



FUNDACIÓN ALVARO ÁNGEL ESCOBAR

P R E M I O S

1 9 9 7

Análisis Coyuntural

Análisis Coyuntural



FUNDACIÓN ALEJANDRO ÁNGEL ESCOBAR



P R E M I O S 1 9 9 7



• Premio de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

Caracterización clínica y molecular de la enfermedad de Alzheimer tipo demencia en un grupo familiar amplio en Antioquia, Colombia.

Por Francisco Lopera Restrepo, Jorge Eliécer Ossa, Oscar Mauricio Arcos, Lucía Madrigal, Alonso Martínez, Juan Carlos Arango Viana, Liliana Hincapié, Juan Carlos Arango Lasprilla.



• Mención de Honor

Mecanismo molecular de stress oxidativo como mediador de muerte celular. Modelo de estudio en los procesos de neurodegradación.

Por Marlene Jiménez del Río y Carlos A. Vélez Pardo.



• Premio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible

Estrategias para el manejo de fauna de caza con comunidades indígenas Embera en la zona del Parque Nacional Natural Utría-Resguardos Indígenas.

Por Astrid Ulloa, Heidi Rubio, Claudia Campos y miembros de la Comunidad Embera.



• Premios de Solidaridad

Fundación Eudes, de Bogotá
Fundación Hogares Claret, Comunidad Terapéutica, de Medellín



• Mención de Honor

Fundación Granja Taller de Asistencia Colombiana, Fungrata de Bogotá.

Análisis Coyuntural

I. PETROLEO

Esta edición del análisis coyuntural tiene como propósito analizar la situación por la que atraviesa la industria de hidrocarburos, sus perspectivas en el mediano y largo plazo, así como el nuevo paquete de ajustes a los esquemas de contratación vigentes en el país adoptado por Ecopetrol el pasado mes de octubre.

La actividad petrolera ha adquirido una gran importancia para la economía nacional. En 1996 la contribución de los recursos provenientes de los hidrocarburos al PIB fue de 4.4%, las exportaciones de petróleo representaron cerca del 25% del total exportado y los recursos transferidos al Estado alcanzaron un 2.8% del PIB¹, más del 20% de los ingresos del Gobierno central. Los recursos petroleros bajo la forma de regalías, también constituyen

un factor determinante para las entidades territoriales. Cerca del 67% del total de regalías son destinadas directamente a los departamentos y municipios, y representan un porcentaje importante de los ingresos totales². En este sentido, la producción petrolera se ha convertido en un factor crucial para el desarrollo económico y social de algunas regiones.

Sin embargo, las perspectivas del sector de hidrocarburos no son favorables ya que se corre el riesgo de que su contribución a la economía nacional se reduzca de manera dramática en los próximos años.

La inestabilidad de la política petrolera, la baja rentabilidad de los contratos, los cambios permanentes en las tasas impositivas y el clima de violencia e inseguridad del país, se han reflejado en una clara

¹ República de Colombia, 1997, Comisión de Racionalización del Gasto y de las Finanzas Públicas, Informe Final, Tema VI Infraestructura y Gestión Fiscal.

² Fedesarrollo-Analdex, 1996, Petróleo y Sector Exportador. Según los análisis hechos en el estudio, las regalías han llegado hasta el 87% de los ingresos totales en departamentos como el Arauca (1992).

discontinuidad de la inversión extranjera en las actividades de exploración y de producción de hidrocarburos y, en consecuencia, en una inevitable volatilidad de los ingresos provenientes del sector.

Según los estimativos más recientes de Ecopetrol, durante los próximos dos años se alcanzará una producción cercana a 870 mil barriles por día. De ahí en adelante la producción empezará a descender hasta llegar a un rango de 170 a 200 mil barriles día³ en el año 2010. En 1998-1999 esto le aportará recursos a la nación entre 2.5 y 3.0 billones de pesos de 1996⁴ y exportaciones cercanas a los US\$ 4,000 millones, las cuales tenderán a desaparecer entre el 2004 y el 2007. Se calcula que con el nivel de reservas actuales, en ausencia de nuevas exploraciones y dado un incremento de la demanda de petróleo del orden del 4% anual, el país pasará de ser exportador de petróleo a ser importador neto en el año 2004⁵.

Con el fin de revertir esta tendencia, el pasado mes de octubre Ecopetrol lanzó una serie de medidas tendientes a ajustar los esquemas de contratación actuales. El objetivo de las medidas es incrementar la actividad exploratoria y mantener niveles de producción cercanos a los 700,000 barriles diarios (similares a lo registrado en 1997)⁶.

Aún no se conoce la magnitud del impacto que tendrán los nuevos ajustes propuestos por Ecopetrol ya que es difícil proyectar el tiempo que tomarán

las medidas en traducirse en incrementos en la producción de hidrocarburos. Pero resulta importante evaluar de una manera realista los posibles efectos de dichas medidas sobre la economía colombiana, debido a que buena parte de la política macroeconómica tendrá que diseñarse a la luz de los diferentes escenarios petroleros que se vislumbren.

El análisis se divide en cinco partes. En la primera, se hace un recuento de la política en materia de hidrocarburos adoptada en el país durante las dos últimas décadas. En las segunda y tercera, se muestra el comportamiento de las actividades de exploración y explotación de petróleo y de gas en los últimos años y se analizan las perspectivas de la industria hacia el futuro, incluyendo el impacto de dicho comportamiento sobre los ingresos fiscales y sobre la balanza comercial. En la cuarta parte, se explican las medidas de ajuste establecidas recientemente por Ecopetrol y, finalmente, se elaboran una serie de consideraciones en cuanto su impacto sobre la producción de hidrocarburos.

A. La Política petrolera colombiana

La política petrolera en el país se ha caracterizado por responder a objetivos de corto plazo con el fin de cumplir con la meta principal de autoabastecimiento. Desde hace ya varias décadas el país inició un proceso de asociación con empresas internacionales privadas para llevar a cabo las actividades del sector, pero aún no ha logrado establecer un esquema integral y de largo plazo que satisfaga a la vez los intereses del Gobierno y los de las compañías privadas.

