neto. Esta práctica, dicen, no permite evaluar la situación de cada una de las empresas. El déficit de Emcali, por ejemplo, quedaría oculto en el superávit de Ecopetrol.

Cuadro 4
Balance fiscal del sector público no financiero
Miles de millones de pesos

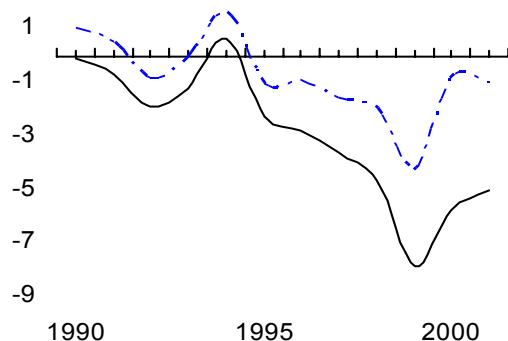
	2001	2002	2003
Ecopetrol	779	507	1.294
FAEP	451	(451)	(622)
Seguridad social	517	1.743	367
Sector eléctrico	272	176	588
Telecom.	416	277	4
Fondo Nal. del Café	(77)	(90)	45
Regional y local	24	481	1.129
Resto de entidades	726	1.241	2.050
Sector descentralizado	3.107	3.688	4.855
Gob. Nal. Central	(10.772)	(13.017)	(10.475)
TOTAL	(7.665)	(9.329)	(5.620)

Fuente: Confis (2002), Conpes (DNP 2003).

El cuadro 4 muestra el balance fiscal del sector público no financiero, constituido por el sector descentralizado y el Gobierno Nacional Central. Ecopetrol es la entidad con mayor superávit. Además de los mayores ingresos de Ecopetrol, se destacan los balances positivos de los sectores eléctrico, regional y local y otras entidades, que sobrepasan el desahorro del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) y el empeoramiento del balance de Seguridad Social.

ii) *La distinción entre el balance global y el balance primario.* La distinción entre el balance global y el balance primario también es relevante, ya que el balance primario no incluye los intereses de la deuda y no muestra si la operación del gobierno nacional, en este caso, es superavitario o no. El cuadro 3 se refiere al balance global. El panorama es mucho menos dramático cuando se le mira desde esta perspectiva, pues el gobierno ha disminuido su déficit primario.

Gráfica 13
Gobierno Nacional Central
Déficit y déficit primario (1990-2001)
Porcentaje del PIB



La línea azul corresponde al déficit primario, y la negra al déficit.

Fuente: Banco de la República.

La gráfica 13 compara el déficit y el déficit primario del Gobierno Nacional Central. En los últimos años, a raíz del considerable aumento de los intereses, las dos curvas se han ido separando. Aunque ambos déficit disminuyeron en el 2001, en términos relativos el peso de los intereses se acentúa. El déficit primario se ha reducido notablemente, así que el desbalance fiscal se explica, sobre todo, por el peso de los intereses. Y desde el punto de vista del conjunto del Sector Público No Financiero el balance primario es superavitario. De acuerdo con las proyecciones del Ministerio de Hacienda, el ajuste que se está realizando debe llevar a que la deuda pública se reduzca de 49.6%,

como proporción del PIB, a 48.8% al finalizar el año 2004, y ello supone un balance primario de 0.7% en 2002, 3.0% en 2003 y 3.2% en 2004.

Los ingresos, que cubren los puntos iii) y iv) los estudiamos con más detalle en las secciones siguientes. Los ingresos que provienen del sector energético son: regalías, impuestos y dividendos.

La contribución del sector energético a las finanzas públicas puede analizarse desde la perspectiva de las regalías, los impuestos y las transferencias directas. Además de estas incidencias *directas*, también hay contribuciones *indirectas*. Estas últimas son disímiles y dependen de la forma como la actividad energética estimula, en otros sectores, la producción y el empleo y, por esta vía, la dinámica impositiva. En las páginas siguientes únicamente consideramos las contribuciones directas.

2.2.2. REGALÍAS DIRECTAS E INDIRECTAS

A mediados de los ochenta comienzan a desarrollarse las grandes explotaciones de carbón y, especialmente, de crudo. Igualmente, durante este período se consolida la descentralización municipal. La ley 75 de 1986 incrementa las tradicionales compensaciones por la explotación de los Recursos Naturales No Renovables (RNNR), y pone en marcha un sistema de regalías que favorece principalmente a los departamentos y los municipios que reciben el 60% de las regalías, y el 40% restante es para el gobierno nacional. Posteriormente, en el marco de la Constitución Nacional de 1991, se expide la ley 141 que extiende el sistema de regalías por la explotación de RNNR al carbón, gas, níquel, esmeraldas y piedras preciosas. El monto de las regalías aumenta y la mayoría de los recursos queda en manos de los municipios y departamentos. En este nuevo marco regulatorio, unos 250 municipios reciben algún tipo de regalías, aunque la mayoría de las cuantías son muy pequeñas al compararlas con sus ingresos propios o transferencias constitucionales. Y las regalías del Gobierno Nacional se consolidan en el Fondo Nacional de Regalías (FNR)^{15/}, que debe financiar además de los proyectos de inversión municipales, las corporaciones y entidades regionales. Además de salud e inversión, parte de los recursos deben destinarse a la electrificación y al medio ambiente. A diferencia de las regalías de los departamentos y municipios que se giran directamente, el acceso a los recursos del Fondo es indirecto porque debe estar mediado por la presentación y aprobación de proyectos específicos. La mayoría de los recursos del Fondo provienen del petróleo, aproximadamente 90%.

^{15/} El Fondo fue creado con la Constitución de 1991 y se reglamentó mediante la ley 141 de 1994.

Las regalías se han convertido en una fuente de recursos públicos muy importante. En un año de buenos precios del carbón y del petróleo pueden llegar a ser de US\$ 1.000 millones. En los últimos cinco años el promedio anual ha sido de US\$ 600 millones. Las regalías representan el 35% del total de las transferencias a los municipios, y el 75% de las transferencias libres o no asignadas en el nivel local. El gran problema de las regalías es su concentración. El 60% de ellas se concentra en 5 o 6 entidades territoriales, que son las más ricas del país. Además de inequitativas, las regalías han sido criticadas porque no se gastan de manera eficiente ^{16/}.

Dos estudios recientes de Fedesarrollo ^{17/} muestran que los municipios han manejado las regalías de manera muy diferente. Las regalías que provienen de recursos diferentes a petróleo y carbón generalmente son bien utilizadas, ya que se destinan a financiar programas de inversión. En cambio, las regalías que provienen del petróleo y del carbón suelen utilizarse mal. Proponemos cuatro explicaciones.

Primero, el aumento de los ingresos dispara los gastos de funcionamiento muy por encima del promedio, y los gastos de inversión ejecutados son muy altos de acuerdo con los parámetros nacionales. Las inversiones de Casanare, por ejemplo, son superiores a las de departamentos que tienen una población 10 o 15 veces mayor. Segundo, no se ha logrado sostenibilidad y autonomía fiscal, y para numerosas entidades territoriales el gasto corriente no puede mantenerse sin los ingresos de las regalías.

Tercero, el gasto se ejecuta mal. Los estudios de Fedesarrollo muestran que las regalías inicialmente financian proyectos de salud y educación y otras áreas sociales. Pero en un segundo momento se destinan a financiar proyectos en otras áreas poco prioritarias como recreación y deporte y fiestas locales, entre otras. Inicialmente las regalías se concentran en pocos proyectos, pero poco a poco se dividen en una gran cantidad de pequeños proyectos con muy bajo impacto. Adicionalmente, las regalías se destinan a proyectos muy costosos y de larga duración. Finalmente, se encontró que hay una gran parte de proyectos inconclusos a pesar de que se han vencido los términos de la contratación.

^{16/} Ver los estudios de Corredor (1995); Benavides, Carrasquilla, Zapata y Velasco (2000); CGR (1992, 1995, 2002); DNP (2002); Kure, Rojas y Zapa (1996); Ossa (2000).

^{17/} Benavides, Carrasquilla, Zapata y Velasco (2000, 2002).

La cuarta explicación tiene que ver con la corrupción. La abundancia de recursos ha sido, de hecho, un incentivo para la corrupción (Arauca, Casanare, etc.). El manejo de los dineros del FNR ha sido igualmente cuestionada. Al comienzo su administración estaba a cargo de una comisión pública con representación de gobernadores y alcaldes, y ello hizo que los recursos se concentraran en algunas zonas. Además de estar concentrados, su ejecución era muy lenta. La comisión se cerró y ahora el manejo de las regalías está a cargo del Departamento Nacional de Planeación (DNP) y del Ministerio de Hacienda. En general hay una excesiva “discrecionalidad” en el manejo de los recursos del Fondo.

El gran problema del manejo de las regalías se concentra en los excedentes provenientes de las bonanzas, especialmente petroleras. Recomendamos estudiar la posibilidad de devolver los recursos del FNR a la Nación, tal y como se hacía en la década de los ochenta. También sería conveniente limitar el monto de regalías que puedan recibir los departamentos y municipios. No es procedente, como ha sucedido, que una entidad territorial ejecute montos de inversión pública per capita que son 50 veces mayores que los de otras localidades de similar tamaño y desarrollo. Las regalías deberían llevar a pensar seriamente en modalidades de descentralización en las que lo fiscal ceda el paso a lo espacial. La dimensión regional de la descentralización debería pasar a primer plano, y en este escenario las regalías podrían jugar un papel fundamental, siempre y cuando sean administradas por la Nación.

La Constitución de 1991 definió dos modalidades de acceso de los entes territoriales a las regalías generadas por el aprovechamiento de los recursos naturales no renovables. Una de ellas es las *regalías directas*, que son las que reciben las regiones productoras y portuarias, con el fin de mejorar los niveles de calidad de vida de sus habitantes mediante el financiamiento de proyectos educativos, de salud y de saneamiento básico. Los porcentajes de participación de cada departamento y municipio se consignan en la ley 141 de 1994 y se modifican con la ley 756 de 2002. Puesto que el mayor porcentaje de regalías procede de la explotación de hidrocarburos, las localidades más favorecidas han sido las productoras o las que poseen puertos petroleros ^{18/}.

La otra modalidad de regalías, las *regalías indirectas*, se destina al desarrollo del país, en especial a la preservación del medio ambiente, a la promoción de la minería y al financiamiento de proyectos de inversión regionales. Estos recursos

^{18/} Por ejemplo los departamentos de Arauca, Casanare, Huila y Meta, los municipios de Aguazul, Arauca, Neiva, Tauramena y Villavicencio, y puertos como Cartagena, San Antero y Tolú.

también benefician a los departamentos y municipios que no son productores. Las regalías indirectas se depositan en el Fondo Nacional de Regalías (FNR).

2.2.3. LAS REGALÍAS DIRECTAS Y SU RELACIÓN CON DIFERENTES VARIABLES FISCALES

El 98% de las regalías directas proviene de cuatro recursos: petróleo, carbón, gas natural y oro. La distribución se presenta en el cuadro 5. El mayor peso corresponde al petróleo.

Cuadro 5
Composición Regalías Directas 1984 – 2000

Composición Regalías Directas	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
REGALIAS PETROLIFERAS	77%	76%	83%	80%	85%	86%	88%	85%	84%	87%	90%	88%	87%	84%	82%	85%	86%
REGALIAS CARBONIFERAS	1%	3%	4%	3%	4%	4%	5%	5%	7%	3%	3%	5%	6%	8%	8%	8%	6%
SALINAS	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
REGALIAS POR GAS NATURAL	11%	8%	3%	6%	2%	2%	2%	2%	4%	5%	4%	5%	4%	6%	9%	3%	2%
EXPLOTACION ESMERALDAS	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%
ORO FISICO	10%	12%	10%	10%	8%	6%	4%	5%	4%	4%	3%	2%	1%	1%	0%	3%	1%
PLATINO	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
REGALIAS NIQUEL	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	1%	1%
REGALIAS HIERRO	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TRANSPORTE HIDROCARBUROS	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Contraloría General de la República – Cálculos de los autores

Para la distribución de las regalías del petróleo se hace la distinción entre: i) departamentos productores, ii) municipios productores, iii) municipios portuarios y iv) Fondo Nacional de Regalías. Entre 1984 y 1990, las regalías directas municipales y departamentales ^{19/} fueron crecientes. La suma de ambos montos pasó de 0.12% del PIB en 1984 a 0.51% en 1990, el segundo valor más alto en todo el periodo analizado. Entre 1990 y 1994 las regalías caen. Este periodo de contracción es seguido por uno de auge que alcanza su máximo nivel en el 2000. En una perspectiva de largo plazo (17 años) se observa que la distribución de las regalías directas entre departamentos y municipios es muy estable: los departamentos recibieron, en promedio, el 82% de las regalías directas (cuadro 5).

^{19/} Incluye regalías petrolíferas, regalías carboníferas, salinas, regalías por gas natural, explotación de esmeraldas, oro físico, platino, regalías níquel, regalías hierro y transporte hidrocarburos.

Cuadro 6
Regalías Directas Municipales y Departamentales como % del PIB 1984 – 2000

% PIB	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Regalías Directas Municipales	0,03%	0,04%	0,06%	0,08%	0,08%	0,11%	0,14%	0,10%	0,08%	0,08%	0,07%	0,10%	0,13%	0,08%	0,06%	0,11%	0,17%
Regalías Directas Departamentales	0,09%	0,11%	0,17%	0,19%	0,21%	0,30%	0,37%	0,29%	0,23%	0,24%	0,20%	0,25%	0,24%	0,22%	0,18%	0,23%	0,38%
Subtotal Regalías Directas	0,12%	0,15%	0,23%	0,27%	0,30%	0,41%	0,51%	0,39%	0,31%	0,32%	0,28%	0,36%	0,37%	0,30%	0,24%	0,34%	0,55%

Fuente: Contraloría General de la República – Cálculos de los autores

El cuadro 7 muestra el peso que tienen las regalías en los ingresos tributarios de los departamentos y municipios. Los municipios ganan espacio a lo largo del tiempo. Crece, especialmente, el peso de los ingresos tributarios de los municipios que no tienen regalías directas; en el período considerado (1984-2000), su ingreso tributario, como porcentaje del PIB, pasa de 0.45% a 1.03%, sin incluir a Bogotá²⁰.

Cuadro 7
Ingreso Tributario Nacional, Departamental y Municipal 1984 – 2000

INGRESO TRIBUTARIO (% PIB)	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GCN							7,86%	8,94%	9,43%	9,66%	9,97%	9,69%	10,10%	10,80%	10,55%	10,60%	11,21%
Total Mun. Y Deptos.	1,53%	1,55%	1,44%	1,44%	1,42%	1,48%	1,47%	1,44%	1,43%	1,47%	1,45%	1,50%	1,69%	1,79%	1,76%	1,98%	1,95%
Departamental	1,08%	1,08%	1,03%	1,03%	1,00%	1,02%	1,00%	0,95%	0,91%	0,87%	0,82%	0,80%	0,86%	0,90%	0,81%	0,88%	0,92%
Municipal (Sin Bogotá)	0,45%	0,46%	0,41%	0,42%	0,42%	0,46%	0,48%	0,50%	0,51%	0,60%	0,63%	0,70%	0,82%	0,89%	0,96%	1,10%	1,03%
Total ET con R. Directas (98%)	0,59%	0,56%	0,43%	0,44%	0,41%	0,40%	0,37%	0,35%	0,37%	0,36%	0,32%	0,38%	0,56%	0,54%	0,49%	0,45%	0,49%
Departamental	0,48%	0,44%	0,38%	0,39%	0,37%	0,36%	0,32%	0,30%	0,33%	0,32%	0,27%	0,31%	0,30%	0,28%	0,26%	0,31%	0,35%
Municipal	0,10%	0,11%	0,04%	0,04%	0,03%	0,04%	0,05%	0,05%	0,04%	0,05%	0,05%	0,07%	0,26%	0,26%	0,23%	0,14%	0,14%
Demás ET	0,94%	0,99%	1,02%	1,01%	1,01%	1,07%	1,11%	1,09%	1,06%	1,11%	1,13%	1,12%	1,13%	1,25%	1,28%	1,53%	1,46%
Departamental	0,59%	0,64%	0,64%	0,63%	0,62%	0,66%	0,68%	0,64%	0,59%	0,56%	0,54%	0,50%	0,56%	0,62%	0,54%	0,57%	0,57%
Municipal	0,35%	0,35%	0,37%	0,37%	0,39%	0,42%	0,43%	0,45%	0,47%	0,55%	0,59%	0,62%	0,56%	0,63%	0,73%	0,96%	0,89%
Participación ET con R.D.																	
Departamental	45%	41%	37%	38%	37%	35%	32%	32%	36%	36%	33%	38%	35%	31%	33%	35%	38%
Municipal	23%	25%	10%	10%	8%	9%	10%	9%	8%	8%	7%	11%	32%	29%	23%	13%	14%

Fuente: Contraloría General de la República – Cálculos de los autores

El cuadro 8 mide la relación entre las regalías directas y la inversión. Es claro que las regalías directas lograron financiar una porción significativa de la inversión municipal y departamental hasta 1995. Pero a partir de 1996 esta proporción cae fuertemente hasta niveles cercanos al 30%. Las regalías fueron desplazadas por otras fuentes de financiamiento de la inversión, en particular por la Participación Municipal en lo Ingresos Corrientes de la Nación y el Situado Fiscal. Aunque esta afirmación es cierta para el consolidado municipal y departamental, existe un conjunto de municipios donde, gracias a fuertes bonanzas de explotación de

²⁰ Se excluye a Bogotá pues dada su importancia distorsiona los consolidados municipales al ser incluido.

RNNR, las regalías explican casi la totalidad de la inversión local, por lo menos desde mediados de la década de los noventa.

Cuadro 8
Proporciones entre regalías directas e inversión 1984 – 2000

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Regalías Directas (98%) / Inv. Mun y Dept. (98%)	33%	50%	65%	52%	61%	72%	85%	65%	74%	52%	49%	68%	28%	21%	24%	28%	33%
Regalías Directas Dep. (98%) / Inv. Dept. (98%)	32%	45%	61%	43%	56%	73%	90%	71%	77%	52%	51%	79%	34%	21%	23%	25%	32%
Regalías Directas Mun. (98%) / Inv. Mun. (98%)	35%	76%	78%	94%	83%	69%	76%	52%	66%	51%	42%	51%	21%	20%	27%	34%	35%

Fuente: Contraloría General de la República – Cálculos de los autores

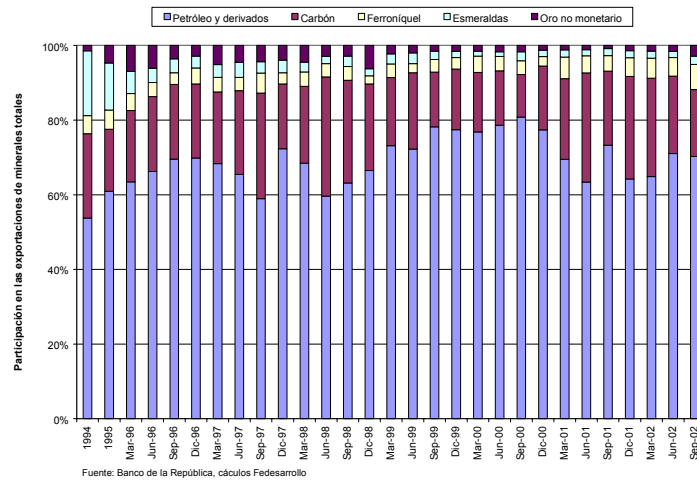
Para terminar esta sección y siguiendo los criterios de la Comisión de Racionalización (1997), consideramos que el manejo centralizado de las regalías favorece el desarrollo regional. Más adelante (figuras 26 y 29) proponemos alternativas de distribución de las regalías que le dan mayor margen de acción a la Nación.

2.3. LA BALANZA DE PAGOS

Resumimos las transacciones consignadas en la Balanza de Pagos que están relacionadas con la explotación y comercialización de RNNR ^{21/}. La economía colombiana se ha reprimarizado. En los últimos 10 años, las exportaciones de productos minerales (petróleo y derivados, carbón, ferroniquel, esmeraldas y oro) han aumentado su importancia. El petróleo tiene la mayor participación (gráfica 14).

^{21/} Como fuente de información se toma la Balanza de Pagos del Banco de la República 1994-2002, metodología FMI.

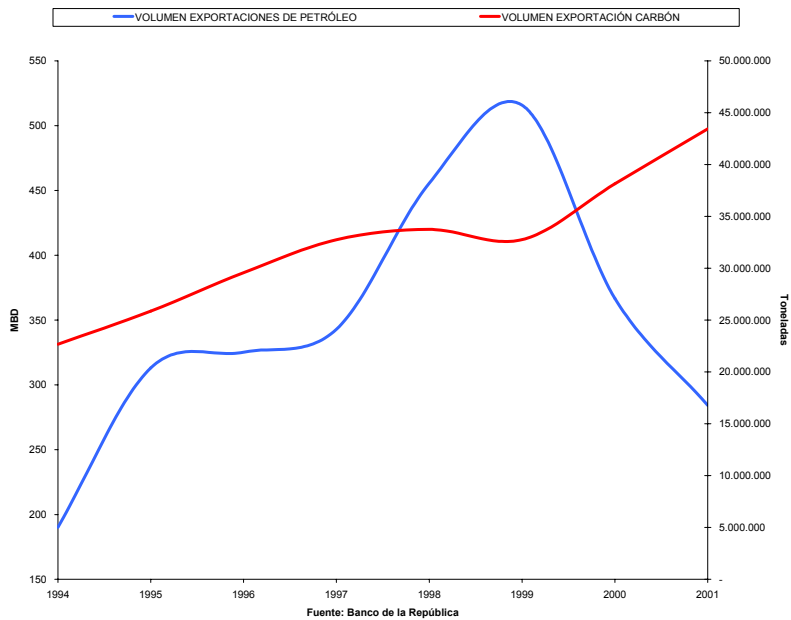
Gráfica 14
Participación de los productos mineros en la exportación totales de productos minerales en Colombia. 1994 – 2002 (septiembre)



Recientemente, y en el caso del petróleo, la caída de la producción (gráfica 6) tiene una clara incidencia en el menor volumen de exportación (gráfica 15)^{22/}.

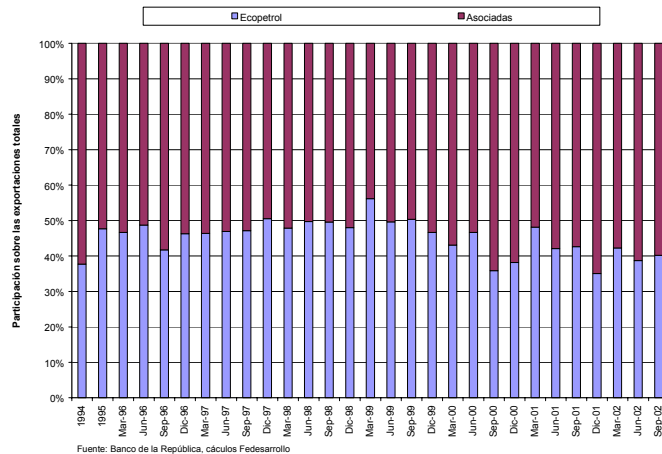
^{22/} El volumen de la producción de petróleo está dada en miles de barriles por día y el volumen de carbón en toneladas.

Gráfica 15
Volúmenes de exportación de petróleo y carbón



Además, en el año 2001, el 46,2% de las exportaciones totales de petróleo fue realizado por Ecopetrol, y el 57,4% restante por las asociadas (gráfica 16).

Gráfica 16
Distribución de las exportaciones entre Ecopetrol y Asociadas



Ya hemos dicho que la dinámica exportadora depende considerablemente de la forma como interactúan precios y cantidades (cuadro 9) ^{23/}. En los últimos años, a

partir de 1997, los grandes aumentos en las exportaciones de crudo se explican por aumentos en el precio y no en las cantidades. Esta tendencia es contraria a la que se observa en el caso del carbón. El cuadro muestra como desde 1997 en adelante, el crecimiento de las exportaciones de crudo, con excepción de 2000, se explica en su totalidad por precio e inclusive corresponde al efecto negativo por una menor producción. En cambio, para el año 2000 se encuentra que el precio explica en su mayoría el monto exportado por este recurso.