Desde 1974 cuando se crearon los contratos de asociación, se han modificado en repetidas ocasiones las condiciones de contratación con los socios privados. A nivel internacional, Colombia

³ Las cifras corresponden a diferentes escenarios.

⁴ Fedesarrollo-Analdex, (1996).

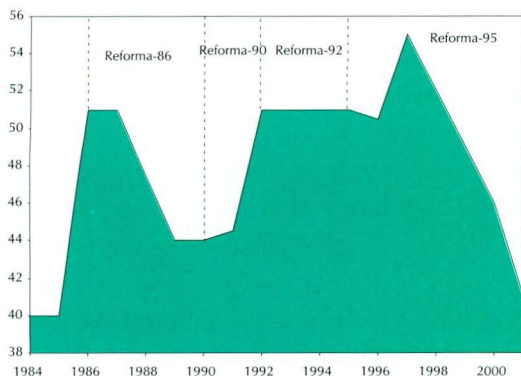
⁵ Ecopetrol, octubre de 1997, Política de Contratación Petrolera, "Documento Junta Directiva".

⁶ Ecopetrol, Plan Indicativo de Gestión, junio de 1997, p. 44

se ubica en uno de los lugares más bajos en cuanto a la competitividad de los contratos.

Otros factores adicionales a los propios contratos, han influido en de forma negativa en la inversión de las compañías extranjeras en el sector de hidrocarburos. Entre ellos, se encuentran los costos de la inseguridad y la violencia que vive el país y los cambios permanentes en las reglas impositivas. Es interesante resaltar que en el país ha habido 7 reformas tributarias en lo que va corrido de la década, con el agravante de que los niveles de las tarifas se han incrementado con el tiempo. Esto imprime mayores grados de incertidumbre frente a los efectos de los nuevos ajustes en los contratos, en la medida en que hace más vulnerable la inversión de las compañías privadas.

Gráfico 1. EVOLUCION DE LAS TASAS IMPOSITIVAS



Fuente: Asociación colombiana de petróleos, 1997.

1. Evolución de los esquemas de contratación

A mediados de la década de los setenta, el Gobierno colombiano dio un paso trascendental para el desarrollo de la industria al reemplazar los contratos de concesión por el sistema de asociación. Sin embargo, el país no ha logrado encontrar una fórmula equilibrada entre los múltiples intereses en

juego, lo que ha llevado a las autoridades a cambiar permanentemente los esquemas de contratación.

Los contratos de asociación constan de dos etapas, una de exploración y otra de producción. La primera es de 3 años extendible a 6 y el socio privado asume el 100% de los costos de la inversión. Sólo cuando la exploración es exitosa, Ecopetrol reembolsa el 50% de los gastos incurridos en los pozos que resulten productores y se inicia la segunda etapa de producción, cuyo término máximo es de 22 años. La principal característica de estos contratos la constituye el llamado "50/50" que consiste en una distribución por mitades de los costos y de la producción. También se estableció que el 20% de la producción iría directamente al Estado bajo la forma de regalías. Es decir, que la producción a repartir es sólo el 80% del total. Bajo este esquema fueron suscritos los contratos más grandes del país como los de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua.

Este tipo de contratos tuvo éxito inicialmente. Sin embargo, el deseo del Gobierno de obtener una mayor proporción de los recursos generados por el petróleo -en particular en campos de grandes magnitudes-, lo llevó a introducir modificaciones en las condiciones originales de participación "50/50", lo cual impidió una mayor regularidad en las actividades de exploración.

En 1989 se diseñó una fórmula escalonada para mejorar las condiciones de participación del país en el proceso de producción. En términos generales, el esquema consiste en que, a partir de la producción acumulada de 60 millones de barriles, la participación de Ecopetrol empieza a mejorar⁷. Bajo este sistema, fueron suscritos 18 contratos, entre ellos los de Piedemonte con la British Petroleum.

Si bien el sistema escalonado incrementa la participación de Ecopetrol en los campos grandes,

reduce de manera importante la rentabilidad para el asociado, ya que además de disminuir su participación en la producción ignora los costos de extracción del crudo asumidos por la parte privada.

En consecuencia, en 1994 el Gobierno mejoró las condiciones para las compañías asociadas mediante la introducción de un método para la distribución de la producción que tiene en cuenta el factor de rentabilidad -el Factor R-, el cual es aplicado a partir de una producción acumulada de 60 millones de barriles⁸. Este método toma en consideración los egresos correspondientes a la etapa de exploración y los ingresos derivados de la producción.

Posteriormente, en 1995 se modificó el sistema de reembolso a las inversiones y se le dio a las compañías la posibilidad de recuperar el 50% del costo de la exploración realizada en pozos que resultaran secos y en actividades de sísmica⁹. Por otra parte, para los nuevos contratos se eliminó el impuesto de guerra con el fin de aliviar las cargas impositivas al inversionista privado en nuevos desarrollos. Finalmente, dentro de los contratos de asociación se abrió la posibilidad de negociar con

5 años de anticipación la continuación de la operación por parte del socio, más allá del término establecido en el contrato.

Adicionalmente, en el mismo año se introdujo la nueva modalidad de los contratos de riesgo compartido aplicados a aquellas áreas con un menor riesgo relativo y mayores posibilidades de éxito en las actividades exploratorias. Este esquema consiste básicamente en que Ecopetrol y las compañías asociadas asumen por mitades los costos de exploración a cambio de una mayor participación de la compañía estatal en la etapa de producción. En este sistema Ecopetrol actúa como operador.

Los cambios permanentes en los esquemas de distribución de la producción, han llevado a que hoy en el país coexistan diferentes formas de contratación: de acuerdo con Martínez (1997)¹⁰, existen vigentes 3 contratos de riesgo compartido, 23 contratos bajo el esquema escalonado, 8 contratos con Factor R y 13 contratos de asociación originales (50/50).

Los actuales contratos de Asociación resultan atractivos en términos de la relación riesgo/rentabilidad en el caso de grandes descubrimientos de petróleo y en áreas activas que cuentan con infraestructura disponible, buena información geológica y donde existen economías de escala. Sin embargo, son menos competitivos en el caso de las actividades de exploración de gas, en la exploración y explotación de áreas inactivas, en el desarrollo de la actividad en campos pequeños y en las producciones incrementales en campos donde Ecopetrol opera en forma directa.

⁷ Una vez alcanzada una producción de 60 millones de barriles, la participación de Ecopetrol se incrementa en 5% por cada 30 millones de barriles adicionales. Cuando la producción del campo llega a los 150 millones de barriles, la distribución queda en 70% para Ecopetrol y 30% para el asociado (Decreto 2782 de 1989).

⁸ El Factor R se define como la relación entre los ingresos y los egresos del socio privado. Si los egresos superan los ingresos (R menor que 1), la distribución es 50/50. Si los ingresos son mayores a los egresos (R es superior a 1) le corresponde al asociado un porcentaje determinado por 50/R. Cuando R es igual o mayor que 2, la repartición es 25% para el asociado y 75% para Ecopetrol.

⁹ Anteriormente, Ecopetrol reembolsaba únicamente los costos de exploración correspondientes a aquellos pozos donde había descubrimiento de crudo.

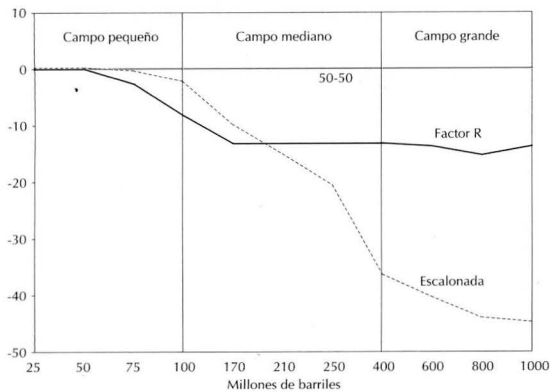
¹⁰ Martínez, A., "Algunos Determinantes de la Política Petrolera", mimeo, 1997.

Aunque con la introducción del Factor R se obtuvo una distribución más equitativa de los beneficios económicos de la producción del crudo que la derivada del esquema escalonado (excepto en el caso de campos de pequeño y mediano tamaño), es claro que la rentabilidad esperada del asociado se ha reducido significativamente respecto del sistema "50/50".

Se observa en el Gráfico 2 que el esquema de participación "50/50" genera la mayor rentabilidad para el inversionista privado medida como la tasa interna de retorno. El contrato de producción escalonada reduce de manera importante la rentabilidad para las exploraciones en todos los campos independientemente del tamaño. La introducción del Factor R mejora las condiciones frente al caso anterior en los campos grandes y en los medianos de mayor tamaño. Las actividades más perjudicadas con los cambios han sido sin duda las realizadas en los campos pequeños, las cuales se han visto cada vez más afectadas en materia de rentabilidad¹¹.

A manera de síntesis, la política adoptada por el país para el manejo de los recursos petroleros puede ser evaluada tanto desde la perspectiva de la

Gráfico 2. VARIACION DE LA RENTABILIDAD (TIR) SEGUN LOS TIPOS DE CONTRATOS



Fuente: Asociación colombiana de petróleos, 1997.

competitividad internacional de los esquemas de contratación, como de los efectos sobre la inversión permanente en el sector. Ninguno de los dos casos refleja la bondad de la política.

Desde el punto de vista de la "calificación" internacional, Colombia no queda en la mejor posición: tiene uno de los "State Take" o renta del Gobierno más altos del mundo, con cifras que pueden superar el 83%¹² frente a los demás países exportadores de petróleo. Esto se suma a la baja relación de éxito promedio del país en términos de descubrimientos¹³ (Gráfico 3). En materia de inversión, esta ha tenido un comportamiento decreciente en particular desde finales de la década anterior, con excepción de algunos años períodos que corresponden a grandes descubrimientos.

2. Clima de violencia e inseguridad

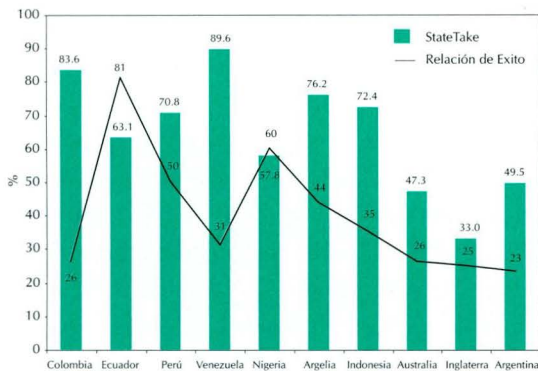
Otro de los elementos relevantes a ser considerados cuando se analiza la inversión extranjera en el país,

¹¹ Asociación Colombiana de Petróleo, (ACP), 1994, "Inversión Exploratoria: Colombia frente al mundo", Reporte Petrolero. Los datos corresponden a un modelo económico diseñado por la ACP mediante el cual miden la rentabilidad de los proyectos de acuerdo con las condiciones de los contratos. Los tamaños de los campos están definidos como: campos grandes con niveles de reservas entre 300 y 700 millones de barriles, campos medianos entre 100 y 300 millones y campos pequeños, entre 25 y 100 millones de barriles de reservas.

¹² Petroconsultants, (U.K.) Ltd, 1997, Review of Petroleum Fiscal Regimes (Oil), Acreage, Laws & Tax. El concepto de "State Take" se refiere a la suma de todos los ingresos recibidos por el Estado como porcentaje de los ingresos netos del proyecto. A diferencia del "Government Take", no incluye los ingresos derivados de la participación del Gobierno en el proyecto. En el caso colombiano, donde existe dicha participación, el "State Take" es superior al Government Take". En ausencia de participación estatal, las dos medidas son iguales.