Cuadro 9
Participación de las variaciones en Precio y Cantidades del total de las exportaciones del sector

	Exportaciones de crudo	Precio de crudo	Volumen crudo	Exportaciones de carbón	Precio de carbón	Volumen carbón
	Var %	Part. %	Part. %	Var %	Part. %	Part. %
1995						
1996	730.7	-11.9	742.6	35.3	39.5	-4.2
1997	585.1	512.0	73.1	265.0	68.5	196.5
1998	-146.4	-279.9	133.5	31.2	-13.0	44.2
1999	-210.7	-973.7	763.0	54.9	-94.0	148.9
2000	1228.8	951.5	277.3	-84.6	-82.5	-2.1
2001	516.9	1481.0	-964.1	16.2	-53.6	69.8

	Exportaciones de crudo	Precio de crudo	Volumen crudo	Exportaciones de carbón	Precio de carbón	Volumen carbón
	Var %	Part. %	Part. %	Var %	Part. %	Part. %
1995						
1996	100.0	-1.6	101.6	100.0	111.9	-11.9
1997	100.0	87.5	12.5	100.0	25.8	74.2
1998	100.0	191.2	-91.2	100.0	-41.7	141.7
1999	100.0	462.1	-362.1	100.0	-171.3	271.3
2000	100.0	77.4	22.6	100.0	97.5	2.5
2001	100.0	286.5	-186.5	100.0	-331.2	431.2

Fuente: Banco de la República, cálculos Fedesarrollo

La dinámica de las exportaciones se observa en los cuadros 10, 11, 12, y en la gráfica 14. En la cuenta de capitales el rubro más importante es la inversión extranjera directa realizada por las empresas asociadas a Ecopetrol. La inversión extranjera directa (IED) relacionada con el petróleo alcanzó el 15,1% de la IED total en 2001. En los últimos años está disminuyendo. En cambio, en el sector del carbón, la tendencia es creciente ^{24/}.

^{23/} La descomposición de las variaciones se da: $\frac{\partial \$EX}{\$EX} = \frac{\partial EX}{EX} + \frac{\partial P^*}{P^*}$.

^{24/} La evolución del FAEP ya la explicamos a propósito del cuadro 1.

Cuadro 10
Ingresos por explotación minera en la Balanza de Pagos, millones de dólares y como porcentaje del total de los ingresos

	Exportaciones										Inversión extranjera directa					Ingresos				
	Petróleo	%	Carbón	%	Ferroníquel	%	Esmeraldas	%	Oro	%	Total	%	Petróleo	%	Resto	%	Total	%		
1994	1,312.5	7.5	550.0	3.1	118.8	0.7	423.1	2.4	35.5	0.2	2,439.9	14.0	134.7	0.8	47.4	0.3	182.1	1.0	2,622.0	15.0
1995	2,185.0	11.9	595.8	3.2	184.6	1.0	452.3	2.5	168.6	0.9	3,586.3	19.5	151.3	0.8	-64.7	-0.4	86.6	0.5	3,672.9	19.9
1996	2,894.8	12.4	849.1	3.6	168.6	0.7	174.7	0.7	204.6	0.9	4,291.8	18.3	778.3	3.3	51.2	0.2	829.5	3.5	5,121.3	21.9
1997	2,707.4	10.5	886.2	3.4	160.6	0.6	141.2	0.5	182.5	0.7	4,077.9	15.8	382.2	1.5	301.5	1.2	683.7	2.6	4,761.6	18.4
1998	2,328.9	11.7	935.7	4.7	119.6	0.6	83.0	0.4	150.1	0.8	3,617.3	18.2	91.5	0.5	-6.4	0.0	85.1	0.4	3,702.4	18.6
1999	3,757.0	20.6	847.9	4.7	154.1	0.8	112.7	0.6	89.1	0.5	4,960.7	27.2	-567.1	-3.1	464.1	2.5	-103.0	-0.6	4,857.8	26.7
2000	4,569.5	22.3	861.2	4.2	211.4	1.0	96.8	0.5	90.7	0.4	5,829.6	28.4	-548.5	-2.7	506.7	2.5	-41.7	-0.2	5,787.9	28.2
2001	3,285.1	13.8	1,178.8	5.0	235.2	1.0	89.2	0.4	54.5	0.2	4,842.7	20.4	358.0	1.5	523.7	2.2	881.7	3.7	5,724.4	24.1

Fuente: Banco de la República, cálculos Fedesarrollo

Las exportaciones de petróleo, carbón, ferroníquel y esmeraldas suman 20,4% de los ingresos totales de dólares a la economía (cuadro 10). La inversión extranjera directa en el sector minero representa el 3,7% de los ingresos totales de dólares. Sumando, los ingresos totales de dólares reportados en la balanza de pagos y relacionados con los RNNR son el 24,1% del total, aproximadamente US\$ 5.720 millones anuales en el 2001.

Cuadro 11
Egresos por explotación minera en la Balanza de Pagos, millones de dólares y como porcentaje del total de los egresos

	Importación de bienes finales								Utilidades y dividendos					FAEP		Egresos totales				
	Cuadro	%	Gasolina	%	Otros	%	Mq.yEq. Minero	%	Total	%	U.Reinvertidas	%	U.Remitidas	%	Total	%	FAEP	%	Total	%
1994	9.0	0.1	203.3	1.1	89.7	0.5	179.0	1.0	481.0	2.7	10.8	0.1	-149.5	-0.8	-138.7	-0.8	0.0	0.0	342.3	1.9
1995	14.1	0.1	219.5	1.2	142.7	0.8	203.1	1.1	579.4	3.2	10.5	0.1	131.3	0.7	141.8	0.8	0.0	0.0	721.2	3.9
1996	20.6	0.1	207.2	1.0	117.8	0.6	183.8	0.9	529.3	2.5	29.5	0.1	361.5	1.7	391.0	1.8	63.2	0.3	983.5	4.6
1997	16.3	0.1	298.3	1.2	120.1	0.5	228.1	0.9	662.8	2.6	44.3	0.2	177.8	0.7	222.1	0.9	69.1	0.3	954.0	3.8
1998	16.8	0.1	194.8	0.9	84.3	0.4	182.8	0.9	478.7	2.2	58.5	0.3	143.8	0.7	202.3	0.9	175.1	0.8	856.1	4.0
1999	30.8	0.2	124.6	0.7	97.0	0.5	113.7	0.6	366.1	2.0	-92.2	-0.5	270.6	1.5	178.4	1.0	400.4	2.2	944.9	5.2
2000	57.1	0.3	63.0	0.3	113.0	0.6	125.2	0.6	358.4	1.8	-30.6	-0.2	943.9	4.8	913.3	4.6	1313.3	6.6	2585.0	13.0
2001	47.2	0.2	32.0	0.1	89.3	0.4	131.2	0.6	299.7	1.3	-20.3	-0.1	466.7	2.0	446.4	1.9	371.7	1.6	1117.7	4.9

Fuente: Banco de la República, cálculos Fedesarrollo

Por el lado de los egresos las principales cuentas relacionadas con los RNNR son las importaciones de bienes finales como la gasolina y otros derivados, y de bienes intermedios como las importaciones de maquinaria y equipo por parte del sector, así como las utilidades, dividendos y los ahorros del FAEP.

Cuadro 12
Ingresos y egresos en
dólares por
transacciones del sector
minero (1994-2001)

	Ingresos %		Egresos %	
1994	2622	15	342	2
1995	3672	20	721	4
1996	5121	22	983	5
1997	4761	18	954	4
1998	3702	18	856	4
1999	4857	27	945	5
2000	5787	28	2585	13
2001	5754	24	1117	5

Fuente: Banco de la
República.
Cálculos de Fedesarrollo.

El balance de la relación entre RNNR y la balanza de pagos es positivo para Colombia, la balanza del sector minero generó un superávit cercano a US\$4.600 millones anuales, la cifra más alta del periodo analizado.

Por otra parte, analizamos la sensibilidad de la balanza de pagos a los cambios en los precios de carbón y petróleo. Por cada dólar adicional en el precio del crudo por barril se genera en el año alrededor de US\$130 millones adicionales, y un dólar adicional en la tonelada de carbón aumenta el valor de las exportaciones en US\$27 millones (cuadro 13). Esto significa que un precio de petróleo superior en US\$5 por barril ha significado US\$700 millones en la balanza de pagos del país. Es altamente probable que este efecto sea menor en los próximos años como consecuencia de la baja en la producción.

Cuadro 13
Sensibilidad de la Balanza de Pagos a cambios en los precios de Crudo y Carbón

US\$ 1 adicional	Exportaciones de petróleo		Exportaciones de carbón		Var % sobre Exportaciones totales	Var % sobre ingresos en Ccte. totales	Var % sobre ingresos totales Bal Pagos.	
	Dif. Mill US\$	Var %	Dif. Mill US\$	Var %				
Precio crudo	1994	69.39	6.04		0.81	0.55	0.40	
	1995	114.27	6.08		1.13	0.82	0.62	
	1996	118.72	4.82		1.13	0.80	0.51	
	1997	125.15	5.40		1.09	0.78	0.48	
	1998	166.35	7.89		1.52	1.09	0.84	
	1999	188.24	5.64		1.63	1.13	1.03	
	2000	133.83	3.47		1.02	0.72	0.65	
	2001	103.77	4.20		0.85	0.57	0.44	
	Promedio	127.46	5.44			1.15	0.81	0.62
Precio carbón	1994			18.53	3.36	0.22	0.15	0.11
	1995			18.39	3.13	0.18	0.13	0.10
	1996			24.54	2.88	0.23	0.17	0.10
	1997			25.82	2.92	0.22	0.16	0.10
	1998			30.17	3.21	0.28	0.20	0.15
	1999			30.10	3.52	0.26	0.18	0.17
	2000			32.56	3.74	0.25	0.18	0.16
	2001			38.35	3.23	0.31	0.21	0.16
	Promedio			27.31	3.25	0.24	0.17	0.13

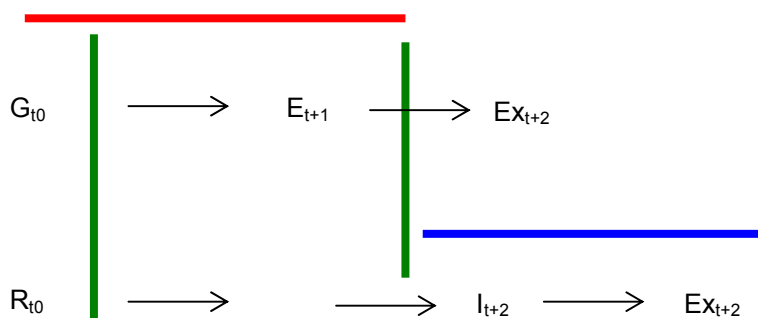
Fuente: cálculos Fedesarrollo

3. ESTIMACIÓN DE LOS EFECTOS FISCALES Y MACROECONÓMICOS DE LOS RNNR

3.1. MARCO DE ANÁLISIS

Gráfica 17

Secuencia intertemporal del impacto de los cambios en la política gubernamental frente a Ecopetrol (G) y en las reglas de juego (R)



Para analizar los impactos directos que tiene la actividad energética en las finanzas públicas proponemos un marco de referencia general. La gráfica 17 incluye dos variables: G y R. Al referirnos a G decimos que representa la *política gubernamental* frente al sector. Sin duda, el concepto es amplio y no está exento de ambigüedades. Para los propósitos de este capítulo, la política gubernamental es básicamente la decisión de utilizar, en mayor o menor medida, los recursos de Ecopetrol para financiar al gobierno. Estos recursos incluyen: dividendos, impuestos, regalías y aportes. La variable R representa las reglas de juego, especialmente las que tienen que ver con impuestos, regalías y el factor R para distribuir el producto de los contratos de asociación.

Las dos variables, R y G, reflejan dos opciones básicas de política energética. Por un lado, Ecopetrol podría aumentar su capacidad de exploración propia, pero ello le implicaría incrementar el ahorro y la inversión, reduciendo el margen de recursos disponibles para transferirle al gobierno central. O, de otra parte, el país hace más favorable la inversión petrolera extranjera con la expectativa de que el capital de riesgo sea aportado por las empresas internacionales. Ambos escenarios tienen implicaciones cruciales en el futuro de las finanzas públicas.

Aunque en la *fuentes* G y R tienen elementos comunes (dividendos, impuestos y regalías), ambos tienen características muy distintas cuando se les mira desde la perspectiva de los *usos*. Ecopetrol, como cualquier otra empresa, tiene que pagar las regalías y los impuestos que determinen las reglas de juego (R). Pero el *uso*

que le de el gobierno a estos recursos depende de la política petrolera. El Estado bien puede determinar, por ejemplo, que se amplíen las refinerías o que se intensifique la exploración. Y perfectamente podría financiar estos proyectos con los dineros provenientes de las regalías y de los impuestos. O, bien, el gobierno podría reducir los aportes adicionales que le hace Ecopetrol, con el fin de que la empresa aumente la inversión en exploración^{25/}. Aunque hemos explicado la distinción entre G y R con ejemplos relacionados con el petróleo, los principios básicos son válidos para el resto del sector energético.

Las líneas horizontales roja y azul corresponden a períodos de diez años. Las líneas verticales verdes, indican el final de los períodos. Hay un momento inicial, que llamamos $t0$. La primera década se representa como $t+1$, y la segunda como $t+2$. G resume la política gubernamental frente a Ecopetrol. R representa las reglas de juego, E son los recursos que Ecopetrol destina a la inversión, I es la inversión de las empresas distintas a Ecopetrol. Ex representa la explotación comercial del pozo. La línea superior azul representa la primera década, y la línea inferior roja la segunda. La historia reciente muestra que entre el descubrimiento del yacimiento y su explotación puede pasar fácilmente un período de diez años. Suponemos que la relación $G_{t0} \rightarrow E_{t+1}$ puede hacerse efectiva a lo largo de la década, y que la explotación comercial se presenta en el segundo período $G_{t0} \rightarrow E_{t+1} \rightarrow Ex_{t+2}$. Si el gobierno decide este año aumentar la disponibilidad de recursos de Ecopetrol para dinamizar la exploración, las acciones pueden llevarse a cabo en un período de tiempo relativamente corto. La secuencia es más lenta cuando la decisión de invertir la tiene que tomar una empresa extranjera. Por ello la secuencia propuesta es $R_{t0} \rightarrow I_{t+2} \rightarrow Ex_{t+2}$. Estos rezagos temporales están basados en lo que de hecho ha sucedido en el país.

La distinción entre los dos períodos es útil porque ayuda a delimitar el alcance de nuestras proyecciones. Suponemos que las decisiones que se tomen hoy sobre R difícilmente se manifestarán en la explotación comercial antes de una década.²⁶

Con el fin de entender las relaciones entre el sector petrolero y las finanzas públicas, proponemos un esquema sencillo, que comienza definiendo los determinantes de la explotación.

^{25/} Ecopetrol estima que el valor de la exploración será en los próximos años: US\$ 21.2 millones (2003), US\$ 75 m. (2004), US\$ 100 m. (2005), US\$ 100 m. (2006). Durante el período, la inversión total de la empresa, cada año, oscila alrededor de los US\$ 700 m.

²⁶ Cinco años en la fase de exploración y otros cinco mientras se desarrollan las inversiones y se da inicio a la exploración formal. Los grandes campos de Arauca y Casanare manejaron estos tiempos entre la firma de la exploración y la producción.

1.

$$Ex_{t+1} = Ex(I_t, E_t, P_t)$$

La explotación en el momento $t+1$ (Ex_{t+1}) depende de la inversión que las empresas distintas a Ecopetrol destinan a la exploración en t (I_t), de los recursos que dirige Ecopetrol a la exploración (E_t), y de las circunstancias que inciden en el éxito de la exploración, tal y como son definidas por Ecopetrol (P_t) ^{27/}.

Puesto que la explotación implica la exploración, la causalidad señalada en la función 1 podría parecer tautológica. Sin embargo, habría dos razones que justifican la pertinencia de la función. La primera está relacionada con la brecha temporal. Entre t y $t+1$ hay rezagos que no son fácilmente discernibles, así que no hay claridad en el vínculo intertemporal. En la ecuación 1 se explicita un rezago de uno ($t-1$), pero realmente no se ha determinado la duración de la brecha. No es clara cuál es la brecha temporal entre los momentos de exploración y explotación. En la gráfica 17 volvemos sobre el tema de la intertemporalidad. Así que el período sería la década. La segunda razón tiene que ver con la circularidad de la causalidad. La explotación depende de la exploración y, a su vez, las nuevas exploraciones tienen relación con la dinámica de las explotaciones. Esta circularidad se percibe con claridad en las funciones 3 y 5.

Deberá evaluarse la independencia entre los tres argumentos de la función 1. Habría razones para pensar que, strictu sensu, las variables no son independientes. La inversión de Ecopetrol en exploración (E_t) tiene relación con el nivel de exploración de las asociadas (I_t). Operativamente habría que proceder de la siguiente manera. Primero, estimar el rezago promedio entre, de un lado, I_t y Ex_{t+1} y, de otra parte, E_t y Ex_{t+1} . La forma como interactúan P_t y Ex_{t+1} es más compleja porque P_t tiene un componente aleatorio importante. De todas maneras, es clave conocer bien los componentes de P_t . Es evidente que la suerte también influye en el descubrimiento de los pozos. Hubiera sido útil estimar la elasticidad de Ex_{t+1} con respecto a I_t y a E_t , pero no hay suficiente información para realizar este ejercicio. Podría pensarse eventualmente en el cálculo de una función probit, en la que la probabilidad de explotación es función de la inversión en exploración y del factor aleatorio.

La forma más elemental de proceder consiste en suponer que la explotación depende de las probabilidades definidas por Ecopetrol.

^{27/} Nos referimos a los escenarios de producción de Ecopetrol P80, P90, P95, P50, entre otros.

2.

$$Ex_{t+1} = Ex (P_t)$$

A pesar de que esta es la alternativa más sencilla, los criterios que se tengan para seleccionar alguno de los escenarios planteados por Ecopetrol son claves, porque de allí se desprenden las proyecciones fiscales y macroeconómicas. Los resultados fiscales varían considerablemente en función de cada uno de los escenarios. El paso de la ecuación 2 a las proyecciones fiscales conlleva unos supuestos que discutiremos más adelante.

Podemos avanzar explicitando los determinantes de los argumentos constitutivos de la función 1.

3.

$$I_t = I (Ex_{t-1}, p_{t-1}, p_{t+1}, c_{t+1}, R_{t-1})$$

En la ecuación 3, la inversión privada en exploración (I_t) depende de los pozos que se han explotado en el pasado (Ex_{t-1}), de los precios anteriores (p_{t-1}), de los precios esperados (p_{t+1}), de la tasa de cambio esperada (c_{t+1}), de las reglas de juego existentes (R_{t-1}). Estas últimas se expresan en las normas y en las leyes vigentes (porcentaje de regalías, factor R , e impuestos). Obviamente, los precios se analizan en función de los costos. En la ecuación también podría incluirse alguna variable relacionada con la violencia. Pero, igualmente, es plausible pensar que las reglas ya incluyen, de alguna manera, el riesgo país. Sin duda, esta apreciación es discutible porque un país que tiene interés en estimular la inversión de las empresas extranjeras debe fijar unas reglas de juego que sean compatibles, por lo menos, con el promedio internacional. Si este postulado se acepta, el riesgo país estaría incluido en la variable R_t .

El primer escenario supone que las reglas de juego no se modifican, y en tal caso

4.

$$I_t = I (Ex_{t-1}, p_{t-1}, p_{t+1}, c_{t+1})$$

Aunque disponemos de la información necesaria para hacer las estimaciones, se presenta un problema con los períodos. Los rezagos son determinantes para la estimación de la función. El examen de las series temporales nos debe ofrecer elementos de juicio para entender la duración de los rezagos. El vínculo entre Ex_{t-1} e I_t es muy distinto al que se presenta entre los precios e I_t .

5.

$$EX_t = Ex(EX_{t-1}, p_{t-1}, p_{t+1}, c_{t+1}, G_{t-1})$$

La ecuación 5 tiene muchos elementos comunes con la formulación anterior. Pero ahora en lugar de las reglas (R_t), hemos incluido la política gubernamental frente a Ecopetrol (G_{t-1}). La diferencia entre las funciones 3 y 5 está marcada por R_{t-1} y G_{t-1} . Entre las dos variables hay relaciones que deben examinarse. La política gubernamental existente (G_{t-1}) se va moldeando dependiendo de los impactos que haya tenido R_{t-1} . Las decisiones que toma el gobierno sobre el destino de los excedentes de Ecopetrol están influenciadas por R_{t-1} . Supóngase que los inversionistas distintos a Ecopetrol consideran que R les favorece y, por tanto, deciden incrementar el ritmo de exploración. En tal caso, Ecopetrol reduciría la inversión en exploración generando un mayor excedente que, eventualmente, podría ser transferido al gobierno.

De las relaciones 2, 3 y 5 podemos extraer,

6.

$$EX_{t+1} = Ex (EX_t, p_{t+1}, c_{t+1}, P_t)$$

Los ingresos fiscales (T) dependen del nivel de explotación. Así que

7.

$$T_t = T (EX_{t-1})$$

Hemos estimado el impacto fiscal del sector energético hasta el 2010. El punto de llegada es la relación 7. Los primeros cálculos los realizamos teniendo como base la ecuación 2 y combinando las probabilidades de referencia de Ecopetrol (P50 y P95) y PConfis^{28/}. Reemplazando 2 en 7, llegamos a

8.

$$T_{t+1} = T (Ex (EX_t, p_{t+1}, c_{t+1}, P_t))$$

El punto de referencia es el cálculo realizado por Ecopetrol a partir de P80. Este escenario lo llamamos T_t^E , el superíndice E significa Ecopetrol.

9.

^{28/} El PConfis es un P80 actualizado por el Confis. La explicación de los escenarios de precios y de producción se encuentra en la siguiente sección.

$$T_{t+1}^E = T(\text{Ex}(E_{X_t}, p_{t+1}, c_{t+1}, P_t^E))$$

Nuestros cálculos parten del escenario P del Confis (P^{Confis}). Y el resultado de las estimaciones lo expresamos como T_t^F . La F indica Fedesarrollo.

10.

$$T_{t+1}^F = T(\text{Ex}(E_{X_t}, p_{t+1}, c_{t+1}, P_t^{\text{Confis}}))$$

Los escenarios 9 y 10 todavía no incluyen ninguna consideración sobre la política gubernamental (G), ni sobre las reglas de juego (R). Los impuestos, los dividendos y las regalías dependen de los resultados de la explotación comercial. Cada P tiene asociada una estructura en la que interactúan las utilidades, los precios, la cantidad producida y la tasa de cambio.

3.2. EFECTOS FISCALES

3.2.1. ESCENARIOS Y SUPUESTOS

Hemos encontrado que la elasticidad de los ingresos operacionales ^{29/}, con respecto a la producción comercial (E_{X_t}) ^{30/} es 1.02, a los precios internacionales (p_t) ^{31/} es 1.28, y a la tasa de cambio real (c_t-p_t) ^{32/} es 0.52 (cuadro 14). Esta estimación es la más robusta entre un conjunto amplio de alternativas que incluían otras variables como inflación, impuesto de renta o ganancias de Ecopetrol, crecimiento del PIB.

^{29/} Serie reportada por el Confis de utilidades antes de impuestos de Ecopetrol en millones de pesos constantes de 2003. Se utilizó una regresión de logaritmos contra logaritmos.

^{30/} Información histórica anual en KBPD en Estadísticas de la Industria Petrolera 2001. Fuente: Ecopetrol.

^{31/} Promedio anual del precio WTI diario desde enero de 1986. Fuente: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration.

^{32/} Relación entre la tasa de cambio nominal promedio anual y el índice de precios al consumidor promedio anual desde enero de 1986 Fuente: Banco de la República y Dane.

Cuadro 14**Estimación de Elasticidades de los ingresos operacionales de Ecopetrol con respecto a la producción comercial, a los precios internacionales, y a la tasa de cambio.**

Dependent Variable: LNUT

Method: Least Squares

Sample(adjusted): 1988 2002

Included observations: 15 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNTOT	1.023083	0.250456	4.084876	0.0015
LNWTI	1.281814	0.509398	2.516331	0.0271
LNTCR	0.521141	0.213305	2.443172	0.0310
R-squared	0.539235	Mean dependent var		13.76687
Adjusted R-squared	0.462441	S.D. dependent var		0.499084
S.E. of regression	0.365920	Akaike info criterion		1.004055
Sum squared resid	1.606773	Schwarz criterion		1.145665
Log likelihood	-4.530412	Durbin-Watson stat		2.214231

Las elasticidades mencionadas son el punto de partida para hacer los cálculos de impuesto de renta y ganancias de Ecopetrol. Proponemos varios escenarios, dependiendo de los cambios en estas tres variables (cantidades, precios, tasa de cambio real). Una vez obtenido el dato de la utilidad, calculamos los dividendos y los impuestos. Las regalías las estimamos directamente a partir de la producción. El hecho de que las regalías se hayan calculado por un camino distinto a los impuestos y a los dividendos le da mayor solidez a las proyecciones porque las amarra a parámetros estructurales independientes. Para realizar las estimaciones tuvimos en cuenta los supuestos macroeconómicos de Fedesarrollo para los años 2003-2010 (cuadro 15).

Cuadro 15**Supuestos macroeconómicos Fedesarrollo**

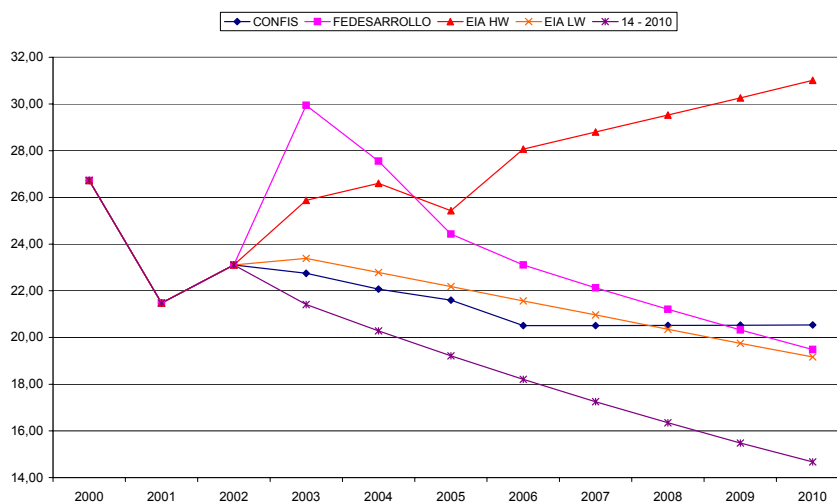
	Dev.nominal	Inflación
2003	7.0%	7.0%
2004	6.5%	7.5%
2005	6.0%	7.5%
2006	6.0%	7.0%
2007	6.3%	6.5%
2008	6.3%	6.5%
2009	6.3%	6.5%
2010	6.3%	6.5%

En todos estos análisis el ordenamiento institucional es fundamental. Dada la importancia del sector, la estructura institucional debe permitir un manejo adecuado de los recursos. Son varias y de diversa índole las entidades que cumplen algún papel dentro del sector Minero Energético en el país: el Ministerio

de Minas y Energía, Ecopetrol, la Unidad de Planeación Minero Energética, Minercol, la Comisión Nacional de Regalías, el Departamento Nacional de Planeación, las empresas privadas, las comercializadoras, entre otras. Las proyecciones sobre el impacto fiscal del sector energético se basan en la consolidación de la información de estas entidades. A continuación describimos la forma como agregamos.

La hoja de cálculo con la información consolidada y proyectada del sector ^{33/} ha servido como herramienta para cumplir con dos objetivos particulares: i) estimar y proyectar el comportamiento de las regalías totales, el impuesto de renta y las ganancias de Ecopetrol, ii) estimar sensibilidades de estas variables fiscales frente a cambios en el esquema de regalías y en el de distribución de la producción.

Gráfica 18
Escenarios de Precios



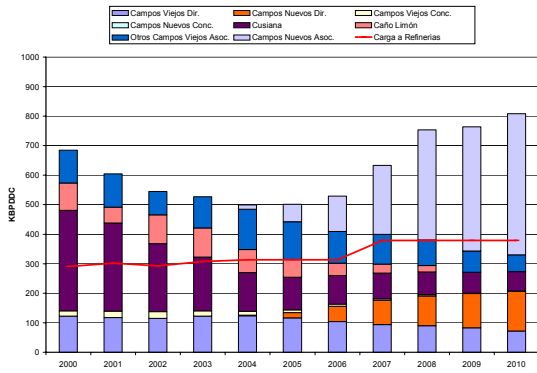
Como se desprende del marco analítico descrito atrás, el precio es un componente esencial de las estimaciones. En los últimos años, los mayores precios se han reflejado en un aumento de los ingresos petroleros. Contemplamos cinco escenarios de precios (gráfica 18). El primero sigue una trayectoria creciente y en el 2010 alcanza un valor (WTI) de US\$31 por barril. Este es el primero de dos escenarios tomados de la EIA,^{34/} la agencia estadounidense encargada de las

^{33/} La hoja de cálculo se anexa al informe.

^{34/} Energy Information Administration - <http://www.eia.doe.gov>

proyecciones del sector energético. El segundo escenario, el EIA LW, tiene un comportamiento decreciente que se acerca a los US\$20 por barril en el 2010. Esta alternativa es similar a la utilizada por el Confis en sus proyecciones sobre Ecopetrol y la industria petrolera. La senda de precios asumida por Fedesarrollo en sus proyecciones macroeconómicas tiene un comportamiento decreciente a partir del 2003, y en el 2010 logra niveles cercanos al escenario EIA LW. Fedesarrollo asume un precio máximo en el año 2003 (US\$29 por barril). De acuerdo con nuestras estimaciones, con este precio se obtienen mejores resultados fiscales en el corto plazo en comparación con los demás escenarios. Por último, se asume una caída extrema en el precio del petróleo, que baja a una tasa constante durante ocho años hasta llegar a US\$14 por barril. Este escenario, aunque sea excesivamente pesimista, es útil porque permite ver el comportamiento de las variables fiscales bajo condiciones extremas. Realizamos los cálculos tomando contrato por contrato. Este nivel de desagregación permite captar la dinámica de cada contrato durante los últimos cinco años y su comportamiento esperado en los próximos ocho años según cada escenario de producción.

Las alternativas (P95, P80 y P50) han sido construidas por Ecopetrol durante el tercer trimestre de 2002 y corresponden a diferentes probabilidades de éxito de los prospectos en exploración. P95 (gráfica 21) es el escenario más pesimista. Supone que ninguno de los actuales prospectos resulta exitoso, y por ello en el 2007 la producción nacional no logra copar la carga de las refinerías y el país se vería en la necesidad de importar crudo de ahí en adelante. P50 (gráfica 20) es el escenario más optimista. La barrera de máxima producción nacional obtenida en 1999 de 815 kbpd se rompería en el 2008 y continuaría con una tendencia positiva. Frente a estos dos escenarios, P80 (gráfica 19) se presenta como el camino intermedio, en el que la cota máxima de 1999 se alcanza en el 2010, dos años después del escenario P50. Por su parte, en el escenario Confis (gráfica 22) el total de la producción nacional recobra los niveles de 600 kbpd en el 2010, después de encontrarse en un mínimo de 491 kbpd en el 2007. A diferencia de lo que sucede con las otras alternativas, este comportamiento se explica porque hay nueva producción en asociación y, además, porque Ecopetrol aumenta su producción directa. Este escenario supone que en la composición de la producción, la participación de Ecopetrol es mayor.



Gráfica 19 – P80

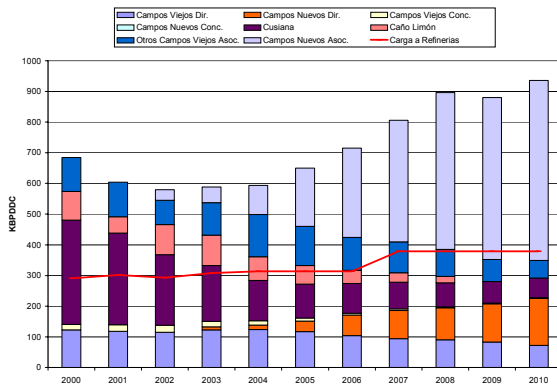
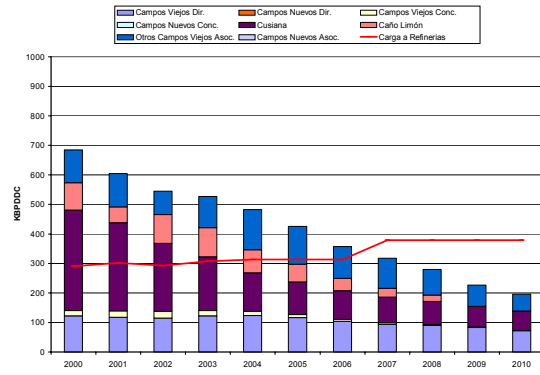


Gráfico 20- P50



Gráfica 21 - P95

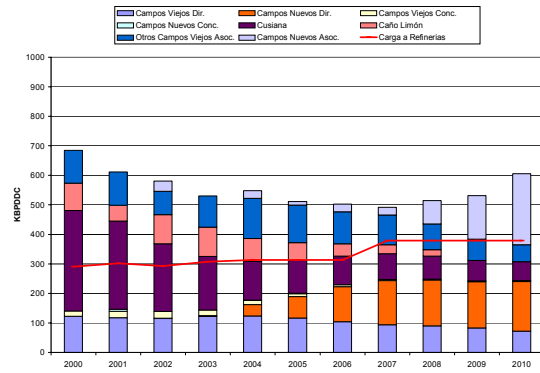


Gráfico 22 – Confis

Así mismo, debe tenerse en cuenta que la mayoría de los contratos de producción vigentes a la fecha se basan en un esquema de regalías del 20% y distribución de producción por mitades entre Ecopetrol y el Asociado. Este ha sido el contrato estándar (gráfica 42). Con este criterio se proyectaron las regalías y la distribución de la producción de los actuales campos, incluyendo Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. Los nuevos proyectos de producción poseen esquemas contractuales diferentes, y las estimaciones deben realizarse teniendo en cuenta las características de cada campo. Suponemos que la nueva producción se realiza con un esquema de distribución basado en el Factor R estándar y en un esquema de regalías escalonado, tal como se encuentra en la ley de regalías vigente (756 de 2002). Realizamos la proyección pozo por pozo. Este tipo de aproximación le da mayor rigurosidad a las estimaciones y, además, permite modificar las estimaciones en función de las características y de la forma como evolucione cada pozo. El modelo iterativo que construimos tiene la ventaja de que permite modificar los parámetros básicos de las regalías y de la distribución con el fin de poder estudiar los efectos fiscales que tienen los cambios en las reglas del juego. Finalmente, para cada contrato, se obtiene la siguiente información: producción total, valor de la producción, regalías, valor de las regalías, producción de Ecopetrol, producción del Asociado y valor de esta producción.

El procedimiento para determinar el impuesto de renta de Ecopetrol y sus ganancias es diferente. Utilizamos las elasticidades presentadas anteriormente, junto con una senda de precios, una senda de producción y una senda de tasa de cambio. Esta información, junto con las elasticidades, nos permitió calcular las utilidades de la empresa, antes de impuestos, para los próximos ocho años. El monto del impuesto de renta se obtiene multiplicando las utilidades antes de impuestos por la tasa efectiva del impuesto durante los últimos 15 años (32%). La tasa efectiva es la relación histórica promedio entre el valor del impuesto de renta pagado por Ecopetrol y las utilidades antes de impuestos. Para realizar la estimación tomamos el período 1986 y 2002. Las ganancias de la empresa se calculan a partir de las utilidades después de impuestos, es decir, las utilidades antes de impuestos menos el impuesto de renta estimado. Las ganancias transferidas al Estado no equivalen al 100% de las utilidades después de impuestos, ya que una porción de estas utilidades se reinvierte en la empresa. Entre 1986 y 2002, las transferencias al Estado han sido, en promedio, del 70%. En el último Conpes se supone que serán del 80%.

3.2.2. ESTIMACIONES

Estimamos, para cada uno de los escenarios de producción y precios, las regalías, el impuesto de renta y las ganancias transferidas por Ecopetrol a la Nación. En el cuadro 16 se observa el valor total de cada variable entre 2003 y 2010 (millones de pesos de 2003). En primer lugar, destacamos la brecha que existe entre el peor y el

mejor escenario (P95 con precio US\$14 en 2010 vs P50 con precio EIA HW).³⁵ El flujo total de regalías en el mejor escenario es 3.3 veces el estimado para el peor escenario. Y la relación entre el flujo de renta y ganancias de ambos escenarios es 2.8. Proponemos que el punto de referencia para hacer las comparaciones sea la senda de precios asumida por Fedesarrollo y el escenario de producción Confis.

Cuadro 16
Flujo Total Regalías Estimado 2003 – 2010

Millones de Pesos de 2003	Escenario de Precios			
	a. 14 - 2010	b. EIA LW	c. FED.	d. EIA HW
Escenario de Producción				
a. P95	7.129.811	8.345.845	9.570.938	10.589.990
b. CONFIS	9.866.151	11.770.291	13.240.715	15.612.238
c. P50	14.380.791	17.365.175	19.285.041	23.633.891

Al observar las cifras de regalías en detalle resalta una relación entre el escenario base (Confis - Fed) y el escenario P50 con el peor escenario de precios (14 – 2010). La diferencia entre los dos valores (13.240.715 y 14.380.791) es de 1.140.076. Así que el mejor escenario de producción (P50), aún con el peor precio, es superior al escenario con precios altos (FED) y un volumen de producción menor (Confis). Puede inferirse, entonces, que el flujo total de regalías depende más del comportamiento de la producción que de la senda de precios internacionales, considerando especialmente que la mayoría de los contratos actuales se rigen por un esquema de regalías fijas en el 20%.

Cuadro 17
Flujo Total Impuesto a la Renta Estimado 2003 - 2010

Millones de Pesos de 2003	Escenario de Precios			
	a. 14 - 2010	b. EIA LW	c. FED.	d. EIA HW
Escenario de Producción				
a. P95	3.173.815	3.210.485	4.352.252	4.831.415
b. CONFIS	4.878.622	4.986.795	6.757.434	7.741.936
c. P50	5.609.789	5.812.490	7.561.042	9.022.755

El panorama es distinto cuando se observan las cifras de impuesto de renta (cuadro 17) y ganancias de Ecopetrol (cuadro 18). Estas variables son más sensibles al comportamiento de los precios. Volvamos a las mismas casillas. El escenario con mejor producción y menores precios (P50 con precio US\$14 en 2010 y EIA LW) apenas equivale a un 85% del flujo total en el escenario base.

Además del examen del monto de las transferencias, los cuadros también permiten observar lo sucedido con la distribución. Las regalías son una fuente de ingresos muy importante para los gobiernos locales. Y por ello son fiscalmente más sensibles

³⁵ EIA es la “Energy Information Administration” que lleva las estadísticas oficiales de energía en EUA. HW es la proyección del precio “alto” del precio de crudo WTI y LW la de precio bajo.

que el gobierno nacional a los choques en producción. Las finanzas públicas son más elásticas a los precios.

Cuadro 18
Flujo Total Ganancias Transferidas al GNC (Gobierno Nacional Central) Estimado 2003 - 2010

Millones de Pesos de 2003	Escenario de Precios			
	a. 14 - 2010	b. EIA LW	c. FED.	d. EIA HW
Escenario de Producción				
a. P95	4.553.242	4.605.849	6.243.859	6.931.280
b. CONFIS	6.999.004	7.154.192	9.694.398	11.106.793
c. P50	8.047.956	8.338.756	10.847.278	12.944.291

En el cuadro 19 incluimos los valores consolidados de las tres variables en los doce escenarios. El valor absoluto de cualquiera de estas cifras deja pocas dudas sobre el importante papel que tienen el sector minero energético en el futuro de las finanzas públicas.

Cuadro 19
Flujo Total Aportes al Estado Estimado (Reg + Imp. Renta + Ganancias) 2003 - 2010

Millones de Pesos de 2003	Escenario de Precios			
	a. 14 - 2010	b. EIA LW	c. FED.	d. EIA HW
Escenario de Producción				
a. P95	14.856.868	16.162.180	20.167.049	22.352.686
b. CONFIS	21.743.778	23.911.278	29.692.547	34.460.967
c. P50	28.038.537	31.516.420	37.693.361	45.600.938

En el cuadro 20 y en la gráfica 23 descomponemos el valor de \$29.6 billones del escenario (Fed-Confis).

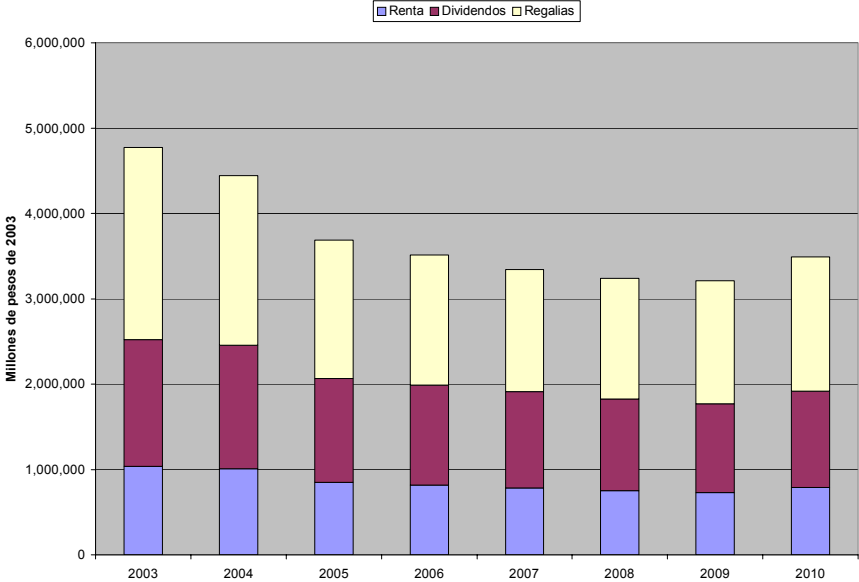
Cuadro 20
Impuesto de Renta, Dividendos y Regalías Escenario Base 2003 – 2010

Variable	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Flujo Total
Renta	1,036,219	1,007,232	848,741	816,974	785,450	748,347	726,294	788,176	6,757,434
Dividendos	1,486,588	1,445,003	1,217,626	1,172,053	1,126,829	1,073,600	1,041,961	1,130,739	9,694,398
Regalías	2,248,749	1,992,063	1,621,684	1,521,555	1,430,496	1,413,735	1,442,066	1,570,367	13,240,715
Total Aportes	4,771,556	4,444,298	3,688,051	3,510,582	3,342,775	3,235,683	3,210,320	3,489,282	29,692,547

Llamamos la atención sobre la caída del aporte total entre el 2003 y el 2009, que baja de \$4.771.556 a \$3.210.320 millones de pesos de 2003 (-33%). Este simple hecho invita a la cautela y el debido manejo de esta fuente de recursos durante los próximos seis años. Únicamente se presentan indicios de recuperación en el 2010, cuando los aportes totales suben levemente a \$3.489.282 millones de pesos de 2003. Al descomponer esta cifra se observa que la tendencia general es similar en los tres frentes: regalías, impuesto de renta y ganancias de Ecopetrol. La recuperación del 2010 permitiría que el impuesto a la renta y a las ganancias volviera a los niveles del 2006, y que las regalías retomaran niveles cercanos a los del 2007. Esta discrepancia

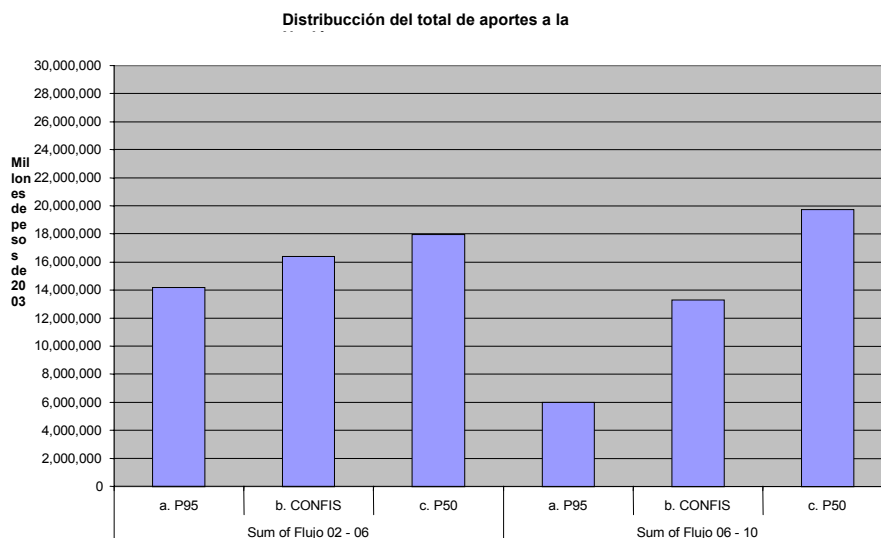
afecta de manera distintas a las entidades territoriales y a las finanzas del gobierno central.

Gráfica 23
Aportes a la Nación Escenario Base 2003 – 2010



Dividimos el análisis por periodos presidenciales (2003–2006 y 2007–2010). Las cifras se presentan en la gráfica 24. En el mediano plazo la situación no se ve tan negativa. En el primer período considerado, la diferencia entre el peor y el mejor escenario de producción es de aproximadamente \$4.000.000 millones de pesos de 2003. En cambio, la diferencia para el periodo 2006–2010 es un valor cercano a \$14.000.000 millones de pesos de 2003. Esta brecha tiene impactos fiscales perjudiciales.

Gráfica 24
Total Aportes en cada cuatrienio según escenario de producción



3.2.3. MODIFICACIONES A LAS REGLAS DEL JUEGO Y SUS EFECTOS

Ya hicimos referencia a la forma como las regalías se distribuyen entre las regiones (municipios y departamentos) y el FNR. Presentamos las tendencias históricas a partir de 1984. La ley 756 de 2002 (art. 27) redefinió los criterios de distribución en función del volumen de producción (cuadro 21).

Cuadro 21
Distribución de las regalías en la ley 756 de 2002

Rangos de Producción (KBPDDC)	Departamentos Productores	Municipios o Distritos Productores	Municipios o Distritos Portuarios	Fondo Nacional de Regalías
0 - 10	52.0%	32%	8%	8%
10 - 20	47.5%	25%	8%	19.5%
20	47.5%	12.5%	8.0%	32.0%

Con el fin de tener alguna idea sobre las implicaciones de la ley, en el cuadro 22 mostramos la distribución de los contratos según el nivel de producción. La mayoría de los contratos vigentes en 2002 no superan los 10 kbpd. Con estos niveles de producción tan bajos las entidades territoriales reciben relativamente más recursos que el FNR. Hay 4 contratos superiores a los 20 kbpd. En estos casos al FNR le corresponde el 32% de las regalías.

Cuadro 22
Número de contratos según rango de producción (2002)

	Asociación	Directa
Entre 0 y 10 KPBD	43	13
Entre 10 y 20 KPBD	1	5
Más de 20 KPBD	3	1
TOTAL	47	19

Fuente: Cálculos de los autores a partir de Ecopetrol

Un segundo componente del esquema de distribución son los topes sobre las regalías. Hay límites superiores. El mecanismo actual determina dos cotas de producción para los departamentos productores (180 y 600 kpbddc), una para los municipios productores (100 kpbddc) y tres para los municipios portuarios (200, 400 y 600 kpbddc). El derecho sobre las regalías de una entidad territorial disminuye en la medida que su producción rompa estas cotas (cuadro 23). Por ejemplo, un departamento con una producción de 200 kpbddc tiene derecho al 100% de las regalías sobre los primeros 180 kpbddc y al 10% de las regalías producidas por los 20 kpbddc restantes. Las regalías remanentes se dirigen al Fondo Nacional de Regalías bajo ciertas condiciones.