¹³ De acuerdo con la ACP, el éxito se mide como la relación entre pozos explorados y descubrimiento de crudo. En Colombia, en promedio, de cada 5 pozos perforados 4 son secos.

Gráfico 3. STATE TAKE Y RELACION DE EXITO* (Campos medianos)



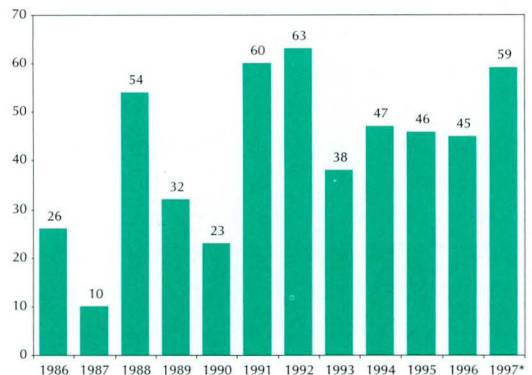
* Relación de éxito: número de nuevos pozos descubiertos frente al número de pozos perforados.
Fuente: Petroconsultans, 1997 y cálculos de Fedesarrollo.

es la situación particular de inseguridad y violencia. Aunque este factor vuelve menos atractiva la inversión en todos los sectores de la economía, lo hace de manera importante en el caso de los hidrocarburos.

En este sector, los riesgos de la operación son altos y cada vez mayores, dado que los desarrollos tienen lugar en zonas rurales y apartadas, caracterizadas por una intensa presencia del conflicto armado. La industria petrolera ha sido objeto permanente de ataques por parte de la guerrilla y los oleoductos se han convertido en uno de los principales focos de acción. Como se aprecia en el Gráfico 4, el número de atentados de la guerrilla contra los oleoductos ha crecido en forma importante desde 1986 pasando de 26 atentados a 59 en 1997.

Esto representa costos importantes para el sector petrolero. Aunque Ecopetrol asume un porcentaje de los gastos totales en defensa de las actividades petroleras que es proporcional a su participación en los proyectos, las compañías privadas corren

Gráfico 4. NUMERO DE ATENTADOS CONTRA EL OLEODUCTO**



** Caño Limón - Coveñas
Fuente: Occidental de Colombia.

con costos no despreciables. Según un estudio realizado por el DNP¹⁴, el costo total del conflicto armado alcanzó una cifra de 395.327 millones de pesos durante el período de 1990-1994. El Cuadro 1 muestra la evolución de los costos desde principios de la década y la participación de Ecopetrol y de las compañías privadas.

B. Situación actual del sector de hidrocarburos

Hasta ahora en Colombia se han descubierto reservas de hidrocarburos del orden de 9,000 millones de barriles equivalentes (MBE) de los cuales hasta diciembre se tenían reservas remanentes de 4,016 millones .

Las reservas de petróleo ascienden a 2.7 mil millones de barriles y han permitido hasta septiembre del presente año tener una producción de 600 mil

¹⁴ DNP, Unidad Justicia y Seguridad, dic. 1995, Los costos Económicos del Conflicto Armado en Colombia:1990-1994.

**Cuadro 1. COSTO TOTAL DEL CONFLICTO ARMADO EN EL SECTOR PETROLERO
(Millones de pesos de 1995)**

	1990	1991	1992	1993	1994
Gasto Público	123,427	152,698	138,421	52,673	47,540
Gasto Privado	93,238	112,336	102,551	45,337	41,865
Total	216,665	265,034	240,972	98,010	89,405
Participación en el Gasto Total					
Gasto Público	57.0	57.6	57.4	53.7	53.2
Gasto Privado	43.0	42.4	42.6	46.3	46.8

Fuente: Departamento Nacional de Planeación, Unidad de Justicia y Seguridad.

barriles diarios (KBPD). Las reservas de gas alcanzan 7,673 Giga Pies Cúbicos y han permitido tener una producción de 645 millones de pies cúbicos al día (MPCD). Con la entrada plena de la producción de petróleo de la fase 2 de Cusiana y Cupiagua¹⁵, se prevé que esta producción se incrementará en 1998, llegando a su pico en 1999, año a partir del cual la producción empezará a descender drásticamente.

1. Evolución de las actividades de exploración y de las reservas petroleras

Colombia no es un país petrolero y su incidencia en la industria mundial del petróleo es bastante reducida (produce menos del 1% de la producción mundial). En América Latina, el país ocupa el quinto lugar en producción y el cuarto lugar en reservas, después de Venezuela con 64.5 mil millones, de México con 50 mil millones y de Brasil con 3.8 mil millones.

En el país, la actividad exploratoria ha sido insuficiente e irregular, resultado de la de la política

adoptada y de los bajos niveles de competitividad internacional. Se estima que tiene un potencial de 37,000 millones de barriles de petróleo correspondientes a las 18 cuencas sedimentarias (áreas potencialmente petrolíferas), de las cuales 24,000 están ubicados en las 4 áreas activas¹⁶ y los 13,000 restantes en las 14 cuencas sedimentarias en las cuales hasta ahora no ha habido actividades de exploración sistemáticas. Esto indica que las reservas se concentran en unos pocos yacimientos de gran magnitud y que la mayor parte del territorio con potencial petrolero (cerca del 80%) está por explorar.

Según datos de Ecopetrol, en 1996 sólo fueron perforados 22 pozos exploratorios y 2,200 Kms de sísmica, frente a 67 pozos y niveles de adquisición de sísmica de aproximadamente 9,600 Kms en 1990. Esto se debió en gran parte a la menor actividad privada de exploración. El comportamiento de los pozos A-3 (primeros pozos perforados) que son un buen indicador de la inversión y del capital de riesgo aportado, ha sido irregular, con picos en los

¹⁵ El retraso de la producción de Cusiana y Cupiagua modificó los estimativos para 1997 que pasaron de 704 000 barriles diarios y 645,000 bd.