Cuadro 23

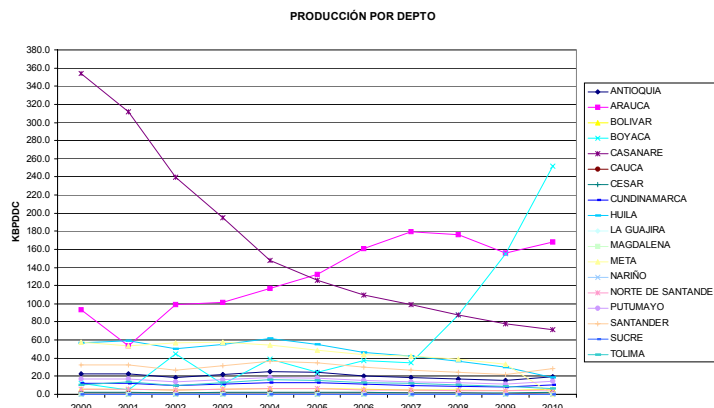
Límites a la participación sobre las regalías en ley 756 de 2002

Rangos de Producción (kpbddc)		Departamentos Productores	Municipios o Distritos Productores	Municipios o Distritos Portuarios
0	180	100%		
180	600	10%		
600		5%		
0	100		100%	
100			10%	
0	200		100%	
200	400		75%	
400	600		50%	
600			25%	

Fuente: Ley 756 de 2002, art. 23 y 24

Teniendo en cuenta los criterios anteriores, hemos calculado la distribución de las regalías entre 2003 y 2010. Los techos continuarán afectando a Casanare hasta el 2003. Y al final de la década tendrán incidencia sobre las regalías de Arauca y Boyacá (gráfica 25) ya que los demás departamentos tendrán niveles de producción que no superarán los 60 kpbddc.

Gráfica 25
Producción por departamento proyectada 2003 – 2010



Fuente: Cálculos de los autores con base en información de Ecopetrol

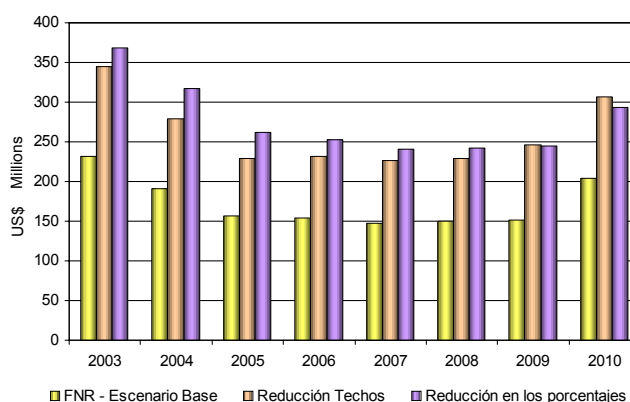
Ya hemos expresado nuestra opinión a favor de que una mayor proporción de las regalías sea manejada por la Nación. Se debe pensar que en lugar de continuar distribuyendo recursos fiscales entre los municipios, es preciso avanzar hacia la conformación de polos de desarrollo regional. Esta es una buena posibilidad, pues se evita la dispersión de recursos en pequeños proyectos de bajo impacto en el crecimiento. Además, de esta manera se irán creando procesos endógenos virtuosos. Krugman (1991) señala los lineamientos básicos que orientan esta perspectiva. Define la “geografía económica” como “... la localización de la producción en el espacio” (Krugman 1991, p. 2). Los aspectos fiscales quedan supeditados a las consideraciones sobre productividad, competitividad y crecimiento. Desde esta perspectiva, el problema no es determinar el nivel óptimo de esfuerzo fiscal, o el mejor tipo de transferencia, sino la manera como la ubicación regional de las empresas estimula la consolidación de círculos virtuosos de crecimiento ^{36/}. La falta de convergencia entre los municipios es una manifestación de la forma inadecuada como se está llevando a cabo el proceso de descentralización en Colombia. La investigación de Cuervo y González (1997) explicita el vínculo entre ciudades y desarrollo. Los autores estudian la evolución que ha tenido el sistema urbano-industrial colombiano en los últimos años. Y aunque se mantienen los núcleos básicos, la brecha entre Bogotá y las otras tres ciudades principales (Cali, Medellín y Barranquilla) se ha ido ampliando. De esta constatación se deriva una conclusión clara: la descentralización fiscal no ha favorecido la convergencia entre los “centros nacionales diversificados”. Los recursos de las regalías podrían orientarse hacia la consolidación de polos de desarrollo regional.

^{36/} La teoría económica ha sido reacia a pensar los encadenamientos endógenos virtuosos porque el aparato metodológico ha sido construido alrededor de los rendimientos decrecientes. Las dinámicas endógenas que generan las vecindades ponen en tela de juicio los fundamentos de la teoría convencional.

Proponemos como primer ejercicio disminuir los dos techos de producción departamentales de 180 kpbddc a 60 kpbddc y de 600 kpbddc a 180 kpbddc. De esta forma se generaría un nuevo flujo de recursos de los principales departamentos productores hacia el FNR durante toda la presente década. Los resultados se presentan en la gráfica 26. Estimamos que los recursos del FNR se incrementarán en US\$100 millones en promedio durante los ocho años. Un mecanismo alternativo para generar un flujo de recursos similar consiste en disminuir el porcentaje de participación básico de 100% a 65% (tercera barra de la gráfica 26).

Gráfica 26

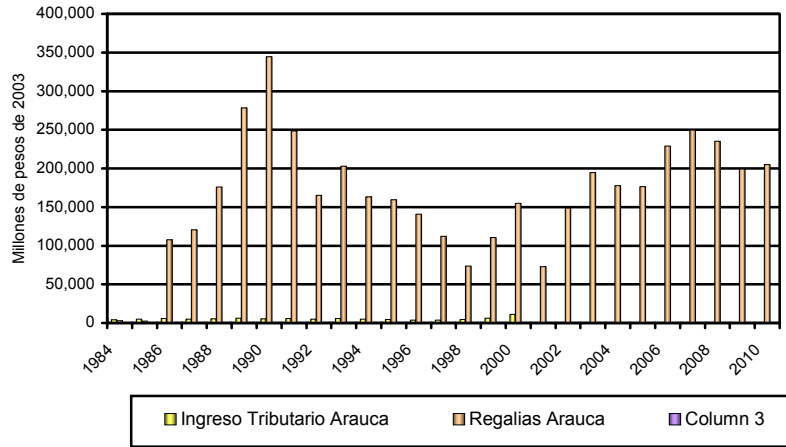
Recursos del FNR antes y después de reformas al sistema de techos



Fuente: Cálculos de los autores con base en información de Ecopetrol

El paso de las regalías a la Nación se justifica, además de las razones mencionadas, porque hay una notable desproporción entre las transferencias que reciben los departamentos por regalías y los ingresos tributarios. Las regalías en años de alta producción fueron 31 veces los ingresos tributarios en Arauca (gráfica 27) y 12 veces en el Casanare (gráfica 28). Estos recursos, como ya sabemos, no han sido utilizados de manera adecuada.

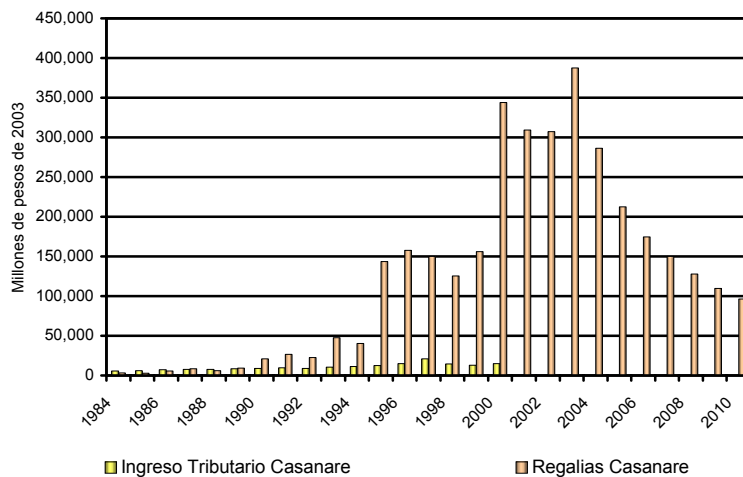
Gráfica 27
Regalías e Ingreso Tributario Arauca 1984 – 2010



Fuente: Cálculos de los autores con base en información de la CGR y Ecopetrol

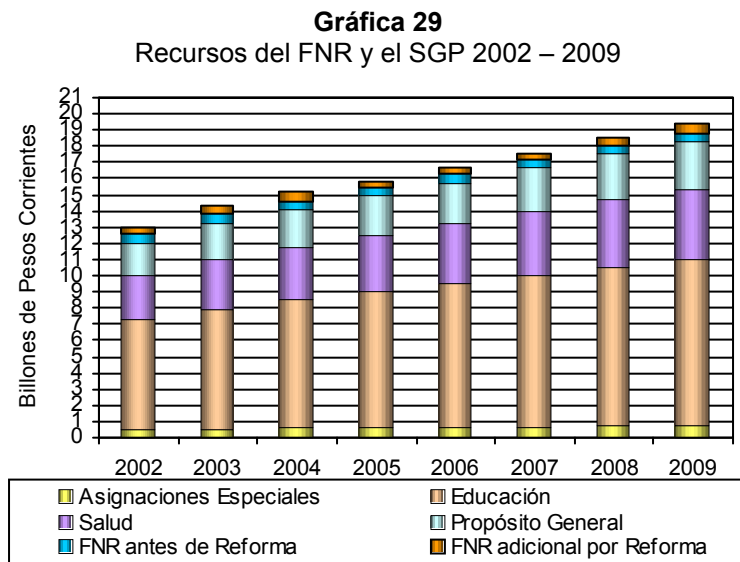
El paso de los recursos al FNR no garantiza su manejo eficiente. De hecho, el Fondo ha sido ineficiente. Podría pensarse en otros mecanismos, como el Sistema General de Participaciones (SGP), pero este camino puede ser problemático si al consolidar la descentralización fiscal no se avanza en la dirección de la descentralización espacial. Además si se distribuye de acuerdo con los criterios del SGP se corre el riesgo de financiar un mayor nivel de gasto permanente con recursos de carácter temporal, especialmente en los municipios de categoría 4, 5 y 6, quienes pueden utilizar parte de las transferencias municipales para financiar gastos en funcionamiento.

Gráfica 28
Regalías e Ingreso Tributario Casanare – 1984 – 2010



Fuente: Cálculos de los autores con base en información de la CGR y Ecopetrol

En la gráfica 29 observamos la proporción entre los recursos proyectados del FNR, con y sin la reforma propuesta, y el SGP entre 2002 y 2009. Aunque los recursos del FNR son pocos en comparación con el total del SGP, son significativos cuando se les compara con la partida municipal o de propósito general, aproximadamente 20%



Fuente: Cálculos de los autores con base en información de la Misión del Ingreso Público y Ecopetrol

3.2.4. CARBÓN

Los criterios para hacer las estimaciones de carbón son diferentes a los utilizados en el caso del petróleo. La UPME mediante la resolución 0377 de diciembre de 2002 fijó los precios base para la liquidación de regalías durante el primer semestre de 2003. Estos precios varían según el destino de la producción. Si el carbón se destina al consumo interno, el precio es menor que cuando se exporta. Además, el carbón que se exporta tiene un precio base de liquidación diferente dependiendo de la zona del país en que se haya extraído. Por ejemplo, el precio es más elevado si el carbón proviene de la Costa Atlántica. Los diferentes precios base de liquidación se proyectaron anualmente hasta el 2010 a partir de los precios establecidos en la mencionada resolución, y con base en los índices que Fedesarrollo proyectó para el precio del carbón colombiano.

En relación a los volúmenes de producción se tuvo en cuenta las proyecciones de los flujos totales de exportaciones de carbón hasta 2025 que realizó la EIA (Energy Information Administration), dichos flujos son presentados en matrices que discriminan los países exportadores y las regiones importadoras³⁷. Para el flujo total de exportaciones de Sur América, la EIA sólo tiene en cuenta las minas de Colombia

³⁷ International Energy Outlook 2003. En <http://www.eia.doe.gov>

y Venezuela, siendo Colombia el país que tiene mayor participación en el total de las exportaciones de Sur América (80% si el total incluye a todos los países de la región y 83% si sólo se incluyen Colombia y Venezuela).

EIA estima que el flujo total de exportaciones provenientes de Sur América se incrementará en un 43% del 2001 al 2010, es decir, que se pasará de 49.8 a 71.2 millones de toneladas en nueve años. La tasa de crecimiento anual a la que debiera crecer el flujo de exportaciones para alcanzar el mismo resultado estimado por EIA para 2010 es aproximadamente de 4.1%.

Con esta información fue posible, a partir de las proyecciones de EIA, construir una serie proyectada de la producción de carbón para Colombia asumiendo que el volumen de la producción total colombiana, a partir de la cifra reportada por Minercol para 2002 (39.509 miles de toneladas), crecerá anualmente al 4.1%.

Con base en las cifras históricas de la UPME se hizo un supuesto adicional acerca de la forma en que las regiones, los departamentos y los más importantes proyectos mineros de la Costa Atlántica participan de la producción total nacional, proporciones que se mantuvieron constantes hasta el 2010 (cuadro 24).

Cuadro 24
Participación de los departamentos en la producción de carbón

Zonas Productoras	Departamentos	Minas	%
Costa Atlántica 90%	Córdoba 1%		
	Guajira 66%	Zona Norte	85%
		Cárbones Colombianos Cerrejón	5%
		Glencor Prodeco	5%
		Cárbones del Cerrejón	5%
	César 33%	La Loma Drummond	70%
		Carboandes	8%
		Cárbones del Caribe	15%
	Consorcio Minero Unido	8%	
Interior del País 10%	Antioquia Boyacá Cundinamarca Norte de Santander Valle y Cauca		20%

Fuente: FEDESARROLLO

A partir de dicha información estimamos la producción de carbón por departamento (cuadro 25).

Cuadro 25**PRODUCCIÓN DE CARBÓN POR DEPARTAMENTOS
(En Miles de Toneladas)**

	Antioquia	Boyacá	C/marca	N. De Santander	Valle y Cauca	Guajira	César	Córdoba
2003	767	767	767	767	767	22.782	14.405	208
2004	797	797	797	797	797	23.675	15.024	217
2005	829	829	829	829	829	24.635	15.632	225
2006	863	863	863	863	863	25.633	16.266	225
2007	898	898	898	898	898	26.671	16.925	234
2008	934	934	934	934	934	27.752	17.611	244
2009	972	972	972	972	972	28.877	18.324	254
2010	1.012	1.012	1.012	1.012	1.012	30.047	19.067	264

Fuente: FEDESARROLLO

Conservando los criterios del artículo 16 de la Ley 141 de junio de 1994 y a partir de los datos de producción, estimamos un monto de regalías (cuadro 26).

Cuadro 26**REGALÍAS DE CARBÓN POR ZONAS
(Millones de Pesos de 2003)**

	Antioquia	Boyacá	C/marca	N. De Santander	Valle y Cauca	Guajira	César	Córdoba
2003	826	826	826	802	826	89.446	47.493	424
2004	776	776	776	754	776	84.093	44.754	400
2005	730	730	730	710	730	79.098	42.096	376
2006	714	714	714	694	714	77.348	41.165	368
2007	686	686	686	667	686	74.311	39.548	353
2008	659	659	659	640	659	71.372	37.984	339
2009	633	633	633	615	633	68.550	36.482	326
2010	608	608	608	591	608	65.839	35.039	313

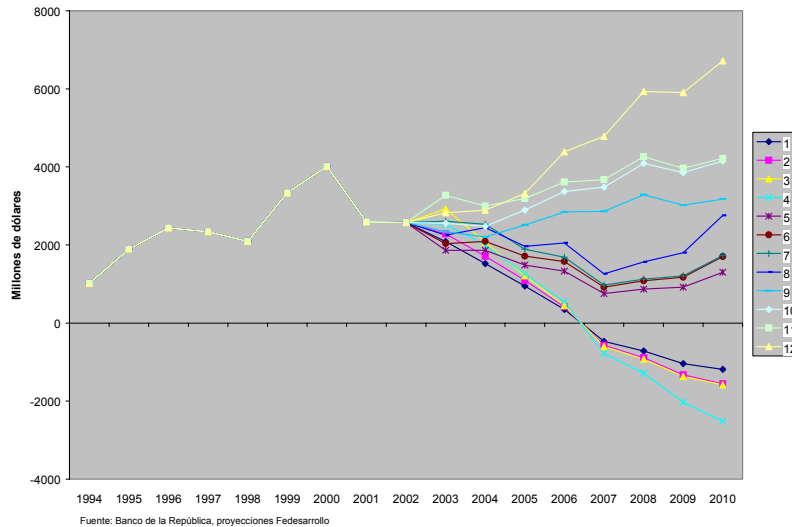
Fuente: FEDESARROLLO

3.3. EFECTOS SOBRE LA BALANZA EXTERNA

A partir de los modelos de simulación que hemos desarrollado antes, se generó 12 escenarios del nivel de las exportaciones en dólares, o importaciones, colombianas de crudo. Anteriormente se mencionó que en 1999 y 2000 las exportaciones de crudo representaron el 28,8 y el 30,8% de las exportaciones totales. La razón de estos porcentajes, tal como ya se analizó, fue el pico de producción de los campos Cusiana y Cupiagua en 1999 y la bonanza mundial en el precio internacional del crudo en 2000.

Los resultados del ejercicio se observan en la gráfica 30. En 7 de los 12 escenarios la participación del petróleo en las exportaciones se mantienen más o menos en el nivel observado hasta ahora.

Gráfica 30
Escenarios de exportación de crudo



Escenarios de precios y cantidades para las exportaciones

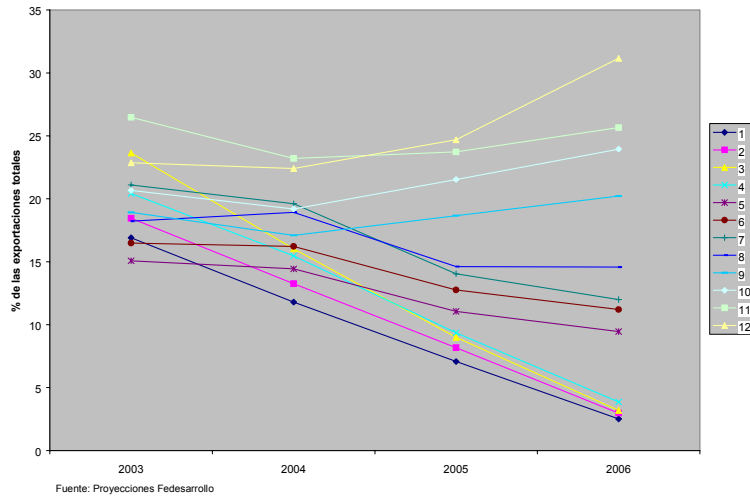
Variable	Escenario de Producción	Escenario de Precios	Escenario No.
Expo / Impo	a. P95	a. 14 - 2010	1
Expo / Impo	a. P95	b. EIA LW	2
Expo / Impo	a. P95	c. FED.	3
Expo / Impo	a. P95	d. EIA HW	4
Expo / Impo	b. CONFIS	a. 14 - 2010	5
Expo / Impo	b. CONFIS	b. EIA LW	6
Expo / Impo	b. CONFIS	c. FED.	7
Expo / Impo	b. CONFIS	d. EIA HW	8
Expo / Impo	c. P50	a. 14 - 2010	9
Expo / Impo	c. P50	b. EIA LW	10
Expo / Impo	c. P50	c. FED.	11
Expo / Impo	c. P50	d. EIA HW	12

Fuente: Fedesarrollo

El escenario más favorable (no. 12) supone una producción equivalente a la del escenario P50 de Ecopetrol, y un precio según la EIA (Energy Information Administration) construido por el gobierno norteamericano. En este caso, en el 2010 las exportaciones de crudo llegarían a ser mucho más del doble de lo que fueron en el 2002. Cuatro escenarios (1, 2, 3 y 4), que tienen su origen en P95, suponen que a partir del 2007 habrá que importar crudo. Medidas en dólares, las importaciones oscilarían entre los US\$1.1 mil millones y US\$2.5 mil millones.

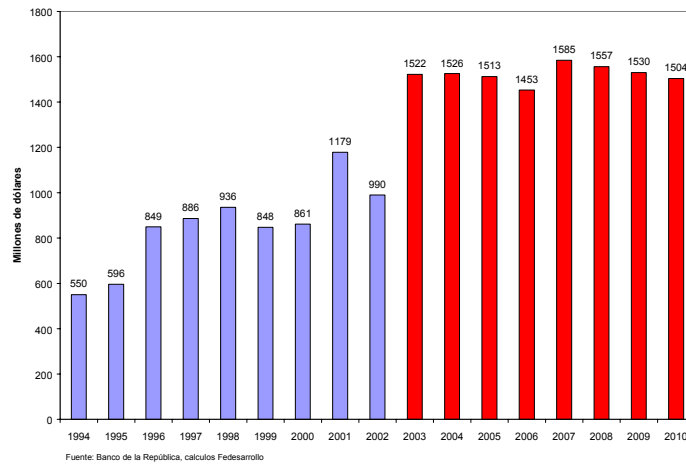
En la gráfica 31 se observa la participación de las exportaciones de crudo en las exportaciones totales. La participación del petróleo en las exportaciones totales varía, según el escenario, entre 25% y el 7% en 2005. En síntesis, aunque el petróleo ha sido un producto de creciente importancia en la balanza comercial en los últimos años, los ejercicios muestran que hay claros indicios de que la participación del petróleo en las exportaciones puede caer notablemente.

Gráfico 31
Exportaciones de crudo sobre las exportaciones totales: 12 Escenarios



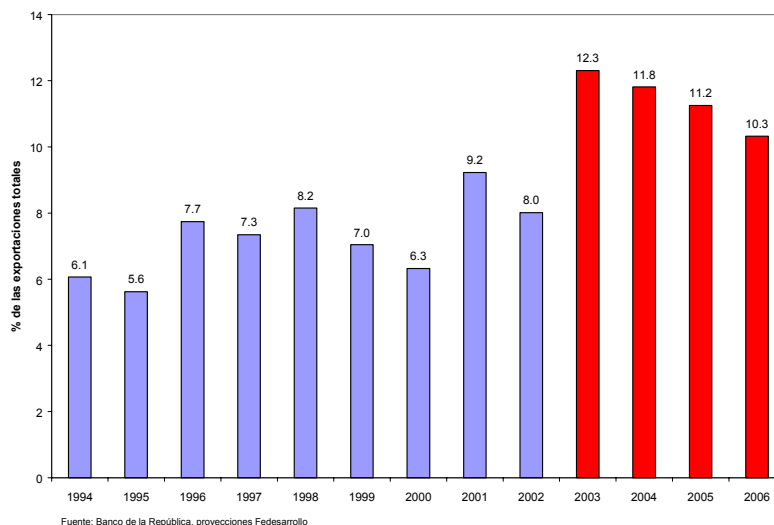
De otra parte, la gráfica 32 muestra la dinámica de las exportaciones de carbón para el período 1994–2002, y las proyecciones de Fedesarrollo para el período 2003–2010 según el escenario descrito anteriormente. La media anual de las exportaciones en dólares pasa de los US\$800 millones el período 1994–2002 a US\$1500 millones para el período 2003–2010. En conclusión, se encuentra que las exportaciones de petróleo disminuyen y las de carbón aumentan de acuerdo con el escenario más probable. El aumento en carbón genera gran impacto sobre la balanza de pagos, pero muy bajo en lo fiscal. Con el petróleo, el impacto es el opuesto.

Gráfica 32
Exportaciones anuales de carbón



El peso relativo de las exportaciones de carbón en las cuentas externas de Colombia era 7,3%. Según las proyecciones del escenario presentado, esta participación crecería en promedio para el período 2003–2006 a 11,4% (gráfica 33).

Gráfica 33
Participación porcentual de las exportaciones de carbón sobre las exportaciones totales



3.4. DÉFICIT FISCAL Y MACROECONOMÍA

El déficit es el punto de partida para hacer algunas consideraciones sobre las implicaciones macro que se derivan de las proyecciones anteriores. La comprensión de las principales interacciones macro puede contribuir al mejor diseño de la política petrolera. Hemos tratado de delinear las grandes tendencias. En la primera parte del estudio mostrábamos que a principios de los noventa se dijo que el hallazgo de los nuevos pozos estaría acompañado de los fenómenos propios de la enfermedad holandesa. La realidad fue muy distinta. Los síntomas de enfermedad holandesa aparecieron antes del boom del petróleo y, básicamente, por razones especulativas ligadas a la entrada masiva de capitales, y a la política monetaria restrictiva que terminó elevando la tasa de interés. La revaluación del peso y los intereses domésticos altos acentuaron la entrada de dólares y crearon un círculo vicioso. En este proceso la producción nacional de bienes transables resultó muy golpeada. La bonanza petrolera únicamente hace su aparición en el momento en el que la burbuja se está reventando. La cantidad de crudo y los precios aumentan al final de la década, en un contexto macro que es más propicio a la devaluación que a la revaluación. Claramente, esta tendencia de finales de los noventa ya no corresponde a enfermedad holandesa. El ambiente actual es muy distinto al que se vivía a comienzos de los noventa. Ya no es posible ser optimista. En materia petrolera, los escenarios de producción obligan a mirar el horizonte con cautela.