¹⁶ Los Llanos Orientales (incluyendo Piedemonte), los Valles Superior y Medio del Magdalena Medio y el Putumayo. Actualmente se adelantan trabajos de búsqueda en las regiones del Catatumbo y del Valle Inferior del Magdalena Medio.

grandes yacimientos y una clara tendencia decreciente a partir de 1988.

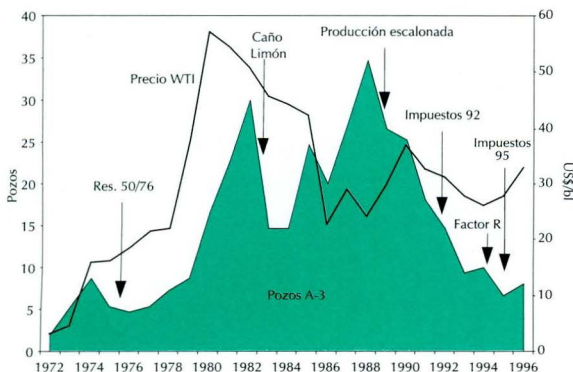
Si se compara la inversión con los niveles de precios internacionales, resulta interesante observar que ésta no ha estado correlacionada con el comportamiento de los precios. Como se puede apreciar en el Gráfico 5, hasta 1984 el incremento de los precios incidió en una recuperación de la actividad exploratoria. Durante el período 1985-1989, la inversión creció más que los precios internacionales debido al descubrimiento de Cusiana-Cupiagua. Sin embargo, posteriormente se empezó a vislumbrar una situación atípica de caída de la producción que superó la caída en precios, lo cual indica que el alza en los precios no estimuló la inversión. Por el contrario, la inversión empezó a caer como consecuencia de las medidas adoptadas en el país. La pérdida de interés de las compañías privadas coincidió con la introducción de la producción escalonada (que reducía sustancialmente la rentabilidad de los proyectos) y con la reforma tributaria de 1992. En 1994 hubo un incremento leve de la inversión como resultado de la introduc-

ción del Factor R, pero fue contrarrestado por una caída en 1995, año en que realizó una nueva reforma tributaria.

No obstante los esfuerzos hechos por los diferentes gobiernos en el sentido de volver más competitivos los contratos para el descubrimiento y producción de hidrocarburos, la actividad exploratoria ha sido lenta, tímida y aleatoria. En consecuencia, las reservas han tenido un comportamiento irregular. Como se observa en el Gráfico 6, los aumentos en reservas corresponden a descubrimientos esporádicos de grandes campos (Caño Limón, Cusiana y Cupiagua).

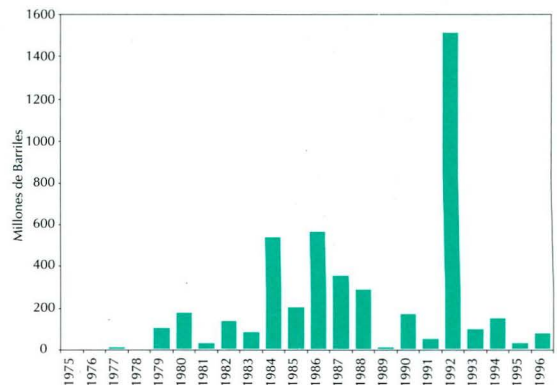
Hoy en día la industria petrolera atraviesa por uno de los períodos más críticos de su historia: la relación reservas/producción ha caído de manera dramática en los últimos años (Gráfico 7). Con el descubrimiento de Caño Limón esta relación bordeó los 20 años de vida útil de las reservas en 1985 y en sólo cinco años descendió aceleradamente a 12 años de vida útil. Con los desarrollos de Cusiana y Cupiagua, en 1992 Colombia superó los 20 años para luego bajar en 1996 a niveles de 12.3 años.

Gráfico 5. NUEVOS POZOS A-3 (Compañías privadas)/precio



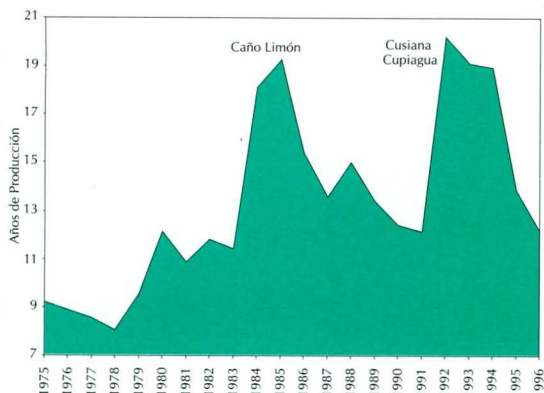
Fuente: Asociación colombiana de petróleos, 1997.

Gráfico 6. NUEVAS RESERVAS DE PETROLEO POR AÑO



Fuente: Ecopetrol. Indicadores de la Industria Petrolera, 1996 y cálculos de Fedesarrollo

Gráfico 7. RELACION RESERVAS/PRODUCCION



Fuente: Ecopetrol, Indicadores de la Industria Petrolera, 1996 y cálculos de Fedesarrollo.

2. Descubrimientos y producción de gas

Hacia finales de 1995 las reservas de gas descubiertas en el país ascendían a cerca de 9,000 Giga Pies Cúbicos (GPC) y se tenían reservas remanentes de 7,673 GPC. Esto permitió una producción de 645 millones de pies cúbicos por día (MPCD) en 1996, la cual se incrementará hasta el año 2001 cuando alcanzarán 800 MPCD.

La demanda ascendió en 1996 a un promedio de 436 millones de pies cúbicos por día (MPCD) y se proyecta un crecimiento que llegará a niveles cercanos a 800 MPCD en el 2001 y a 1,400 MPCD en el año 2010, en buena parte debido al Plan de Expansión Eléctrica.

C. Necesidad de una nueva estrategia para el desarrollo de Hidrocarburos

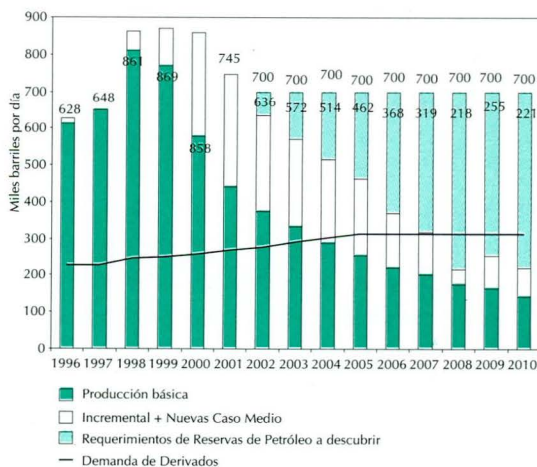
Las perspectivas de producción de crudo hacia el futuro dado el nivel de reservas actuales, son bastante preocupantes. A partir de 1999, la producción se incrementará hasta llegar a un promedio diario de 869 mil barriles de petróleo para luego descender hasta alcanzar un nivel cercano a los 200 mil

barriles diarios en el año 2010 (Gráfico 8). Si además consideramos los niveles de la demanda de crudos para refinería de Ecopetrol, se puede apreciar que el país será deficitario en el año 2004, cuando se verá obligado a importar crudo.

Con el fin de evitar esta situación, Ecopetrol se ha impuesto el reto de lograr una producción sostenida de 700 mil barriles diarios desde el año 2002 hasta el 2010, para lo cual se requieren reservas adicionales del orden de 3,000 millones de barriles y un capital de riesgo estimado en US\$ 4,000 millones¹⁷.

En cuanto al gas, las reservas remanentes de 7.7 TPC¹⁸ permitirán satisfacer gran parte de la demanda

Gráfico 8. PRODUCCION DE CRUDO Y REQUERIMIENTOS DE RESERVAS DE LARGO PLAZO



Fuente: Ecopetrol, Plan Indicativo de Gestión 1997.

¹⁷ Ecopetrol, (1997a).

¹⁸ De acuerdo con Ecopetrol, (1997b), p. 45, esto será posible con las reservas remanentes de 7.7 TPC, con la concreción de expectativas de 4 TPC de nuevas reservas correspondientes al contrato de Piedemonte-Recetor (1.8 TPC), a la ampliación de las reservas de Opón (1.4 TPC) y a la compresión adicional en la Guajira.

por lo menos en los próximos 30 años. Sin embargo, para atender la demanda, será necesario hacer grandes inversiones en infraestructura y transporte para hacer viable el uso del gas descubierto y modificar la estructura tarifaria con el fin de lograr una rentabilidad adecuada.

1. Implicaciones y riesgos fiscales

Las consecuencias de las proyecciones petroleras son de gran trascendencia para el desempeño económico del país. Como resultado de la caída en los niveles de producción futura, los aportes al Estado por parte del sector se verán reducidos de manera sustancial.

De acuerdo con la metodología adoptada por Fedesarrollo (1996), las proyecciones más recientes de Ecopetrol¹⁹ indican que el sector hará aportes anuales a la Nación, los departamentos y los municipios entre 2.5 y 3.6 billones de pesos (de 1996) durante el período 1997-2005 (Gráfico 9a y 9b). Bajo el escenario de Ecopetrol que comprende una producción promedio de 700 mil barriles diarios a partir del año 2001, los ingresos adicionales durante el período que recibiría el Estado serían del orden 4.2 billones de pesos (1.2 billones y 1.8 billones en los años 2004 y 2005 respectivamente).

Las perspectivas sobre los ingresos petroleros evidentemente son un factor determinante para las proyecciones macroeconómicas. En este sentido, es fundamental estudiar las posibilidades reales de cumplir con el propósito planteado por Ecopetrol. Es decir, es necesario evaluar el impacto de los ajustes a los contratos sobre las inversiones en exploración.

Gráfico 9A. IMPACTO FISCAL: PROYECCIONES 1996-2005 (Billones de pesos de 1996)

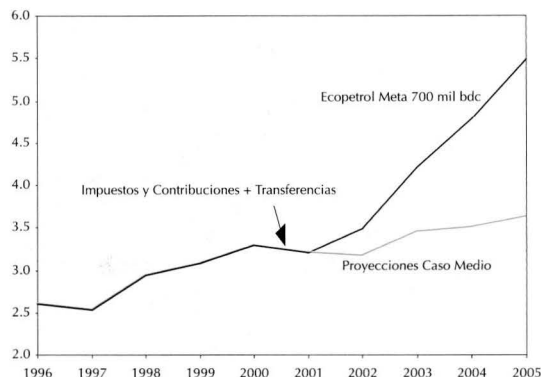
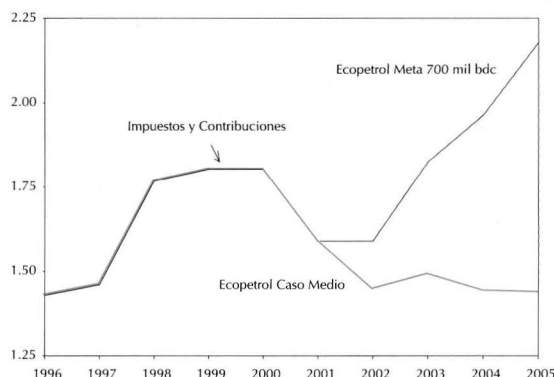


Gráfico 9B. IMPACTO FISCAL: PROYECCIONES 1996-2005 (Billones de pesos de 1996)



Fuente: Ecopetrol y cálculos de Fedesarrollo.

Lo que resulta evidente es que la falta de continuidad de la actividad petrolera con la consecuente reducción de la producción a partir de 1999, tendrá un costo importante para el país.