El déficit del sector público ayuda a trazar un puente entre las estimaciones de que realizamos en las páginas anteriores (volúmenes de producción y exportaciones, y aportes a la nación) y las grandes variables macro (PIB, tasa de desempleo e inflación). Conociendo cuál puede ser el aporte del sector minero-energético a las finanzas del Estado, a partir de allí estimamos el desbalance del sector público. Posteriormente, con base en este desbalance, calculamos el PIB bajo el supuesto de que uno de los determinantes de los cambios en el PIB es el monto de exportaciones petroleras (ecuación 16) y la variación absoluta en el balance fiscal³⁸. Y en una tercera etapa relacionamos el PIB estimado con el empleo (ecuación 14), los salarios y los precios (ecuación 15). A continuaciones expresamos dichas relaciones de manera formal.

11.

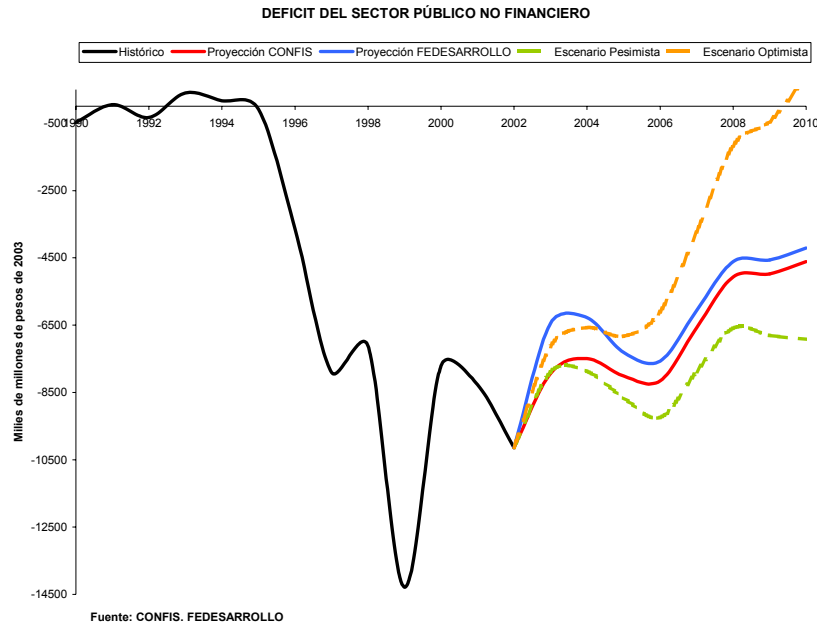
$$NFE_t = E_t - (IE_t + T_t^F)$$

NFE representa las necesidades netas de financiamiento del Estado. E corresponde a los egresos del Estado, IE representa los ingresos. Y de acuerdo con la ecuación 10, T_t^F es la estimación realizada por Fedesarrollo de los ingresos provenientes del sector petrolero. Ahora le damos un mayor alcance a esta expresión y suponemos que incluye todos los ingresos energético-mineros. La relación 11 es una suma, así que cuando aumenta T^F las necesidades de financiamiento disminuyen.

A partir de los ejercicios que hicimos previamente sobre las proyecciones de las regalías, calculamos varios escenarios de necesidades netas de financiamiento. Las estimaciones se presentan en la gráfica 34.

³⁸ Es necesario hacer la observación de que en estas estimaciones no se tuvo en cuenta la dinámica del sector carbón, debido al bajo impacto que este tiene sobre las finanzas públicas.

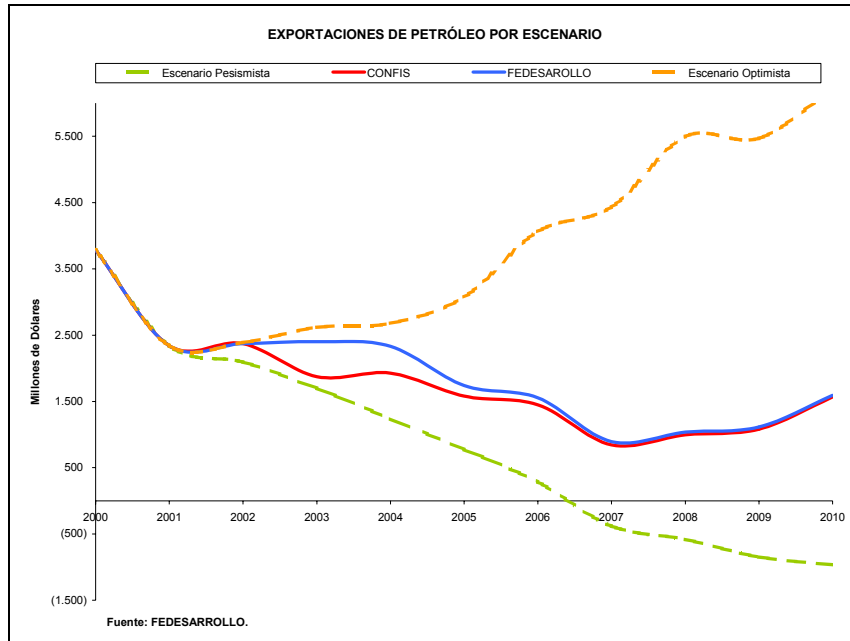
Gráfica 34



Hemos proyectado una necesidad de financiación (línea azul) ligeramente menor a la del Confis (línea roja). Los escenarios optimista y pesimista son compatibles, respectivamente, con la información sobre ingresos petroleros que resulta de P50 (gráfica 20) y de P95 (gráfica 21). También incluimos las proyecciones que hicimos previamente sobre la dinámica de los ingresos provenientes de las otras fuentes energético-mineras. La brecha entre las alternativas optimista y pesimista muestra la elevada importancia que tiene el sector energético-minero en las finanzas públicas. Las curvas de la gráfica confirman las advertencias que hace la Misión del Ingreso Público (2003, p. 39) sobre la relevancia que tienen los recursos energéticos en las finanzas del Estado.

También proyectamos la evolución de las exportaciones (gráfica 35). Por fuera del escenario optimista, reiteramos la incertidumbre sobre el futuro energético del país.

Gráfica 35
Escenario de exportaciones



Los datos de las figuras 34 y 35 nos servirán de base para la proyección de las principales variables macro. Para realizar las estimaciones es necesario, primero, superar las relaciones contables planteadas en 11 y, segundo, definir los parámetros que subyacen a las principales interacciones macro. Con base en cifras históricas trimestrales desde 1984 y utilizando el filtro de Hodrick y Prescott obtuvimos la dinámica estructural de las variables que nos interesan.

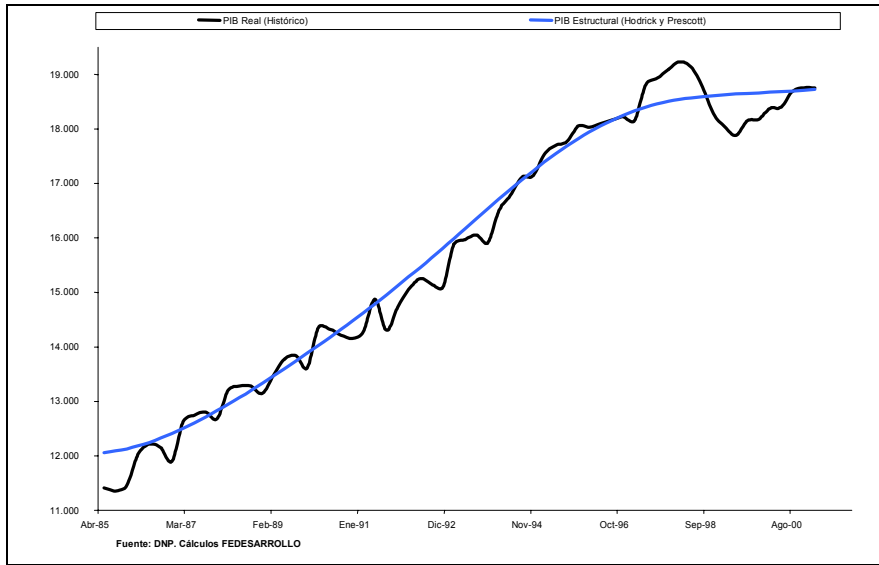
Dada una serie de tiempo $\{x_t\}$, el filtro de Hodrick y Prescott extrae de $\{x_t\}$ una tendencia estable, aislada del comportamiento volátil que pueda tener la serie. El proceso se realiza mediante la minimización de la siguiente sumatoria:

12.

$$\sum_{t=1}^n \left\{ (x_t - x_t^*)^2 + [(x_{t+1}^* - x_t^*) - (x_t^* - x_{t-1}^*)]^2 \right\}$$

siendo n el número de datos y x_i^* el valor tendencial de la variable en el momento i . Comenzamos aplicando la relación 12 al PIB. El resultado se presenta en la gráfica 36. La caída de la tasa de crecimiento que se presentó en 1999, tal y como lo señalábamos a propósito de la gráfica 1, modificó la tendencia ascendente. Insistimos en que el debilitamiento de la economía tiene lugar en un momento en el que el PIB energético-minero adquiere mayor importancia relativa (gráfica 5). El golpe habría sido mucho mayor de no haberse presentado la bonanza petrolera.

Gráfica 36
PIB estructural



Después de aplicar el filtro de Hodrick y Prescott y de realizar un ajuste cuadrático a los valores filtrados, obtenemos el siguiente PIB estructural.

13.

$$PIB_t = 10.407 + 161.21 * t - 0.35 * t^2$$

Donde t es el número del trimestre a partir del primero de 1985. Los resultados de la estimación se presentan en el cuadro 27.

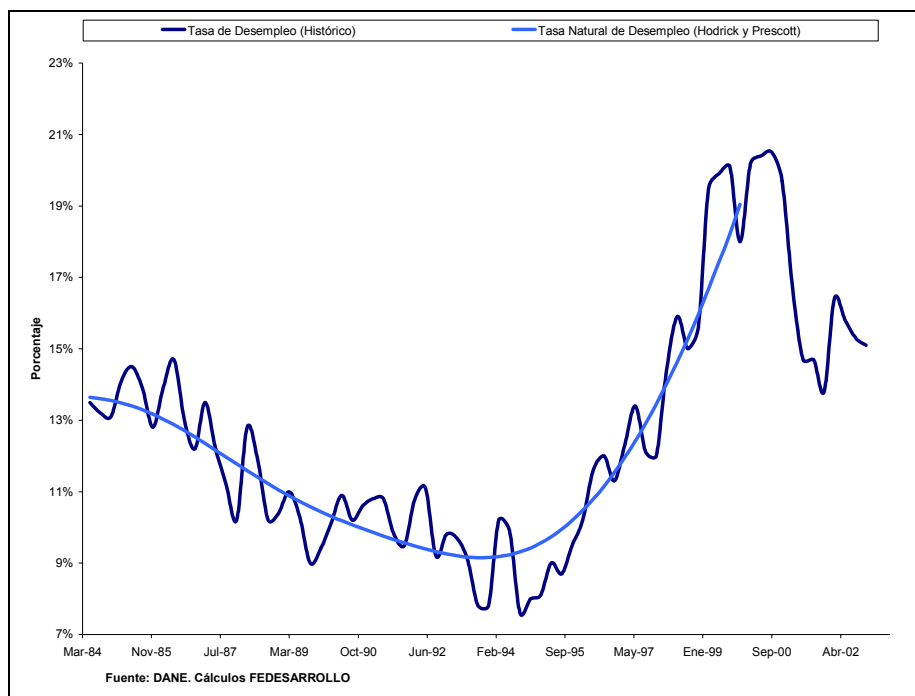
Cuadro 27				
Estimación del PIB estructural - Ecuación 13				
Variable	Parámetro estimado	Error estándar	Prueba t $H_0: \beta = 0$	Pr > t
Intercepto	10407	183.32177027	56.769	0.0001
t	161.214550	13.01424572	12.388	0.0001
t ²	-0.350961	0.19405236	-1.809	0.0754
Ajuste global del modelo				
Fuente de variabilidad	Grados de libertad	Suma de cuadrados	F-value	Pr > F
Debido a la regresión	2	419082245.92	933.973	0.0001
Debido al error	61	13685627.019		
Total	63	432767872.94		
R-cuadrado = 0.9684 R-cuadrado ajustado = 0.9673				

También a partir de la ecuación 12 estimamos la tasa de desempleo estructural con un procedimiento similar al del PIB. La tasa de desempleo resultante es equivalente a la tasa natural ^{39/}. Los resultados se observan en la gráfica 37. El aumento considerable del desempleo en la segunda mitad de los noventa va en dirección opuesta a la senda seguida por los ingresos del sector energético. La evolución del desempleo es compatible con las tendencias del gráfico 36.

Es interesante constatar que cuando la dinámica estructural de la economía es negativa (menor PIB y mayor desempleo), el impacto positivo del sector energético no tiene la fuerza suficiente para contrarrestar la tendencia recesiva. Los beneficios fiscales que se derivan de la explotación energética-minera no han estado acompañados de una política económica que busque activar encadenamientos productivos a partir de los recursos energéticos. Podríamos afirmar que sigue prevaleciendo una lógica extractiva en un contexto en el que se destacan los rasgos propios de una economía de enclave.

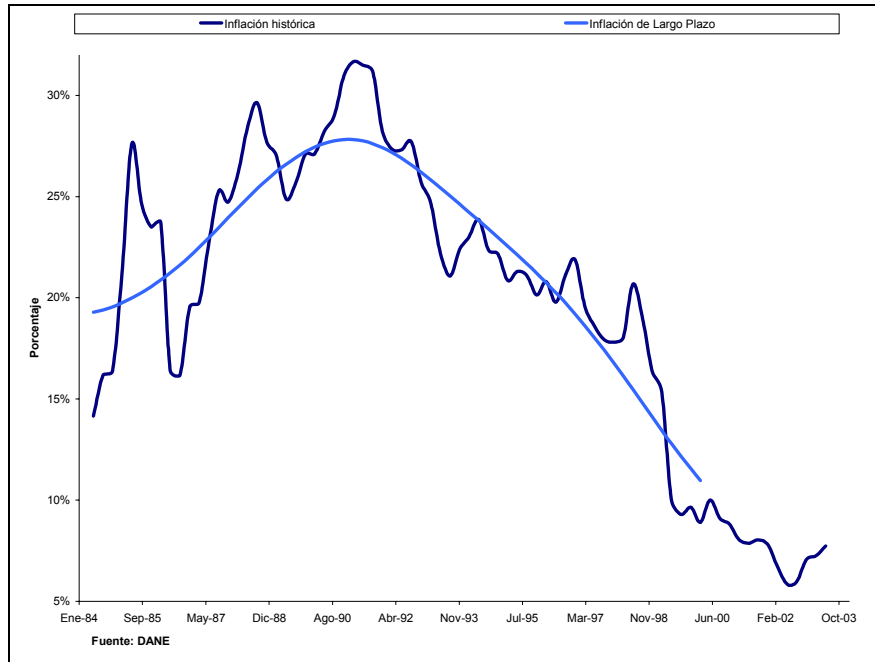
^{39/} Sobre este tema puede consultarse: Farné, Vivas y Reyes (1995), Henao y Rojas (1999), Friedman (1968, 1968 b, 1975, 1976).

Gráfica 37
Tasa natural de desempleo



La inflación es otra variable macro relevante para nuestros propósitos. Como en los casos anteriores, la ecuación 12 es el punto de referencia. La gráfica 38 incorpora los resultados de la estimación. La tendencia de largo plazo es negativa. La Junta Directiva del Banco de la República, como decíamos atrás, se comprometió con una política anti-inflacionaria radical. Decíamos que esta política monetaria restrictiva tuvo costos importantes en el sector real de la economía. La comparación de las figuras 37 y 38 lleva a la conclusión de que el mayor desempleo fue a la par con una menor inflación. Esta relación inversa entre desempleo e inflación se conoce como la curva de Phillips (1958, 1962), e indica que el costo de reducir la inflación fue alto en términos de empleo.

Gráfica 38
Inflación de largo plazo



Tomando las cifras *trimestrales* de largo plazo (1985-1999) ^{40/} de las series filtradas calculamos el logaritmo natural de la tasa de desempleo (LTD) en función del logaritmo natural del PIB en miles de millones de pesos de 1994 (LPIBR). Esta relación fue planteada por Okun (1975, 1983).

14.

$$\widehat{LTD}_t = -0.22 * LPIBR_t$$

Los resultados de la estimación se presentan en el cuadro 28. La relación entre las variables es negativa: un aumento del producto se manifiesta en una menor tasa de desempleo.

^{40/} Las estimaciones posteriores a 1999 tienen problemas ocasionados por el cambio de metodología de la Encuesta de Hogares del Dane.

Cuadro 28				
Resultados de la estimación de Okun - Ecuación 14				
Variable	Parámetro estimado	Error estándar	Prueba t $H_0: \beta = 0$	Pr > t
LPIBR _t	-0.225405	0.00266642	-84.535	0.0001
Nota: No hay intercepto				
Ajuste global del modelo				
Fuente de variabilidad	Grados de libertad	Suma de cuadrados	F-value	Pr > F
Debido a la regresión	1	278.84915	7146.109	0.0001
Debido al error	58	2.26322		
Total	59	281.11238		
R-cuadrado = 0.9919 R-cuadrado ajustado = 0.9918				

Los valores de las series estimadas se presentan en el cuadro 29.

Cuadro 29

Series estimadas del PIB estructural, la tasa natural de desempleo y la inflación de largo plazo

Trimestre	PIB Estructural	Tasa Natural de Desempleo	Inflación de Largo Plazo
Jun-85	12.060	13.4%	20.0%
Sep-85	12.088	13.3%	20.3%
Dic-85	12.129	13.2%	20.6%
Mar-86	12.183	13.0%	20.9%
Jun-86	12.248	12.9%	21.2%
Sep-86	12.324	12.7%	21.6%
Dic-86	12.410	12.5%	22.0%
Mar-87	12.504	12.3%	22.5%
Jun-87	12.607	12.2%	23.0%
Sep-87	12.716	12.0%	23.5%
Dic-87	12.831	11.8%	24.0%
Mar-88	12.951	11.6%	24.4%
Jun-88	13.075	11.4%	24.9%
Sep-88	13.203	11.2%	25.4%
Dic-88	13.334	11.0%	25.8%
Mar-89	13.468	10.9%	26.2%
Jun-89	13.605	10.7%	26.6%
Sep-89	13.744	10.6%	26.9%
Dic-89	13.886	10.4%	27.2%
Mar-90	14.029	10.3%	27.4%
Jun-90	14.175	10.2%	27.6%
Sep-90	14.323	10.1%	27.8%
Dic-90	14.475	10.0%	27.8%
Mar-91	14.629	9.9%	27.8%
Jun-91	14.787	9.8%	27.7%
Sep-91	14.949	9.7%	27.6%
Dic-91	15.114	9.6%	27.4%
Mar-92	15.283	9.5%	27.2%
Jun-92	15.455	9.4%	26.9%
Sep-92	15.631	9.3%	26.6%
Dic-92	15.809	9.3%	26.2%
Mar-93	15.990	9.2%	25.8%
Jun-93	16.171	9.2%	25.4%
Sep-93	16.353	9.2%	25.0%
Dic-93	16.535	9.2%	24.6%
Mar-94	16.715	9.2%	24.2%
Jun-94	16.892	9.2%	23.8%
Sep-94	17.064	9.3%	23.4%
Dic-94	17.231	9.4%	23.0%
Mar-95	17.391	9.6%	22.6%
Jun-95	17.544	9.7%	22.1%
Sep-95	17.687	9.9%	21.7%
Dic-95	17.821	10.2%	21.2%
Mar-96	17.945	10.5%	20.7%
Jun-96	18.058	10.8%	20.3%
Sep-96	18.160	11.1%	19.7%
Dic-96	18.252	11.5%	19.2%
Mar-97	18.332	12.0%	18.6%
Jun-97	18.401	12.4%	18.0%
Sep-97	18.459	12.9%	17.4%
Dic-97	18.506	13.4%	16.8%
Mar-98	18.544	14.0%	16.1%
Jun-98	18.572	14.6%	15.5%
Sep-98	18.595	15.3%	14.8%
Dic-98	18.612	16.0%	14.1%
Mar-99	18.626	16.7%	13.4%
Jun-99	18.639	17.4%	12.8%
Sep-99	18.651	18.2%	12.2%
Dic-99	18.663	19.0%	11.6%

Fuente: FEDESARROLLO.

Nota: PIB en miles de millones de pesos de 1994

Conservando la lógica subyacente a la curva de Phillips estimamos la relación entre el logaritmo natural de la inflación (LINF) y el logaritmo natural de la tasa de desempleo (LTD).

15.

$$\widehat{LINF}_t = -0.7 * LTD_t$$

El cuadro 30 incluye los resultados de la estimación. Los valores de la ecuación 15 confirman la interacción básica de la curva de Phillips: hay un trade-off entre inflación y desempleo. Para Tobin (1966) se trata del *cruel dilema* de la política económica. En su opinión los gobiernos tienen que optar, así no lo quieran, entre inflación o desempleo. No les queda más remedio que escoger el mal que consideren menor.

Cuadro 30				
Relación entre la inflación y el desempleo - Ecuación 15				
Variable	Parámetro estimado	Error estándar	Prueba t H ₀ : β = 0	Pr > t
LTD _t	0.686528	0.02090142	32.846	0.0001
Ajuste global del modelo				
Fuente de variabilidad	Grados de libertad	Suma de cuadrados	F-value	Pr > F
Debido a la regresión	1	132.49405	1078.859	0.0001
Debido al error	58	7.12295		
Total	59		139.61699	
R-cuadrado = 0.9490 R-cuadrado ajustado = 0.9481				

Es razonable suponer que el PIB depende del déficit público y de la dinámica de las exportaciones. Hicimos esta estimación para el período 1974-2002. Decimos que el PIB real (PIBR) es función del cambio absoluto del déficit real del SPNF (DDEF) y del valor de las exportaciones de petróleo (PEXP).

16.

$$\widehat{PIBR}_t = 109.962 - 1.76 * DDEF_t + 12.09 * PEXP_t$$

A su vez,

17.

$$DDEF_t = DEF_t - DEF_{t-1}$$

DEF equivale a las necesidades netas de financiamiento de la ecuación 11. Los resultados de la estimación pueden observarse en el cuadro 31. El signo de DDEF en ecuación 16 es negativo porque mientras menor sea la fluctuación interanual del déficit mayor es el producto. En otras palabras, la volatilidad del déficit no favorece el crecimiento. La relación positiva entre las exportaciones de petróleo y el PIB es más clara.

Cuadro 31				
Relación entre el PIB, el desbalance del sector público y las exportaciones				
Variable	Parámetro estimado	Error estándar	Prueba t $H_0: \beta = 0$	Pr > t
Intercepto	109.962	6581.1537169	16.709	0.0001
DDEF _t	-1.7674	1.64554227	-1.074	0.2931
PEXP _t	12.098272	1.44313389	8.383	0.0001
Ajuste global del modelo				
Fuente de variabilidad	Grados de libertad	Suma de cuadrados	F-value	Pr > F
Debido a la regresión	2	37326479204	35.390	0.0001
Debido al error	25	13184089747		
Total	27	50510568951		
R-cuadrado = 0.7390				
R-cuadrado ajustado = 0.7181				

Los valores de la regresión se presentan en el cuadro 32.

Cuadro 32
Déficit del SPNF, Exportaciones de Petróleo y PIB.