2. Efectos sobre la balanza comercial

De acuerdo con las proyecciones más recientes de Ecopetrol, el país exportará cerca de 4,000 millones de dólares de hidrocarburos durante el período 1998-1999. A partir de ahí, las exportaciones caerán

¹⁹ Corresponden, según Ecopetrol, al Modelo General: Caso Bajo, Cusiana: Caso Medio (escenario más probable) y Piedemonte Fase I 150 KBDC.

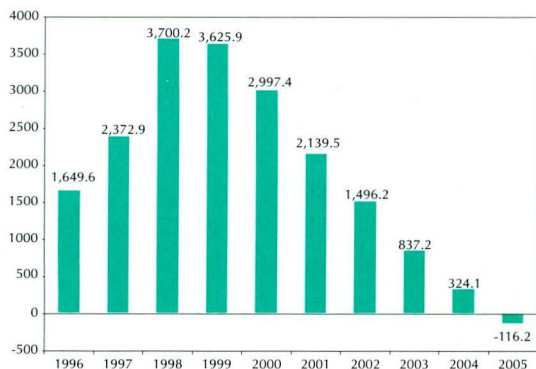
hasta llegar a niveles de 500 millones en el año 2005, lo que traerá como resultado un saldo negativo en la balanza comercial²⁰.

Lo anterior indica que, como consecuencia de la irregularidad y del descenso en la actividad exploratoria en los últimos años, el país dejará de recibir una suma importante de ingresos por exportaciones en el mediano plazo. Cabe resaltar además, con las proyecciones actuales, el país asumirá elevados costos a partir del año 2005 a raíz de la importación de crudo (Gráfico 10).

D. Nuevas condiciones de los contratos

La necesidad de atraer recursos del sector privado destinados a la actividad de exploración de hidrocarburos, llevó a la Junta Directiva de Ecopetrol a adoptar en el mes de octubre un paquete de

Gráfico 10. SALDO DE LA BALANZA COMERCIAL (Millones de dólares)



Fuente: Ecopetrol y cálculos de Fedesarrollo (corresponde al escenario base)

medidas tendientes a ajustar los contratos de Asociación vigentes hasta ahora. En términos generales, los mayores atractivos se concentran en los contratos para la exploración de gas, la exploración en campos pequeños y en zonas inactivas y en la producción incremental en zonas activas.

1. Ajustes en los contratos²¹

Los ajustes tienen dos elementos en común. En primer lugar el Factor R en adelante se aplicará por campo y no por contrato, lo cual mejorará las condiciones de rentabilidad. Cuando el Factor se aplica por contrato, se suma la producción de los diferentes campos en un mismo contrato y se llega más rápidamente a la producción acumulada de 60 millones de barriles, monto a partir del cual el Factor R implica una reducción en la participación del socio privado. En segundo lugar, todos los reembolsos hechos por Ecopetrol a las compañías privadas se harán en términos reales y no en dólares corrientes como se hace bajo los contratos actuales.

Estas fueron las únicas modificaciones introducidas en el caso de los contratos para desarrollos petroleros en áreas activas.

2. Áreas activas

a. Contratos de Asociación para hidrocarburos gaseosos

En el caso de los descubrimientos de gas, además de la baja rentabilidad de los contratos, los principales cuellos de botella están relacionados con las características mismas de su mercado, con la estructura de sus precios, con los impuestos y tarifas y con las condiciones de la demanda del energético.

²⁰ Las proyecciones sobre importaciones y exportaciones corresponden a las utilizadas en Fedesarrollo-Analdex, (1996) para el caso base, p. 53.

²¹ Ecopetrol, (1997a).

Las recientes medidas adoptadas por Ecopetrol buscan corregir esta situación aunque de manera parcial, ya que se concentran únicamente en los aspectos relacionados con la rentabilidad de los contratos.

Para efectos de lo anterior, se estableció un nuevo período de retención de hasta 4 años²² y se amplió el período de explotación a 30 años, antes de 22 años. Por otra parte, se reembolsarán los costos directos de exploración con el 100% de la producción que le corresponde a Ecopetrol y no con el 50% del contrato estándar²³. Finalmente, se mejorará la participación de las compañías privadas en la producción pues una vez alcanzados los 60 MBE de producción acumulada, el Factor R se aplica dentro unos límites que van entre 2.0 y 3.0²⁴. En los contratos de petróleo, la misma distribución de la producción se logra con un R más restrictivo, entre 1.0 y 2.0.

b. Contratos de riesgo compartido

Esta modalidad de contratación, que se creó esencialmente para que Ecopetrol asumiera responsabilidades en las actividades de exploración en áreas nuevas, se mantendrá en el futuro. Sin embargo, para nuevos proyectos bajo este esquema,

²² La producción de gas es altamente dependiente de la demanda. Dado que puede existir un desfase entre la oferta disponible en el momento del descubrimiento del hidrocarburo y la demanda por el mismo, se ofrece un período de tiempo a las compañías para encontrar las condiciones apropiadas para su comercialización. Este período se conoce como el período de retención.

²³ Esto reduce el tiempo en el que se hace el reembolso.

²⁴ Para un R menor de 2.0, la distribución de la producción para el socio es de 50% y si R es mayor que 3.0 la participación del asociado será de 25%. Si R está entre 2.0 y 3.0 la participación del asociado será de $50\%/(R-1)$.

ahora es posible de que el socio privado asuma la operación del contrato (antes exclusivamente en manos de Ecopetrol).

3. Áreas inactivas

Uno de los mayores problemas que enfrentan las áreas no exploradas aún, radica en que existe un bajo nivel de información geológica, una alta complejidad técnica y operacional y que su localización corresponde a zonas alejadas de la infraestructura existente. En estas condiciones el riesgo es elevado y las actividades de exploración y explotación son más lentas y generan altos costos. Adicionalmente, bajo el sistema actual donde se aplica el Factor R por contrato, cuando los descubrimientos en áreas inactivas tienen lugar en un contrato que cubre a su vez un campo comercial grande, los primeros pueden verse afectados desde un comienzo por una distribución de la producción menor al 50% para el socio privado.