Año	PIB Real	DEFICITt-DEFICITt-1	Exportaciones de Petróleo
1974	87.368	-2235	688
1975	89.398	-213	599
1976	93.625	1906	353
1977	97.518	-968	372
1978	105.778	1378	470
1979	111.468	-1229	409
1980	116.024	-835	301
1981	118.666	-3948	101
1982	119.791	-1160	567
1983	121.677	-321	1.172
1984	125.754	369	1.354
1985	129.661	1514	1.440
1986	137.213	5296	1.562
1987	144.579	-1977	4.673
1988	150.455	-467	3.252
1989	155.592	214	4.730
1990	162.254	2196	6.747
1991	165.502	530	5.032
1992	172.197	-378	4.239
1993	181.478	732	3.694
1994	192.022	-235	3.085
1995	202.012	-255	4.646
1996	206.165	-3566	6.137
1997	213.237	-4251	5.412
1998	214.427	781	5.056
1999	205.317	-7164	8.903
2000	211.060	6576	11.588
2001	214.014	-561	8.531
2002	217.438	-1871	10.113

Fuente: FEDESARROLLO

Nota: Cifras en miles de millones de pesos de 2003

Después de estimar los valores de largo plazo realizamos estimaciones de corto plazo. Las regresiones recursivas incluyen los doce trimestres anteriores al del trimestre que se quiere calcular (cuadro 33). Se toman los valores de las series suavizadas. El coeficiente de Okun resulta de la estimación del logaritmo natural de la tasa de desempleo en términos del logaritmo natural del PIB en miles de millones de pesos de 1994, y el coeficiente de Phillips corresponde a la estimación del logaritmo natural de la inflación en función del logaritmo natural de la tasa de desempleo.

Cuadro 33

Estimaciones de corto plazo. Coeficientes recursivos de Okun y de Phillips

Trimestre	Okun	Phillips
Mar-91	-0.2359	0.5852
Jun-91	-0.2370	0.5780
Sep-91	-0.2381	0.5718
Dic-91	-0.2391	0.5667
Mar-92	-0.2400	0.5626
Jun-92	-0.2409	0.5596
Sep-92	-0.2418	0.5576
Dic-92	-0.2425	0.5566
Mar-93	-0.2432	0.5565
Jun-93	-0.2439	0.5574
Sep-93	-0.2444	0.5592
Dic-93	-0.2449	0.5618
Mar-94	-0.2452	0.5653
Jun-94	-0.2454	0.5695
Sep-94	-0.2454	0.5746
Dic-94	-0.2453	0.5804
Mar-95	-0.2449	0.5871
Jun-95	-0.2443	0.5946
Sep-95	-0.2435	0.6029
Dic-95	-0.2424	0.6123
Mar-96	-0.2411	0.6226
Jun-96	-0.2395	0.6341
Sep-96	-0.2376	0.6469
Dic-96	-0.2354	0.6609
Mar-97	-0.2330	0.6765
Jun-97	-0.2303	0.6937
Sep-97	-0.2273	0.7127
Dic-97	-0.2242	0.7336
Mar-98	-0.2208	0.7566
Jun-98	-0.2172	0.7819
Sep-98	-0.2135	0.8096
Dic-98	-0.2096	0.8399
Mar-99	-0.2056	0.8730
Jun-99	-0.2015	0.9090
Sep-99	-0.1973	0.9479
Dic-99	-0.1930	0.9901

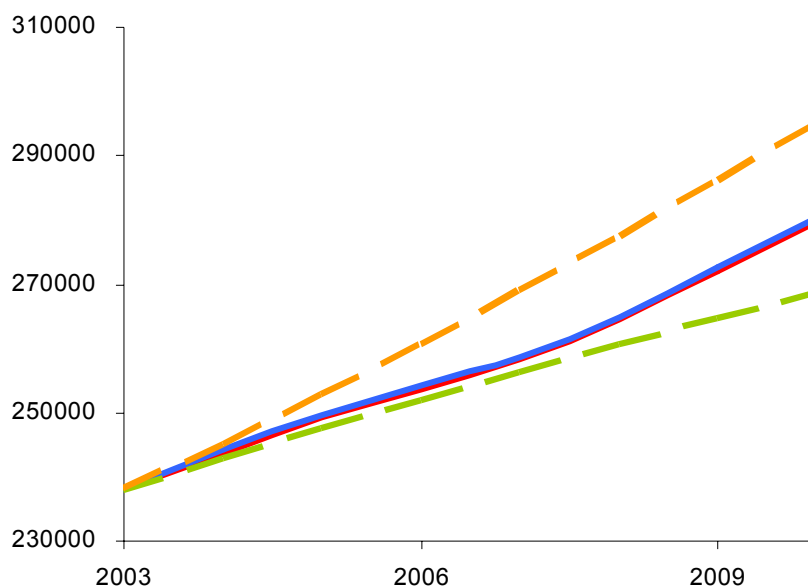
Fuente: FEDESARROLLO

En el tiempo se observa que el coeficiente de Okun es estable y el de Phillips es muy sensible a la dinámica del PIB.

Una vez que hemos encontrado los parámetros estructurales de la economía, reemplazamos en 16 los valores proyectados en las gráficas 34 y 35, y calculamos

un nuevo valor del PIB, que no coincide necesariamente con las cifras que traía la serie anual histórica, pero que sirve para escoger una senda de PIB estructural (ecuación 13). En la gráfica 39 se observan las distintas alternativas del PIB. La brecha entre los dos escenarios extremos se va ampliando a lo largo del tiempo. La secuencia intertemporal muestra cómo se acentúan progresivamente las pequeñas diferencias iniciales ^{41/}.

Gráfica 39
Proyecciones de PIB anual según cada escenario



Los escenarios de Fedesarrollo (azul) y de Confis (rojo) están ubicados entre las alternativas optimista (naranja) y pesimista (verde).

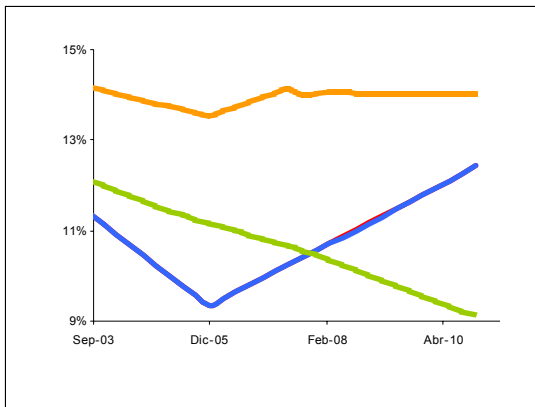
Fuente: Fedesarrollo

Las proyecciones de la inflación se observan en la gráfica 40. La inflación es mayor en el escenario optimista porque el aumento de la demanda induce a un alza de los precios. En la alternativa propuesta por Fedesarrollo (línea azul), la inflación alcanza un nivel máximo de 12.42%.

^{41/} Sala-i-Martin (1994) destaca la importancia que tiene este efecto mariposa en los análisis de la convergencia intertemporal del desarrollo.

Gráfica 40

Proyecciones de inflación según cada escenario

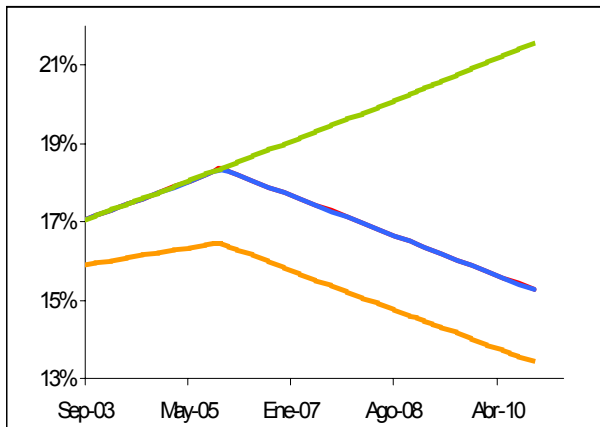


La línea naranja superior representa la proyección de inflación que correspondería al escenario petrolero-energético más optimista. El otro extremo de inflación (verde) es compatible con la alternativa petrolero-energética más pesimista. La línea azul es la proyección que resulta a partir de las cifras estimadas por Fedesarrollo.

Fuente: Fedesarrollo

Gráfica 41

Proyecciones de la tasa de desempleo según cada escenario



La línea verde representa el escenario pesimista. La anaranjada la alternativa optimista. Y la línea azul corresponde a la proyección de Fedesarrollo.

Fuente: Fedesarrollo.

Finalmente, la gráfica 41 muestra las proyecciones de la tasa de desempleo según escenarios. Igualmente, como sucede en los casos anteriores, la brecha entre los escenarios optimista y pesimista se acentúa considerablemente a lo largo del tiempo.

En conclusión, los resultados de las proyecciones de tasa de desempleo e inflación son muy similares en los escenarios Confis y Fedesarrollo. En ambos casos, el desempleo llega a tasas de 15.2% en el 2010 con un promedio en el período de 17%. Y la inflación alcanza el 12.4% en 2010 con un promedio del 10.7% en el período. En el escenario optimista se obtienen tasas persistentes de crecimiento del 3.2% anual a partir de 2005. El desempleo llega al 13.4% en 2010 y la tasa promedio en todo el período es del 15%. La inflación sube a 14% en 2010 con un aumento, promedio anual, de los precios de 13.9%. En el escenario pesimista la tasa de crecimiento promedio es de 1.8% desde 2004 hasta 2010, y la tasa de desempleo aumenta significativamente hasta 21.5% en 2010 con una tasa promedio anual de 19.2%. La inflación llega al 9.1% en 2010 con un promedio de 10.6% en el período.

El mensaje de las estimaciones es claro: los recursos energéticos tienen un claro impacto en las finanzas públicas y, por esta vía, en la producción, la inflación y el empleo.

Las proyecciones mantienen la lógica de curva de Phillips que se observó en los noventa. Las estimaciones suponen que el comportamiento estructural de la economía continúa siendo el mismo. Obviamente, las dinámicas pueden ser modificadas en la medida en que la política económica sea diferente. Pero más que discutir las características de la política económica, las proyecciones quieren llamar la atención sobre la relevancia del sector energético y sobre la urgencia de tomar decisiones que permitan inclinar las tendencias desde el escenario negativo hacia el positivo.

4. COMPARACIÓN INTERNACIONAL DEL ESQUEMA CONTRACTUAL COLOMBIANO Y MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DEL JUEGO – SECTOR PETROLERO⁴²

La consolidación de una política petrolera con participación de empresas multinacionales ha sido una tarea que se viene desarrollando desde hace ya varias décadas. El paso de una política de concesiones al diseño de un contrato de asociación justo tanto para los capitales privados como para el país ha sido relativamente reciente. Un muy buen resumen del origen del contrato de asociación como de su evolución reciente se encuentra en Segovia (2001), y Tovar et.al. (2001) en donde vemos como se diseñan las condiciones legales y contractuales para que ECOPETROL esté en capacidad de firmar contratos de asociación y algunas de sus variaciones con empresas internacionales en las condiciones mencionadas⁴³. Segovia nos muestra que es a finales de los sesenta y principios de los años setenta cuando se crean las nuevas reglas del juego entre ECOPETROL y los potenciales asociados que fueron la base para la exploración y los posteriores descubrimientos a mediados de los años setenta. Así mismo, ubica a Colombia tanto por su nivel de producción como en su potencialidad petrolera y gasífera como un país de producción media con costos relativamente altos en su exploración como posterior producción. Tovar igualmente nos muestra que el proceso de modificación de las reglas del juego en los contratos de asociación durante la década de los años ochenta y noventa es una política que busca ajustar nuestras condiciones a las condiciones internacionales con el fin de lograr una mayor competitividad frente al resto de países que igualmente buscan socios.

Sin bien la creación de un contrato “estándar” (50-50 después de regalías) fue muy novedosa a finales de la década de los años sesenta; ya para mediados de los ochenta una gran cantidad de países igualmente habían modificado sus condiciones de contratación para acercar la inversión extranjera al país. Esto hizo que se perdiera rápidamente competitividad y que la exploración cayera fuertemente a lo largo de la década de los años ochenta. El paso inevitable fue la flexibilización de nuestras

⁴² Este apartado solamente trata de las reglas de los contratos de crudo, los de gas no se incluyen aunque los mismos tienen igualmente reglas definidas en los contratos de asociación.

⁴³ Ver Segovia R., “La génesis del contrato de Asociación” y Tovar A. Et.al., “La contratación Petrolera en Colombia”, en Carta Petrolera”, #97, julio-agosto 2001, ECOPETROL, Bogotá.

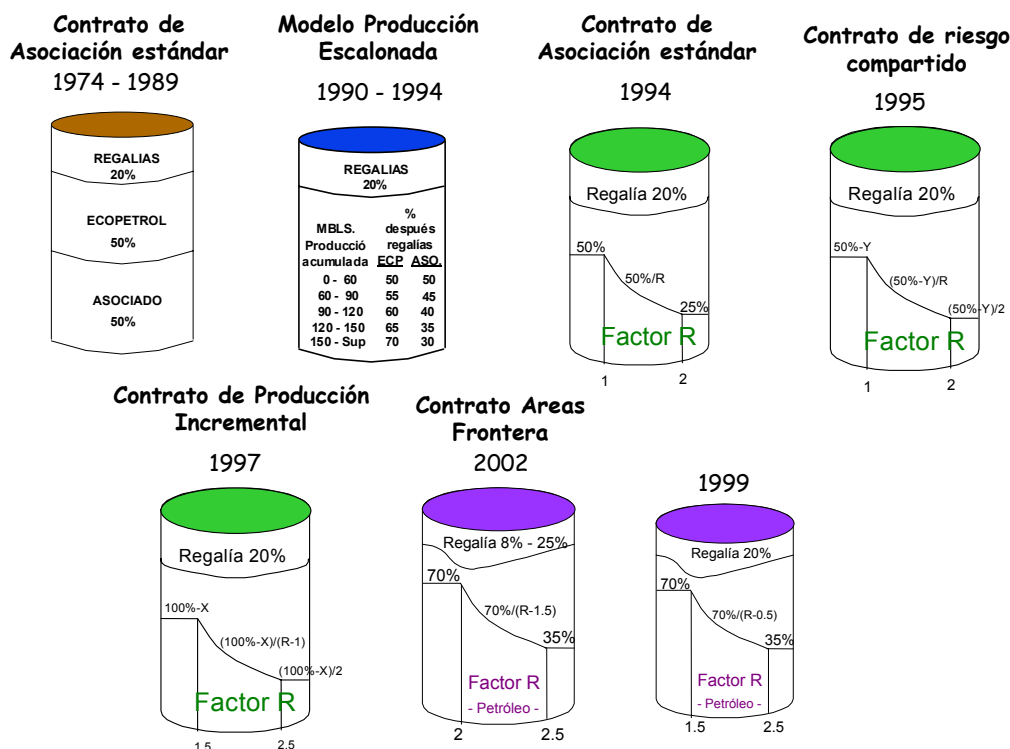
condiciones de contratación y del cobro de regalías en los años siguientes. En general se encuentra que las políticas incrementales para la liquidación de regalías y de la producción buscan garantizar un mayor volumen de recursos para nuestros socios en los campos pequeños y medianos y, como contrapartida, que sea la empresa nacional la que se quede con la mayor parte de la producción cuando se presente un “boom” tanto de producción como de precio, esto por la forma de liquidación del factor R, en estos nuevos campos. Sin embargo, la competitividad del sector, de acuerdo con parámetros internacionales, involucra muchos aspectos adicionales.

El resumen de los principales hechos en el sector petrolero en los últimos años es así. Con Caño Limón en 1983 y en 1988 con Cusiana y Cupiagua se logran los mayores descubrimientos del país; a partir de este último descubrimiento ha decrecido la actividad exploratoria y el total de las reservas descubiertas. Estos campos incentivaron el interés de los inversionistas privados y ya en 1986 se inició con el “plan de desarrollo año 2000” que planteaba la perforación de 50 pozos exploratorios anualmente, hasta final de década de los años noventa. Infortunadamente esta previsión no se cumplió y la exploración disminuye dramáticamente desde finales de los años ochenta. Por este motivo en 1989 se estableció la distribución escalonada en el contrato de asociación y en 1999 la participación del gobierno disminuyó de 50% a 30% (factor R), con lo que se obtuvo un incremento en el número de contratos firmados y se espera que de campos en exploración.

Así, se pasó a un sistema que monitorea variables de orden económico y volumétrico en el momento de la distribución de la producción basado en el Factor R, el cual fue modificado en 1999 con el fin de incentivar la inversión privada. Por último, en el año 2002 se redujeron las regalías de 20% a un rango de 8% a 25%, de acuerdo con el nivel de producción de cada campo. La política de asociación viene de tiempo atrás⁴⁴.

⁴⁴ En 1974, el decreto 2310 se constituye la base fundamental sobre la cual se asienta la política petrolera colombiana. Se acabó con la Concesión como mecanismo de contratación y se facultó a ECOPETROL para administrar los recursos petroleros del país y adelantar la búsqueda y producción de hidrocarburos de manera directa, o por intermedio de contratos como el de Asociación, Operación, Servicios o de cualquier otra naturaleza. Colombia estableció un esquema contractual cuya característica es la distribución de la producción después de regalías del 20%, siendo una relación constante del cincuenta por ciento (50%) para ECOPETROL y cincuenta por ciento (50%) para la Asociada.

Gráfica 42
Evolución del Contrato de Asociación



Fuente: ECOPEL – Tomado de la presentación “Política Petrolera” Noviembre de 2002

La llamada competitividad en el sector petrolero, para la mayoría de las empresas que califica esta competitividad, es una calificación ponderada de numerosas variables que se pueden agrupar en dos:

- Reglas del juego económicas y,
- El entorno en el que se desarrolla la actividad en el sector.

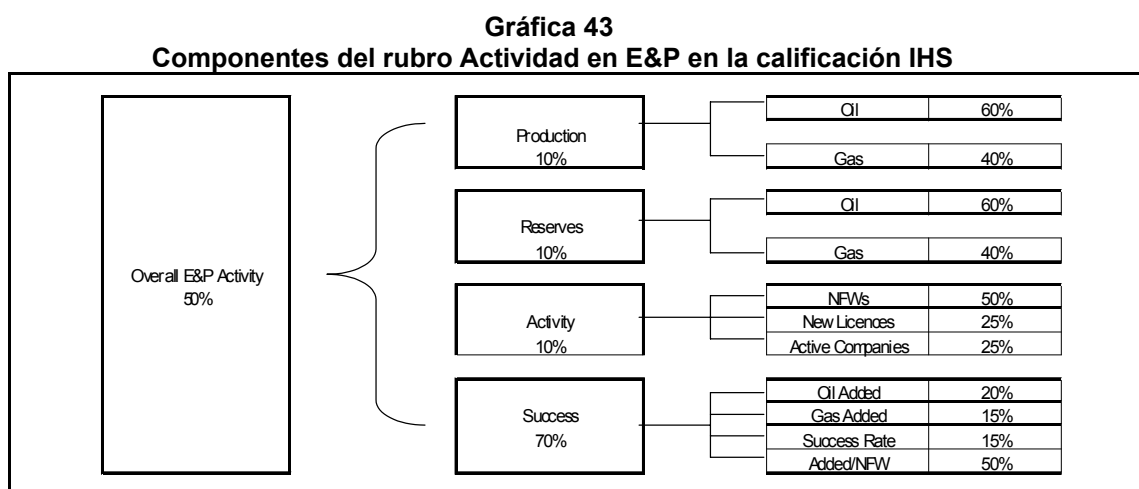
En las primeras se encuentran como centrales tres variables: las condiciones de distribución de la producción de los contratos asociación, el pago de la regalía y la carga tributaria que soportan las empresas asociadas en dichos contratos. Por el entorno, entienden diversos factores como las condiciones sociales, políticas y de seguridad en el país; además de la evolución de la actividad del sector en los últimos años en temas como: pozos en exploración, éxito en la exploración, contratos firmados, total de reservas totales y nuevas, entre otras.

En general, para la calificación colombiana de los últimos años se encuentra que el peso de las últimas variables es muy importante y que la ausencia de un nuevo hallazgo tiene un peso muy importante en la mala calificación obtenida en los últimos años, ver gráfico 44. Debe igualmente mencionarse que estas empresas

calificadoras le dan un peso distinto a estas variables, pero IHS la empresa que califica a nuestra empresa estatal distribuye su calificación así⁴⁵:

- 50% Actividad en Exploración y explotación.
- 35% Condiciones Fiscales
- 15%. Riesgos políticos.

La gráfica 43 nos muestra la composición porcentual de la calificación de la parte de la actividad en exploración y explotación utilizada por IHS. Vemos como las variables del éxito son las que tienen más peso y, en las actuales condiciones, las que más castiga la calificación obtenida recientemente.



Fuente: Ecopetrol - IHS

Para ECOPETROL el gran reto en su política petrolera es armonizar y mejorar el perfil de estas variables de tal manera que las empresas multinacionales encuentren atractiva y confiable una inversión de largo plazo. Recientemente en el año 1999, la empresa hizo ajuste a la política petrolera de tal forma que se “ganara” en competitividad⁴⁶. Sin embargo, la mejora obtenida en la calificación en el 1999 se perdió en los años siguientes; según ECOPETROL esto se explica por varias razones:

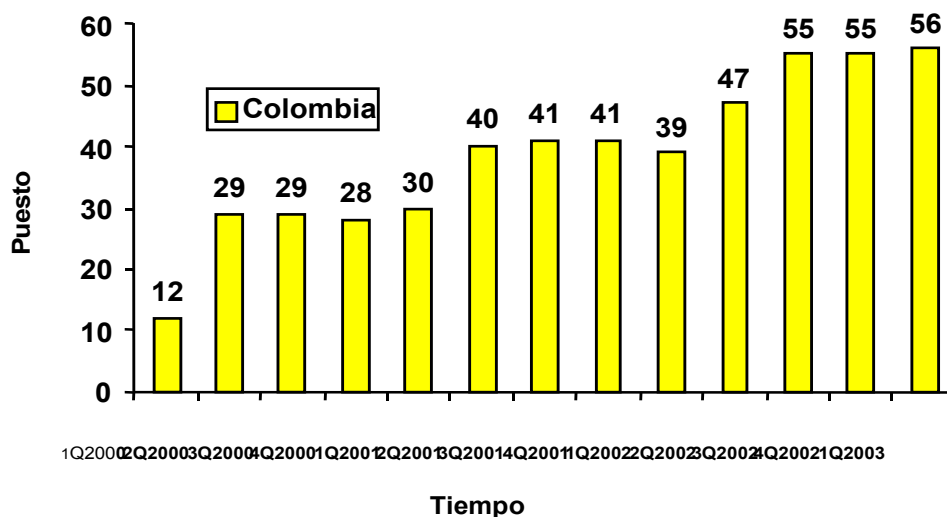
- Los incentivos fiscales y contractuales que incrementaron la contratación en otros países. En las actuales condiciones el contrato de asociación en Colombia es competitivo pero muestra rezagos en temas tributarios (remesa y aranceles, entre otros) que podrían mejorar.

⁴⁵ Interesados ver presentación ECOPETROL – Competitividad de Colombia, mimeo, marzo 2003. contratación,

⁴⁶ Ver “Ajustes a la Política Petrolera”, MIMEO, Ecopetrol, agosto 1999.

- El riesgo país se ha convertido en una gran amenaza para la inversión en Colombia, por lo que es de vital importancia establecer estrategias de seguridad que mejoren las condiciones de orden público en las zonas de actividad exploratoria y de producción.
- Es cada vez más necesario el descubrimiento de campos grandes que ratifiquen la prospectividad del país, debido a que este tipo de descubrimientos son incentivos indiscutibles para la inversión privada en el sector. De no ocurrir, la inversión extranjera se alejará cada vez más del país.

Gráfico 44
Calificación IHS para Colombia entre 2000 I – 2003 II



Fuente: Ecopetrol - IHS

De lo anterior se concluye que la dinámica de la modificación las reglas del juego como de las condiciones del entorno para incentivar la participación de las empresas multinacionales en la exploración y producción de crudo y gas en cualquier el país es muy alta. Si hace unos años el portafolio de opciones para invertir por parte de las empresas internacionales no era muy alto y las restricciones a la participación del potencial hallazgo muy altas, una revisión de la situación actual nos muestra que la gran mayoría de estos países han flexibilizado estas condiciones a favor de los potenciales asociados. Esta nueva política cubre no solo a los países que son productores de rango medio de hidrocarburos como Colombia, sino también a grandes productores como Nigeria e inclusive algunos campos en países del medio oriente.

Miremos las condiciones actuales de reglas del juego de nuestros principales competidores.

4.1. COMPARACIÓN DE LAS REGLAS DEL JUEGO CON OTROS PAÍSES

El Cuadro 35 nos muestra las reglas del juego de Brasil, Noruega, México, Trinidad y Tobago, Venezuela, China, Bolivia, Canada e Indonesia entre otros. En general se encuentran varias tendencias en las políticas de dichos países. Primero, alrededor de los años cincuenta y sesenta se crean las empresas nacionales petroleras. Segundo, en varias de ellas y en especial en los años ochenta se encuentra que comienza la participación directa del capital privado en las mismas; gran parte de ellas se convierten en empresas mixtas. Tercero, se generaliza el contrato de asociación y las empresas estatales están en capacidad de firmar contratos de asociación, joint ventures (riesgo compartido) o contratos de ejecución de proyectos tipo llave en mano, entre otros. Cuarto, a partir de la década de los años ochenta se encuentra una progresiva disminución del monto de las regalías de los proyectos y de los impuestos tanto de renta como de giros de ganancias o remesas al exterior. Frente a esto último vale la pena mencionar que en algunos períodos en Colombia, como vimos, la política del sector estuvo en contra de la tendencia internacional. Durante los noventa aumenta el “state take” de Colombia en tanto que en otros países en ese momento se flexibilizan cada vez mas las reglas para la participación de empresas privadas y por lo tanto el “state take” disminuyó.

Cuadro 34 - Evolución de la reglas del Juego Petroleras en Países Competidores de Colombia

BRASIL	<p>1953: Fue creada Petrobras para realizar todas las actividades relacionadas con el petróleo de Brasil, las cuales se adelantaron por la empresa estatal por décadas.</p> <p>1997: Se crea la Agencia Reguladora de Petróleo (ANP), concede los derechos de petróleo a entidades privadas y define el papel de la compañía petrolera nacional Petrobras. Adicionalmente se crea el Consejo Nacional de Política Energética, órgano formulador de la política pública de energía.</p> <p>1998: Con este nuevo esquema se firmaron 397 acuerdos de concesión entre la Agencia Reguladora de Petróleo (ANP) y Petrobras. Los acuerdos autorizan a Petrobras para explorar y/o producir en áreas y firmar joint ventures con socios extranjeros para este fin.</p> <p>El área restante es administrada por ANP y ofrecida por medio de rondas de licitación.</p>
Venezuela	<p>1975: Fué creada la Empresa de Petróleos de Venezuela (PDVSA) con la nacionalización del petróleo, siendo esta un paso intermedio entre el Estado y las operaciones. Petróleos de Venezuela S.A., es una empresa propiedad de la República de Venezuela, regida por la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos.</p> <p>Tras la nacionalización de la industria petrolera en 1975, el Estado venezolano, se reserva, por razones de conveniencia nacional, todo lo relativo a la exploración y explotación del territorio nacional en busca de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos</p> <p>1990: Desde 1990 PDVSA ha firmado <u>Joint Ventures</u> aplicados en campos con producción de crudos pesados.</p> <p>1991, 1993 y 1997: Con el objeto de reactivar campos se realizaron tres rondas ofreciendo el <u>contrato de servicios operativos</u>.</p> <p>1995: Se aprobó el Marco de Condiciones para los <u>Acuerdos de Asociación</u>. La participación de PDVSA en los contratos de exploración a riesgo y producción en nuevas bajo el esquema de ganancias compartidas es supervisada por la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).</p>
Noruega	<p>Hasta 1986: la <u>Empresa Estatal Statoil</u> tomó entre el 50 % al 80 % como participación del Estado sin reembolsar los gastos de exploración.</p> <p>1986: El estado comenzó a incentivar la inversión privada con la abolición de las regalías y el reembolso de los gastos de exploración.</p> <p>2001:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se aprobó la <u>privatización parcial de Statoil</u>. El 18.2 % de las partes de Statoil fueron vendidas a accionistas privados. El parlamento ha aprobado reducir en el futuro la participación del Estado en Statoil.- <u>Se crea una nueva empresa estatal, Petoro S.A.</u>, con el objeto de manejar el activo del crudo y de gas del gobierno adquirido en la participación estatal en los contratos (21.5 %). La empresa tendrá la discreción sobre la gestión de su activo y podrá participar en rondas de licitación. <p><u>Gassco S.A. Es la empresa estatal encargada del transporte del gas natural sobre la plataforma continental de Noruega.</u></p> <p>2002: El 15 % del activo del State Direct Financial Interest (SDFI) (creado para incentivar campos pequeños y poco rentables) se vendió a Statoil y el 6.5 % a Norsk Hydro y otros operadores noruegos. El restante 78.5 % ha sido transferido a una nueva empresa estatal llamada Petoro.</p>
Reino Unido	<p>1985: Se abolió la Corporación Británica Nacional del Petróleo, y se creó Oil and Pipelines Agency (OPA) que tenía como responsabilidad mantener una participación estatal limitada.</p> <p>El licenciamiento se otorga mediante rondas competitivas asignando los bloques de acuerdo con los compromisos de trabajo propuestos por los licitadores. Las licencias son otorgadas por el departamento de Industria y Comercio (DTI) y es el responsable de la administración del sistema licenciativo.</p> <p>Aunque el DTI es el responsable del proceso de licitación para la exploración y producción de petróleo y gas, las autoridades locales en el Reino Unido y las autoridades centrales de planificación del gobierno en Irlanda del Norte también juegan un papel importante en la adjudicación de las licencias y la aprobación de las operaciones especificadas bajo tales licencias.</p> <p>1988: El gobierno anunció la abolición de toda la participación estatal, vendiendo el 31.5% de su participación restante en BP.</p> <p>1993: Se otorgaron beneficios fiscales reduciendo el impuesto a la renta.</p> <p>1995: Se presentaron modificaciones contractuales en las que las licencias de exploración y desarrollo se otorgaban de forma separada.</p>
Trinidad y	<p>1969: Es el Ministro de Energía e Industrias de Energía el encargado de conceder licencias a compañías petroleras. 1974: Permite al Ministerio firmar contratos</p>

Tobago	<p>producción compartida y crea a Trintoc para manejar la refinería comprada a Shell.</p> <p>1985: El gobierno compra otra refinería a Texaco que fue manejada también por Trintoc</p> <p>1988: Se otorgaron incentivos fiscales para fomentar la actividad contractual.</p> <p>1993: Se fusionaron las dos empresas estatales (Trintoc y Trintopect) en la Empresa De petróleo de Trinidad y Tobago Ltd (Petrotrin), con actividades en el upst y downstream (la Refinería Pointe-à-Pierre tiene la mayor capacidad en el área del mar caribe - 165.000 bpd). El porcentaje de la participación estatal se represent los derechos de la compañía petrolera estatal, el cual se ha reducido en algunas negociaciones. La Empresa Nacional De gas de Trinidad y Tobago (NGC) tiene monopolio parcial sobre la transmisión doméstica de gas y la distribución, que está en el proceso de ser reducida.1996: La actividad contractual y exploratoria a importantes resultados a partir de este año, siendo el mercado del gas un importante incentivo para incrementar la actividad exploratoria.</p>
China	<p>participación: 51%</p> <p>regalías: 17.5%</p> <p>en 1991 el impuesto del 10% sobre la repatriación de las utilidades fue abolido.</p> <p>en 1988 el gobierno mejoró los términos contractuales:</p> <p>en 1993 las regalías pasaron del 17.5% a un rango entre 0% y 12.5%.</p>
Bolivia	<p>En 1988 se permitió contratar para explorar y explotar petróleo.</p> <p>en 1990 se reviso la legislación petrolera incluyendo dos tipos de contratos: asociación (con participación de yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos - y operación (sin participación de yafb), por su parte la actividad contractual y exploratoria de la década de los noventas arrojó importantes resultados en 1999 reservas adicionales de gas por 2.900 mmboe.</p> <p>el mercado de gas en Brasil fue un importante incentivo para incrementar la actividad exploratoria en Bolivia.</p>
Canada:	<p>En 1975 se creó petrocanada, empresa estatal que exploraba y desarrollaba los recursos de hidrocarburos del país. Desde 1985 se presentó un cambio radical en el sistema de impuestos, el cual se ve reflejado en la actividad contractual a partir del año siguiente. los principales cambios fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> - basic tax rate: del 50% al 38% - provincial abatement: de 10% al 2% - effective marginal tax: de 30% a 21% <p>En 1986 se estableció “the petroleum incentive program” (pip), con cambios tributarios que incentivaron la contratación. En 1992 Canada anuncia la eliminación política de adquisición de crudo y gas que buscaba alcanzar la posesión del 50% del sector de crudo y gas. A pesar del incremento en la actividad contractual presentó una disminución en la actividad exploratoria y por ende, la reducción en reservas adicionales</p>
Egipto:	<p>A partir de 1989 se estableció un nuevo modelo contractual con dos opciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - psc basado en producción - psc basado en rentabilidad
Indonesia:	<p>En 1986 se presentó una reducción en el impuesto a los ingresos de 56% a 48%; este incentivo se ve reflejado en el incremento de la actividad contractual a partir fecha. •en 1989 se hicieron nuevos cambios relacionados con la participación en la producción, la cual se redujo de un 85/15 a un 80/20 (áreas probadas) y 75/25 (frontera) •en 1992 se incentivó la actividad contractual con una disminución en la participación del 70% al 65% en gas y del 90% al 75% en crudo.</p>
Nigeria	<p>Desde 1986 se hicieron cambios en el sistema fiscal, como la exención a las compañías petroleras de un 5% a un 15% del impuesto de renta. •en 1990 se estructuró nuevo modelo de psc, en el que se redujeron el impuesto al petróleo (de 65.75% a 40%) y la participación (de 70% a 60%). •los cambios contractuales presentados en 1991 y 2000 se fundamentan en una reducción en regalías (20% a 10%) e impuesto a ingresos (85% a 50%).</p>

Fuente: Ecopetrol y asset - ihs energy group - world petroleum arrangements 1989/1993 – barrows.



Gráfico 45. State Take, Impuesto de Renta y Regalías en ocho países

La gráfica 45 nos muestran las condiciones económicas de Colombia frente a otros países. En general se encuentra que para cada una de las condiciones analizadas nuestro país esta en los niveles altos del cobro de regalías, de monto de los impuestos y de las distribuciones esperadas de los producidos. Se estima que el “state take” colombiano se ubica en niveles promedio del 85% muy similar a los de países como Noruega e Indonesia. Sin embargo, hay que tener presente que estos dos países tienen un monto mucho más alto de reservas y han tenido éxitos recientes en exploración. Igualmente se encuentra que Colombia, tiene condiciones definidas para las tres variables económicas en tanto que muchos de ellos concentran su política sectorial en sólo algunas de estas variables; así algunos no cobran regalías y muchos países funcionan aún bajo la modalidad de concesión, razón por la cual no comparten lo producido en dichos campo. Tal es el caso de Argentina, Bolivia y Perú. En estos casos los gobiernos optan por cobrar altos impuestos de renta e inclusive sobre tasas por ganancias extraordinarias o “bonanzas”.

Al analizar cual ha sido el desarrollo de la política petrolera en el país se encuentra que aún estamos lejos de tener una política integral. Esto se explica porque la empresa estatal, al firmar sus contratos con los asociados, no esta en capacidad de definir todas las reglas del juego. En primer lugar, se encuentra que la política tributaria es definida por el misterio de hacienda y no hay mayor coordinación en este tema con Ecopetrol; hay una total autonomía del ministerio económico. Esto

trae problemas para los inversionistas, por ejemplo en el actual año se incrementó tanto el impuesto de renta en un 10% y al mismo tiempo se creó el impuesto del 1.25 al patrimonio. Esto hace que la carga tributaria efectiva sea muy alta al compararse con otros países. Segundo, el tema de las regalías tiene un alto componente político en su definición; en últimas ha sido el Congreso el encargado de definir el monto de la regalía que se cobre como su destino final. La Constitución Nacional y la ley 141 decidieron que la Nación no recibía regalías y que estas se destinarían a financiar proyectos regionales de inversión y entidades nacionales (p.e. corporaciones autónomas) y entes territoriales locales que dependen en gran medida de estos recursos y vuelven muy inflexible una política de reducción temporal de las regalías en una coyuntura como la actual: disminución acelerada del total de reservas de crudo, posibilidad a medio plazo de importación de crudo y derivados y ausencia de nuevos descubrimientos. Tercero y último, la modificación del contrato de asociación, cuya responsabilidad es de Ecopetrol, no es suficiente para atraer mayor inversión privada en el sector; la competitividad es muy flexible y por lo menos se necesita una política integral de las reglas del juego económicas que necesariamente debe ser coordinada entre la empresa estatal en conjunto con el ministerio de Hacienda y el DNP⁴⁷.

La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es un avance importante para mejorar las condiciones de competitividad del país y además acaba con la confusión entre ser juez y parte para Ecopetrol. Los inversionistas extranjeros ven ahora en Ecopetrol un nuevo competidor. La nueva agencia será la encargada de la contratación y será la beneficiaria de las posibles ganancias de la actividad sectorial. Sería muy interesante que a través de su reglamentación esta pueda incluir en la negociación de los contratos una mayor cantidad de elementos como el esquema de regalías y la carga tributaria. Por lo menos, debería estar en capacidad de armonizar políticas con el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación, entre otras posibles medidas.

En las actuales condiciones de inestabilidad fijar unas reglas de juego de más largo plazo es una buena opción para atraer inversionistas que quieran explotar. A continuación estimamos los efectos de los cambios en la regla del juego en lo fiscal.

⁴⁷ De acuerdo con la ACP (asociación colombiana de petróleos) el monto de las regalías es la principal preocupación de las empresas asociadas y con gran diferencia por encima de la carga impositiva.

Cuadro 35.
Resumen Reglas del Juego Sector Petrolero en 15 Países – 1999

País	Contrato	Bonos MUS\$	Regalías %	Impuestos		Participación Estado %	Distr. Ganancias % inversionista
				Renta %	Otros %		
Argentina	Concesión	-	12 GR	35	3 (1)	-	-
Bolivia	Concesión	1	18 GR	25	12.5 (2)	-	
Brasil	Risk Service	0.25	11	33	-	12 si TIR > 25	
Chile	PSC	-	No	35	-	25 Inicio	90-65 con BPD
Colombia	Asociación	-	20 PR	35	7 (4)	50 posterior al D	-
Ecuador	Servicios	-	-	25	15	-	80-60 con BPD
Perú	Concesión	-	15-30 (8)	30	0.5 (9)	-	-
Venezuela	PEG	-	16.67 GR	67.7		1 – 35	-
Argelia	PSC		12.5				50-15 con FR
Egipto	PSC	1.5-0.5 (3)	No	40	-	-	40-20 con BPD
Indonesia	PSC	1	15 FR – 20 ST	30	20 (4)	10	35 C – 40 G
Libia	PSC	-	-	65	-	65 posterior al D.	Escal BPD y FR
Nigeria	PSC	5.0 (5)	12 – 0 (7)	50 (6)	-	-	80-40 BPAcum.
Turquía	Concesión	-	12.5 GR	25	20 (10)	-	-

(1) Impuesto local

(2) Impuesto de remesas, adicionalmente se cobra un impuesto sobre la ganancia extraordinaria en campos muy rentables. (Recuperan 2 veces la inversión).

(3) Bonos 1.5 – 0.5 MUS\$ al firmar y bonos sobre producción escalado 50 KBPD MUS\$ 2, 100 KBPD MUS\$ 3/4, 150 KBPD MUS\$ 4/6.

(4) Impuesto de remesas.

(5) Bonos 5.0 MUS\$ al firmar y bonos sobre producción escalado 2 MUS\$ a los 10 KBPD y 5 MUS\$ a los 50 KBPD.

(6) 50% para descubrimientos de crudo y 35% para los descubrimientos de gas.

(7) Escalonada de acuerdo con la profundidad en el caso de contratos frontera.

(8) Escalonadas con factor R, menor a 1 el 15%, entre 1-1.5 el 20%, entre 1.5-2.0 el 25% y mayor a 2.0 el 30%.

(9) Adicionalmente cuenta con un impuesto sobre los activos netos de 0.5%.

(10) Existe una sobre tasa del 10% sobre los impuestos de renta y de remesas.

Convenciones:

PSC = Production Sharing Contract; PEG=Participación del Estado en las Ganancias; BPD=Barriles por Día; GR=Gross Revenue; FR=Factor R; ST=State Take.

Fuente: ECOPETROL – Tomado del documento “Ajustes a la política de contratación petrolera”. Agosto 1999.

4.2. RESULTADOS DE LA MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS

Con el fin de estimar los efectos en el margen de cambios en las principales reglas del juego de la contratación en el sector sobre las finanzas públicas, se llevaron a cabo las siguientes estimaciones. En primer lugar, en nuestro escenario base con un nuevo campo de tamaño mediano-grande, el cual alcanza una producción acumulada de 210 millones de barriles hasta el 2010; las estimaciones reflejan el impacto en regalías, impuesto de renta de Ecopetrol y en ganancias de las siguientes modificaciones:

- i) El porcentaje de la regalía cobrada,
- ii) la distribución (factor R) de este nuevo campo.

En primer lugar veamos el efecto sobre las regalías. La primera fila del cuadro 37 presenta las regalías anuales estimadas para el nuevo campo bajo el escenario base

en millones de pesos de 2003. Este escenario asume un esquema de regalías escalonadas comenzando en 8%, tal como se estableció en 2002. Vemos como este aporte fiscal tiene dos fases diferentes en su comportamiento: la primera, entre 2003 y 2007, las regalías oscilan entre \$48.000 y \$15.000 millones de pesos anuales. Esto ocurre pues la tasa de regalías en estos años oscila entre el 8% y el 10%. La segunda fase comienza cuando el flujo de producción alcanza los niveles necesarios para liquidar las regalías con tasas entre el 15% y el 20% a partir del 2008. El crecimiento de las regalías durante los últimos tres años del periodo analizado es sorprendente: \$170.000 millones en el 2008, \$394.000 millones en el 2009 y \$618.000 millones en el 2010. En conclusión, se estima un flujo total de regalías producidas por el nuevo campo en el escenario base durante los ocho años de \$1.32 billones de pesos. El cuadro 37 presenta la diferencia en el monto de regalías entre el escenario base y cada uno de los esquemas alternativos.

El escenario con regalía fija en 20% logra un flujo regalías mayor (14%) al obtenido en el escenario base. Lo interesante de este esquema es la generación de flujo adicional entre el 2004 y el 2008. Esto ocurre pues ambos esquemas son iguales en aquellos años con altos niveles de producción. En cambio, el esquema de regalía fija en 15% y el esquema de regalía escalonada 3% - 15% -20% generan flujos menores: 14% y 30% menos, respectivamente. Aún así, existe una diferencia central en el comportamiento de ambos esquemas. El esquema escalonado produce un nivel menor de regalías en todos los ocho años. Por el contrario, el esquema de regalía del 15% produce un mayor flujo de regalías entre 2003 y 2007, el cual se compensa negativamente por las grandes diferencias a favor entre el 2008 y el 2010.

Cuadro 36 .
Cambio en las regalías del nuevo campo bajo tres esquemas diferentes Millones de pesos de 2003

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Flujo Total
ESCENARIO BASE	86	48.360	15.969	40.549	37.223	170.528	394.141	618.288	1.325.144
REGALÍAS FIJA 20%	129	47.724	21.037	39.631	36.988	50.962	0	0	196.471
REGALÍA FIJA 15%	75	23.703	11.786	19.586	18.435	-4.410	-98.535	-154.572	-183.932
REGALÍA ESCALONADA 3% - 15% - 20%	-54	-24.021	-9.251	-20.045	-18.553	-55.373	-98.535	-154.572	-380.404

El monto de las regalías para el primer escenario alternativo es de 15% de mayores regalías, en tanto que los otros dos escenarios (15% y escalonada) reducen la regalía en 14% y 30%. Por el contrario al modificar el factor R y estimar su impacto sobre las ganancias proyectadas de Ecopetrol se encuentra que en los cuatro escenarios alternativos su impacto es muy bajo. Bien sea cambiando el nivel mínimo de producción acumulada desde el cual se utiliza el factor R o, los porcentajes de distribución entre los socios una vez halla liquidado el factor R. Los impactos en ningún momento superan el 2% del total de las ganancias estimadas de Ecopetrol. Lo anterior sugiere que flexibilizar el factor R es una buena opción para el país,

puesto que no tiene mayor impacto fiscal y podría incentivar una mayor actividad exploratoria, ver Cuadro 3838.

Lo mismo sucede con el impacto de una modificación el factor R sobre el impuesto de renta que paga la empresa estatal, tal y como se ve en la Cuadro , los escenarios alternativos de R apenas si mejoran o disminuyen el total del impuesto de renta en montos cercanos al 1%. La conclusión en este caso es muy similar, es recomendable modificar el factor R para los posibles nuevos contratos ya que su impacto de renta sería apenas marginal.

Cuadro 38.
Cambio en las ganancias de Ecopetrol bajo cuatro esquemas diferentes Millones de pesos de 2003

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Flujo Total
ESCENARIO BASE	1.486.588	1.445.003	1.217.626	1.172.053	1.126.829	1.073.600	1.041.961	1.130.739	9.694.398
FACTOR R 80% - 40%	11.713	-935	5.385	-118	315	-16.963	-29.132	-41.132	-70.866
FACTOR R 60% - 30%	-11.467	983	-5.261	157	-271	16.754	28.776	40.647	70.318
FACTOR R 150,000 MB	0	0	0	0	0	0	-51.959	-138.528	-190.487
FACTOR R 30,000 MB	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Cuadro 37
Cambio en el impuesto de renta de Ecopetrol bajo cuatro esquemas diferentes Millones de pesos de 2003

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Flujo Total
ESCENARIO BASE	1.036.219	1.007.232	848.741	816.974	785.450	748.347	726.294	788.176	6.757.434
FACTOR R 80% - 40%	8.165	-652	3.754	-82	219	-11.824	-20.306	-28.671	-49.397
FACTOR R 60% - 30%	-7.993	685	-3.667	109	-189	11.678	20.058	28.333	49.015
FACTOR R 150,000 MB	0	0	0	0	0	0	-36.218	-96.560	-132.778
FACTOR R 30,000 MB	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5. CONCLUSIONES

EL SECTOR Y LA ECONOMÍA NACIONAL DURANTE LA DÉCADA DE LOS NOVENTA

- En la segunda mitad de la década de los noventa, el sector minero representó en promedio el 4,5% del PIB total. Hasta 1998, el producto interno bruto minero participaba con menos del 4% en el PIB total (excepto por el año 1996: 4,1% del PIB). La participación del sector minero en el PIB total en el año 2000 ha sido hasta ahora la más alta en la historia cuando, impulsado por la explotación y los precios de petróleo, el sector llegó a representar 7,7% del PIB total.
- Las exportaciones de productos minerales (petróleo y derivados, carbón, ferroniquel, esmeraldas y oro) han sido en los últimos 10 años la mayor parte de las exportaciones de bienes tradicionales: 86,4% en el 2001. A su vez, en el mismo año representaron el 39,6% de las exportaciones totales de bienes de la economía colombiana, el 26,5% de los ingresos totales de la cuenta corriente y el 20,4% del total de los ingresos de la Balanza de Pagos (ingresos de la cuenta corriente y pasivos de la cuenta de capitales).
- El peso de los RNNR dentro de las finanzas públicas territoriales y nacionales durante la segunda mitad de la década de los noventa fue de al menos 0.8% del PIB, una cifra nada despreciable. Sin embargo, este conjunto de recursos fiscales está sujeto a un comportamiento altamente volátil pues las bonanzas afectan este resultado: en el año 2000 se llegó a 2.1% del PIB que se explica por el aumento del impuesto de renta de Ecopetrol y empresas asociadas. En resumen, los RNNR tiene un alto peso dentro de las finanzas públicas colombianas, pero este peso puede variar drásticamente en muy poco tiempo.

EL SECTOR Y LAS FINANZAS PÚBLICAS LOCALES DURANTE LOS NOVENTAS

- Durante los últimos 17 años, las regalías directas tuvieron un comportamiento ascendente entre 1984 y 1990, seguido por una época de descenso entre 1991 y 1998, terminando con un fuerte repunte en 1999 y 2000. Entre 1984 y 2000 las regalías directas equivalieron a 0.32% del PIB, en promedio. La distribución de estas regalías entre departamentos y municipios fue muy estable: los departamentos recibieron, en promedio el 72%.
- Al estudiar la composición de las regalías directas por RNNR se puede apreciar que más del 98% se atribuye únicamente a cuatro recursos: petróleo, carbón, gas natural y oro. Sin embargo, el comportamiento histórico de las regalías producidas por cada uno de estos recursos es diferente.

- El crecimiento de la tributación de las entidades territoriales en 1996 puede ser explicado casi en su totalidad por el crecimiento de la tributación en los municipios con regalías directas. En contraparte, el crecimiento de la tributación en 1997, 1998 y 1999 se debe principalmente a incrementos en el recaudo de municipios y departamentos sin regalías directas. En conclusión, ambos hechos evidencian como los RNNR han tenido efectos muy fuertes pero transitorios sobre los recaudos tributarios de las entidades territoriales.
- Los efectos dinamizadores de la explotación de RNNR sobre las economías locales implican una asimetría en los efectos sobre municipios y departamentos, pues son los municipios los beneficiarios de los impuestos generados por la actividad económica local. Se puede concluir que aunque sean los departamentos quienes reciben la mayor parte de las regalías, los municipios reciben el impulso a la actividad económica y tributación local.
- Hay que tener presente que de acuerdo con otros estudios el manejo de las regalías, tanto directas como indirectas, ha sido muy cuestionado por decir lo menos⁴⁸.
- Se puede afirmar que el aumento de la inversión local durante la segunda mitad de la década de los noventa no es consecuencia directa de la dinámica de explotación petrolera de estos años, sino del diseño del proceso de descentralización fiscal. Aún así, las regalías directas representan una parte importante de la inversión local. Esto muestra como las regalías fueron desplazadas por otras fuentes de financiamiento de la inversión, en particular por la Participación Municipal en los Ingresos Corrientes de la Nación y el Situado Fiscal. Si bien esta afirmación es cierta para el consolidado municipal y departamental, existe un conjunto pequeño de municipios donde, gracias a fuertes bonanzas de explotación de RNNR, las regalías han logrado explicar casi la totalidad de la inversión local, por lo menos desde mediados de la década de los 90.
- Bajo el actual sistema normativo, el gran problema del manejo de las regalías se concentra en los excedentes provenientes de las bonanzas, básicamente petroleras, tanto en el ámbito territorial como nacional. Se recomienda analizar la posibilidad de devolver los recursos del FNR a la nación, tal y como era en la década de los años ochenta y limitar el monto de regalías que puedan recibir los departamentos y municipios.

⁴⁸ Ver Zapata, Gaviria y González “Petróleo y Región: El caso del Casanare”. Cuadernos de Fedesarrollo. No 8.

EL SECTOR, LA BALANZA DE PAGOS Y EL SECTOR EXTERNO DURANTE LOS NOVENTAS

- La explotación y comercialización de recursos naturales no renovables afecta la balanza de pagos por el lado de los ingresos y por el lado de los egresos. La afecta tanto por la cuenta corriente como por la cuenta de capitales. Por el lado de los ingresos, las principales cuentas que se afectan son las exportaciones de bienes finales y la inversión extranjera directa.
- Las exportaciones de petróleo, carbón, ferroníquel y esmeraldas suman 20,4% de los ingresos totales de dólares a la economía. La inversión extranjera directa en el sector minero representa el 3,7% de los ingresos totales de dólares. Sumando, los ingresos totales de dólares reportados en la balanza de pagos y relacionados con los RNNR son el 24,1% del total, aproximadamente US\$ 5.720 millones anuales.
- Por el lado de los egresos las principales cuentas relacionadas con los RNNR son las importaciones de bienes finales como la gasolina y otros derivados, y de bienes intermedios como las importaciones de maquinaria y equipo por parte del sector, así como las utilidades, dividendos y los ahorros del FAEP.
- Las importaciones relacionadas con los RNNR suman 1,3% de los egresos totales de dólares en un año; las utilidades y dividendos suman casi el 2% mientras que el ahorro del FAEP suma 1,6% de los egresos totales de dólares. Los egresos relacionados con la explotación y comercialización de RNNR son el 4,9% de los egresos totales, aproximadamente US\$1.120 millones.
- El balance de la relación entre RNNR y la balanza de pagos es positivo para Colombia, la balanza del sector minero está en superávit por cerca de US\$4.600 millones de dólares anuales.

PROYECCIONES 2003 – 2010

- Tras construir doce posibles escenarios alternativos⁴⁹ de precio y producción de crudo, se estimaron las regalías, las ganancias de Ecopetrol y el impuesto de renta de esta misma empresa en cada escenario:
 - ✓ Se encontró que el flujo total de regalías durante los ocho años en el mejor escenario de producción y precios equivaldría a \$23.6 billones pesos de 2003. En el peor escenario, este flujo se reduciría a \$7.1 billones de pesos.

⁴⁹ Estas proyecciones están basadas en los escenarios de producción volumétricos producidos por Ecopetrol (P50, P80 y P95). Así mismo se utiliza información procedente del Confis.

- ✓ El flujo total de impuesto de renta de Ecopetrol durante los ocho años en el mejor escenario sería \$9 billones. Esta misma variable en el peor escenario alcanzaría apenas los \$3.1 billones.
- ✓ En lo que concierne a las ganancias de Ecopetrol transferidas al gobierno central, el mejor escenario produce un flujo total de \$12.9 billones. En cambio, el peor escenario produce apenas \$4.5 billones.
- Los escenarios construidos permiten concluir que el flujo total de regalías depende más del comportamiento de la producción que de la senda de precios internacionales. En cambio, los aportes de Ecopetrol a la Nación son más sensibles a choques en el precio del crudo.
- Bajo lo que consideramos es el escenario más factible de producción y precios⁵⁰, el comportamiento año tras año de estas variables sería la siguiente tabla (Tabla 1 - cifras en millones de pesos de 2003):

Tabla 1
Impuesto de Renta, Dividendos y Regalías Escenario Base 2003 – 2010

Variable	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Flujo Total
Renta	1,036,219	1,007,232	848,741	816,974	785,450	748,347	726,294	788,176	6,757,434
Dividendos	1,486,588	1,445,003	1,217,626	1,172,053	1,126,829	1,073,600	1,041,961	1,130,739	9,694,398
Regalías	2,248,749	1,992,063	1,621,684	1,521,555	1,430,496	1,413,735	1,442,066	1,570,367	13,240,715
Total Aportes	4,771,556	4,444,298	3,688,051	3,510,582	3,342,775	3,235,683	3,210,320	3,489,282	29,692,547

Fuente: Estimaciones de los autores con base en información de Ecopetrol y el Confis.

- Llamamos la atención sobre la caída del aporte total entre el 2003 y el 2009, que baja de \$4.7 a \$3.2 billones de pesos de 2003 (-33%). Este simple hecho invita a la cautela con relación a esta fuente de recursos durante los próximos seis años. Únicamente se presentan indicios de recuperación en el 2010, cuando los aportes totales suben levemente a \$3.4 billones de pesos de 2003.
- Igualmente, se debe resaltar que la caída sostenida de la producción para los próximos años presenta un impacto negativo para las finanzas nacionales; esto es preocupante ya que no se proyecta bonanza alguna en términos fiscales, inclusive si los precios se mantienen altos. La bonanza de 1999 y 2000 fue muy importante para las finanzas públicas del país.

Con relación a las estimaciones macroeconómicas, los resultados de las proyecciones de tasa de desempleo e inflación son muy similares en los escenarios Confis y Fedesarrollo. En ambos escenarios, el desempleo llega a tasas de 15.2% en

⁵⁰ Producción: Escenario P80 utilizado por el Confis. Precio: Senda estimada por Fedesarrollo.

el 2010 con un promedio en el período de 17% Y la inflación alcanza el 12.4% en 2010 con un promedio del 10.7% en el período.

- En el escenario optimista se obtienen tasas persistentes de crecimiento del 3.2% anual a partir de 2005. El desempleo llega al 13.4% en 2010 y la tasa promedio en todo el período es del 15%. La inflación sube a 14% en 2010 con un aumento, promedio anual, de los precios de 13.9%.
- En el escenario pesimista la tasa de crecimiento promedio es de 1.8% desde 2004 hasta 2010, y la tasa de desempleo aumenta significativamente hasta 21.5% en 2010 con una tasa promedio anual de 19.2%. La inflación llega al 9.1% en 2010 con un promedio de 10.6% en el período.

MODIFICACIÓN A LAS REGLAS DEL JUEGO EN EL SECTOR DEL PETRÓLEO

- El esquema de contratación petrolero puede ser modificado en diferentes puntos. Los principales son el esquema de regalías, el esquema de distribución de producción asociado / ecopetrol y el mecanismo de distribución de las regalías entre municipios, departamentos y Nación.
- Se estimó el efecto de modificar el esquema de regalías sobre un campo mediano-grande que logra una producción acumulada de 210 millones de barriles en el 2010. Se experimentó con tres esquemas: regalías fija del 20%, fija del 15% y escalonada 3% - 15% - 20% con las mismas pendientes del esquema actual. En conclusión, el flujo total de regalías en el escenario de 20% fija es 15% mayor al escenario base, en tanto que los otros dos escenarios (15% y escalonada) reducen el flujo total de regalía en 14% y 30%, respectivamente.
- Así mismo, se estimaron cuatro escenarios alternativos de distribución de la producción por medio de un factor R y su efectos sobre los aportes fiscales de Ecopetrol durante la presente década. Los escenarios eran a) mejorar la distribución a favor de Ecopetrol (80% - 40%), b) mejorar la distribución a favor del Asociado (60% - 30%), c y d) modificar la cota de producción acumulada para la entrada en vigencia del factor R (150,000 MB y 30,000 MB). En conclusión, el efecto marginal de ningún escenario supera el 2% del total de las ganancias estimadas de Ecopetrol. Lo anterior sugiere que flexibilizar el factor R es una muy buena opción para el país, puesto que no tiene mayor impacto fiscal en el corto plazo y podría incentivar una mayor actividad de exploración.
- Es posible generar un flujo adicional de recursos hacia el FNR por US\$100 millones anuales entre el 2003 y 2010 al reducir las dos cotas de producción

departamental (Ley 756 de 2002, art. 23 y 24) de 180 kbpd a 60 kbpd y de 600 kbpd a 180 kbpd. De esta forma se reduce la brecha entre recursos propios y recursos por regalías en los dos principales departamentos productores (Casanare y Arauca). Es posible generar el mismo efecto reduciendo el porcentaje de participación departamental de 100% a 65%.

- Se propone utilizar el SGP como mecanismo de distribución alternativo al FNR. El SGP es el mecanismo de transferencias territoriales menos ineficiente que tiene el país en la actualidad y permitiría distribuir los recursos por regalías entre todas las entidades territoriales del país. Estos recursos representarían aproximadamente un 20% adicional en la partida de propósito general o transferencia municipal.

COBRO DE LAS REGALÍAS DE ESMERALDAS

- Se debe eliminar el requerimiento de pago de regalías de esmeraldas en boca de mina y concentrarse en el punto donde pasan la mayoría de las esmeraldas como es la exportación.
- Se debe consultar con geólogos con el fin de determinar un sistema técnico para determinar la producción de los diferentes municipios, similar a los aforos de oro, que refleje de forma clara la producción de estos.
- Se aconseja disminuir los requisitos formales (permisos y formatos) para exportar, en especial temporalmente, y facilitar la posibilidad de que pequeños comercializadores puedan exportar legalmente.
- Se recomienda abrir una oficina de Minercol en el aeropuerto con el fin de facilitar la exportación y posibilitar la repatriación de las exportaciones temporales de forma que se pueda desarrollar la comercialización de las esmeraldas colombianas.
- Se deben buscar mecanismos institucionales (acuerdos de aduanas) o de información con el fin de cotejar las exportaciones de esmeraldas declaradas en Colombia con las importaciones de los países destino, y así evitar una eventual evasión de regalías y de impuestos.

COBRO DE LAS REGALÍAS DEL ORO

- El oro de contrabando debe enfrentar en lo posible, las mismas condiciones competitivas de la producción nacional y por ende las autoridades deben enfocar sus esfuerzos para mejorar el pago de regalías o impuestos a este oro ilegal, puesto que la determinación de su origen es imposible. Por esa razón se

recomienda cobrar un impuesto compensatorio similar a la regalía para igualar las obligaciones de los productores legales con aquel oro con procedencia desconocida que no tenga su pago de regalías probado. En esencia en los municipios, los procesadores y la exportación del metal.

- Entre los tres puntos más concentrados para hacer la recolección de las regalías del oro están los productores formales. Si pasa este filtro, el siguiente filtro serán los 4 procesadores de oro de Medellín, y por último las autoridades de exportación. Queda descartado el filtro de los joyeros como retenedores por su fragmentación, cantidad y condición de informalidad.
- Los aforos del oro son una buena medida, sin embargo, se deben buscar mecanismos donde se garantice que los aforadores puedan llevar a cabo su labor sin presión de los actores armados o bien que estos tengan la garantía de protección con el fin de evitar “legalizar” un mecanismo que los datos indican que se requiere como son los aforos.
- Se debe realizar una investigación para determinar las razones técnicas que explique por qué determinados municipios tienen una variación baja en la producción y una permanencia grande en el periodo, y por qué otros presentan variaciones grandes en su producción. Esta investigación determinaría la posibilidad de programas que hagan bajar la variabilidad de la producción y eventualmente aumente la productividad local.

COBRO DE LAS REGALÍAS DEL CARBÓN

- Hay que acentuar el cobro y control en los grandes retenedores de regalías e incluir entre ellos a algunos grandes ladrilleros así como a los productores de coque. Los pequeños, dada su dispersión y bajo consumo, no deberían ser prioridad.
- La evasión de las regalías del carbón se puede controlar mediante sistemas para controlar a los grandes productores en particular cuando existe los mecanismos de comercio exterior que posibilitan el manejo interno de datos y legislaciones diferentes. Existen mecanismos de cooperación entre autoridades, fuentes de datos y oficinas de información que pueden limitar substancialmente esta evasión.
- El sistema diseñado de controlar los productores grandes y medianos y los consumidores del carbón hacen que sea una doble fuente de revisión del cumplimiento del pago de las regalías. Se deben incorporar progresivamente nuevas empresas para ir cerrando el cerco a la evasión de regalías de carbón hasta minimizarlas.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BANCO DE LA REPUBLICA.**, 1987. *20 Años del Regimen de Cambios y de Comercio Exterior*, 2 vol., Bogotá.
- BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, BID.**, 1998. *América Latina Frente a la Desigualdad. Progreso Económico y Social en América Latina. Informe 1998-1999*, BID, Washington.
- BARRETO Luis., CASTILLO Mauricio.**, 2002. “Finanzas Públicas y Sostenibilidad de la Deuda”, en **GARAY Luis.**, 2002, direc. *Colombia: Entre la Exclusión y el Desarrollo. Propuestas para la Transición al Estado Social de Derecho*, Contraloría General de la República, Alfaomega, Bogotá, pp. 615-682.
- BENAVIDES Juan., CARRASQUILLA Alberto., ZAPATA Juan., VELASCO Andrés.**, 2000. *Impacto de las Regalías en la Inversión de las Entidades Territoriales*, Fedesarrollo, Bogotá, mimeo.
- BENAVIDES Juan., CARRASQUILLA Alberto., ZAPATA Juan., VELASCO Andrés.**, 2002. *Petróleo y Región: El Caso del Casanare*, Cuadernos de Fedesarrollo, no. 8, Fedesarrollo, Bogotá.
- BERRY Albert.**, 1997. “El Contexto Macroeconómico de las Políticas, Proyectos y Programas para Promover el Desarrollo Social y Combatir la Pobreza en América Latina y el Caribe”, en **ZEVALLLOS José.**, ed. *Estrategias para Reducir la Pobreza en América Latina y el Caribe*, PNUD, Quito, pp. 31-104.
- BERRY Albert.**, 1997. b. “The Income Distribution Threat in Latin America”, *Latin American Research Review*, vol. 32, no. 2, pp. 3-40.
- CALVO Guillermo., LEIDERMAN Leonardo., REINHART Carmen.**, 1993. “Afluencia de Capital y Apreciación del Tipo de Cambio Real en América Latina: El Papel de los Factores Externos”, en **CARDENAS Mauricio., GARAY Luis.**, comp. *Macroeconomía de los Flujos de Capital en Colombia y América Latina*, Tercer Mundo, Fedesarrollo, Fescol, Bogotá, pp. 15-84.
- CALVO Guillermo., LEIDERMAN Leonardo., REINHART Carmen.**, 1994. “El Problema de la Afluencia de Capitales”, en **STEINER Roberto.**, comp. *Afluencia de Capitales y Estabilización en América Latina*, Fedesarrollo, Tercer Mundo, Bogotá, pp. 1-24.
- CARDENAS Mauricio.**, 2002. *Por Qué Colombia ya no Crece al 5% por Año?*, Center for International Development, Harvard University, Cambridge, mimeo.
- COLLIER Paul.**, 1994. “Variación en Tasas de Cambio”, en **MONTENEGRO Armando., KIGUEL Miguel.**, coord. *Cusiana. Un Reto de Política Económica*, Tercer Mundo, DNP, Banco Mundial, Bogotá, pp. 37-70.
- COMISION DE RACIONALIZACION DEL GASTO Y DE LAS FINANZAS PUBLICAS.**, 1997. “Fortalecimiento Fiscal Territorial”, en *El Saneamiento*

- Fiscal, un Compromiso de la Sociedad. Tema III. Descentralización*, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Bogotá, pp. 42-60.
- CONSEJO SUPERIOR DE POLITICA FISCAL, CONFIS.**, 2002. *Plan Financiero 2003*, dic., CONFIS, Bogotá, mimeo.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, CGR.**, 1992. “El Manejo de las Regalías Petroleras”, *Informe Financiero*, enero, pp. 66-86.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, CGR.**, 1995. “Regalías por la Explotación de Recursos Naturales no Renovables en las Entidades Territoriales”, *Informe Financiero*, septiembre, pp. 35-63.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, CGR.**, 2000. *Los Oleoductos en Medio del Conflicto Armado*, CGR, Bogotá.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, CGR.**, 2000. b. *La Situación de la Deuda Pública 1999*, CGR, Bogotá.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, CGR.**, 2001. *La Situación de la Deuda Pública 2000*, CGR, Bogotá.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, CGR.**, 2002. *Evaluación de la Política Nacional de Regalías*, CGR, Bogotá.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, CGR.**, 2002. b. *La Situación de la Deuda Pública. Informe 2001*, CGR, Bogotá.
- COOPER Richard.**, 1994. “La ‘Enfermedad Holandesa’: Los Principales Problemas”, en **MONTENEGRO Armando., KIGUEL Miguel.**, coord. *Cusiana. Un Reto de Política Económica*, Tercer Mundo, DNP, Banco Mundial, Bogotá, pp. 16-33.
- CORREDOR Marcela.**, 1995. “La Ley de Regalías no es Equitativa”, *Economía Colombiana*, no. 250/251, enero-abril, pp. 83-121.
- CUERVO Luis., GONZALEZ Josefina.**, 1997. *Industria y Ciudades en la Era de la Mundialización (1980-1991). Un Enfoque Socioespacial*, Tercer Mundo, Colciencias, Cider, Bogotá.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION, DNP.**, 2002. *Evaluación de la Distribución de los Recursos del Fondo Nacional de Regalías 1998-2001 y Nueva Propuesta para la Distribución de los Recursos*, Documento Conpes, no. 3170, mayo 23, Bogotá.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION, DNP.**, 2003. *Balance Macroeconómico 2002 y Perspectivas para 2003*, Documento Conpes, no. 3213, enero 9, Bogotá.
- FARNE Stéfano., VIVAS Alejandro., REYES Tito.**, 1995. *Estimaciones de la Tasa Natural de Desempleo para Colombia*, Cuadernos de Empleo, no. 1, Ministerio de Trabajo, Bogotá.
- FRIEDMAN Milton.**, 1968. “Inflation: Causes and Consequences”, en *Dollar and Deficits*, Prentice Hall, New Jersey, pp. 21-39.
- FRIEDMAN Milton.**, 1968. b. “The Role of Monetary Policy”, *American Economic Review*, vol. 58, no. 1, mar., pp. 1-17.

- FRIEDMAN Milton.**, 1975. “Unemployment versus Inflation? An Evaluation of the Phillips Curve”, *International Economic Association*, no. 2, pp. 30-35.
- FRIEDMAN Milton.**, 1976. “Nobel Lecture: Inflation and Unemployment”, *Journal of Political Economy*, vol. 85, no. 3, jun., 1977, pp. 451-472. Reproducido como “Lectura Nobel: Inflación y Desempleo”, en *Los Premios Nobel de Economía 1969-1977*, Fondo de Cultura Económica, México, 1978, pp. 313-341.
- GAVIRIA César.**, 1994. “La Importancia del Tema”, en **MONTENEGRO Armando., KIGUEL Miguel.**, coord. *Cusiana. Un Reto de Política Económica*, Tercer Mundo, DNP, Banco Mundial, Bogotá, pp. 2-8.
- HENAO Marta., ROJAS Norberto.**, 1999. “La Tasa Natural de Desempleo en Colombia”, *Coyuntura Económica*, vol. 29, no. 3, sep., pp. 79-94.
- KRUGMAN Paul.**, 1991. *Geography and Trade*, MIT Press, Cambridge.
- KURE Ileana., ROJAS Rosa., ZAPA Gustavo.**, 1996. “El Sistema Nacional de Regalías: Un Camino con Curvas”, *Planeación y Desarrollo*, vol. 27, no. 3, jul.-sep., pp. 231-282.
- LUND Diderik.**, 2001. *Petroleum Tax Reform Proposals in Norway and Denmark*, University of Oslo, Oslo.
- MISION DEL INGRESO PUBLICO.**, 2003. *Informe del Consejo Directivo*, Cuadernos Fedesarrollo, no. 10, Fedesarrollo, Bogotá.
- MONTENEGRO Armando.**, 1994. “Los Efectos Macroeconómicos de las Bonanzas Colombianas”, en **MONTENEGRO Armando., KIGUEL Miguel.**, coord. *Cusiana. Un Reto de Política Económica*, Tercer Mundo, DNP, Banco Mundial, Bogotá, pp. 9-15.
- MONTENEGRO Armando., KIGUEL Miguel.**, 1994, coord. *Cusiana. Un Reto de Política Económica*, Tercer Mundo, DNP, Banco Mundial, Bogotá.
- MURPHY Robert.**, 1996. “Macroeconomic Policy Implications of Oil in Colombia”, en **GUNTER Frank.**, comp. *¿Colombia: an Opening Economy?*, JAI Press, New York, pp. 67-89.
- OCAMPO José.**, 2001. *Un Futuro Económico para Colombia*, Tercer Mundo, Cambio, Bogotá.
- OKUN Arthur.**, 1975. *Equality and Efficiency: The Big Tradeoff*, Brookings Institution, Washington.
- OKUN Arthur.**, 1983. “The Potential GNP: Its Significance and Measurement”, en **OKUN Arthur.**, ed. *Essays in Economic Policymaking*, Brookings Institutions, Washington.
- OSSA Carlos.**, 2000. *Comentarios a la Ley de Regalías. Ley 619 de 2000*, Contraloría General de la República, Bogotá.
- PERRY Guillermo., LORA Eduardo., BARRERA Felipe.**, 1994. “Cusiana y la Política Macroeconómica”, en **MONTENEGRO Armando., KIGUEL Miguel.**, coord. *Cusiana. Un Reto de Política Económica*, Tercer Mundo, DNP, Banco Mundial, Bogotá, pp. 297-332.

- PHILLIPS Alban William.**, 1958. “The Relationship Between Unemployment and the Rate of Change of Money Wage Rates in the United Kingdom, 1861-1957”, *Economica*, vol. 25, no. 100, nov., pp. 283-299.
- PHILLIPS Alban William.**, 1962. “Employment, Inflation and Growth”, *Economica*, vol. 29, no. 113, feb., pp. 1-16.
- PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO HUMANO, PDH.**, 2002. *La Recuperación Económica y la Reducción de la Pobreza*, PDH, DNP, Bogotá, mimeo.
- SALA-I-MARTIN Xavier.**, 1994. *Apuntes de Crecimiento Económico*, Antoni Bosch, Barcelona.
- SALAMA Pierre.**, 2002. *Pauvreté: La Lutte contre les Deux “V”, Volatilité et Vulnérabilité*, 13, Paris, mimeo.
- TOBIN James.**, 1966. “The Cruel Dilemma”, en **PHILLIPS Almarin.**, ed. *Price Issues in Theory, Practice, and Policy*, University of Pennsylvania Press, Pennsylvania, 1967. Reproducido en **TOBIN James.**, 1975. *Essays in Economics. Volume 2. Consumption and Econometrics*, MIT Press, Cambridge, 1987, pp. 3-10.