Para estas áreas Ecopetrol hizo varias modificaciones. Por una parte, se amplió el período de exploración a 8 años (antes de 6) adicionando un período de retención de hasta 4 años si se trata de un descubrimiento de gas. De otro lado, el período de explotación que antes era de 22 años, se extendió a 27 años para el caso del petróleo y a 30 años para el caso del gas. Adicionalmente, Ecopetrol reembolsará con el 100% de la producción que le corresponde los costos directos incurridos en la etapa de exploración por parte de las compañías privadas.

Los desarrollos en dichas áreas se manejarán bajo el sistema de subastas. La adjudicación se hará en función de la participación porcentual -después de regalías- que las compañías privadas ofrezcan a Ecopetrol en el Contrato de Asociación, con la restricción adicional de que ésta no puede ser inferior al 25%. Existirán además unos pliegos de subasta

que contendrán un conjunto de condiciones mínimas que deberán cumplirse en el contrato. Por último, en los nuevos contratos se asigna una mayor cantidad de producción al socio privado en caso de que tenga lugar un nuevo descubrimiento²⁵.

4. Áreas con potencial para campos pequeños

Estas áreas se caracterizan por una escasa magnitud de reservas probables a descubrir. Según los términos de los contratos actuales, para estas áreas la participación de Ecopetrol en la producción es del 50%, además del 20% de regalías. Evidentemente estas condiciones no permiten una recuperación adecuada de los costos de exploración y ofrecen una rentabilidad poco atractiva para el inversionista.

Como en el caso anterior, los contratos se adjudicarán mediante el mecanismo de subastas, con la condición de que los socios privados asuman el 100% de las inversiones de exploración y explotación. La adjudicación se hará en función de la participación que los diferentes inversionistas privados ofrezcan a Ecopetrol, la cual no podrá ser inferior al 5% después de regalías. El Factor R se aplicará a partir de una producción acumulada de 30 MB (y no de 60 MB como en el caso de los campos grandes) aunque se mantienen los límites de aplicación según la variación del R entre 1.0 y 2.0. Este nuevo esquema de contratación se utilizará únicamente en aquellos casos en que el potencial petrolero estimado sea de 30 MB.

El mayor interés que reviste los nuevos términos de contratación en este caso radica en que, ofreciendo

²⁵ En cuanto al Factor R, éste será aplicado dentro de los siguientes límites: para un R menor de 2.0 la distribución de la producción para el socio es de $100\% - X$; si el R se encuentra entre 2.0 y 3.0, la distribución será de $(100\% - X)/(R - 1)$, y si el R es mayor que 3.0, la participación porcentual será de $(100\% - X)/2$. X corresponde a la participación porcentual ofrecida a Ecopetrol.

mejores condiciones de rentabilidad, se abre la posibilidad a inversionistas privados nacionales a que inviertan en exploración de hidrocarburos²⁶. Hasta el presente, las inversiones nacionales se han concentrado en actividades relacionadas con servicios.

5. Producción incremental en campos de Ecopetrol

En aquellos campos donde ya ha habido un descubrimiento previo, los riesgos de la exploración son bastante inferiores que en los demás casos. Por lo tanto, más que capital de riesgo, las necesidades para el desarrollo de nuevas producciones radican en la aplicación de tecnologías de punta que permitan mejorar las operaciones. En este sentido, se requiere de otro tipo de esquema contractual en el cual el inversionista aporte tecnología y capital con una obvia retribución que puede reflejarse en una participación en la producción incremental que se obtenga a raíz de las nuevas inversiones.

Hasta las nuevas reformas, no existía en el país un sistema apropiado para el desarrollo de producciones más allá de la producción básica de campos ya explotados. En consecuencia, Ecopetrol planteó un nuevo esquema basado en subastas que consiste en la aplicación de nuevas tecnologías donde la inversión de riesgo es asumida enteramente por el contratista y Ecopetrol actúa como operador. Los contratos serán adjudicados sobre la base de la participación ofrecida a Ecopetrol por los interesados, con un nivel mínimo de 25%. En este nuevo esquema, la retribución para el socio privado por la inversión en nueva tecnología consiste en un porcentaje de la producción incremental. A diferencia de los demás casos, el Factor R se aplicará

²⁶ Esta posibilidad sin embargo parece remota dada la magnitud del capital requerido.

por contrato, pero manteniendo los límites de aplicación entre 1.0 y 2.0 a partir de los 60 MB de producción incremental acumulada.

E. Consideraciones finales

Aunque con un alto nivel de incertidumbre, es importante proyectar el impacto que tendrán las nuevas reformas. Si bien no se tiene certeza sobre el tiempo que tomarán los ajustes en los esquemas de contratación en traducirse en mayores volúmenes de producción de crudo y no se conoce aún un estimativo por parte de Ecopetrol al respecto, es posible hacer algunas predicciones.

Si se toma como referencia lo ocurrido en el pasado, se observa que el período transcurrido desde el momento en que se suscriben los contratos hasta que se lleva a cabo la producción, puede ser mayor a diez años. Los contratos suscritos a raíz de las medidas adoptadas en 1974²⁷ dieron resultados concretos más de diez años después. De hecho, el avance más significativo se dio en 1986 cuando la producción de petróleo en el país se incrementó en un 71.2% con la entrada de la producción de Caño Limón. Sólo en 1995, la producción volvió a recuperarse con la entrada de los desarrollos de Cusiana y Cupiagua, contratos que fueron firmados en 1982 y 1988, respectivamente.

Por otra parte, se tienen algunos estimativos sobre la duración de las actividades de exploración y de desarrollo en áreas no exploradas. Las correspondientes a la etapa de exploración -siempre y cuando sean exitosas-, tardan un período que oscila entre cuatro y cinco años y las de desarrollo entre dos y

tres años. Para llegar a niveles de importantes de producción, hay que contar con dos años adicionales. En este sentido, se puede esperar que los ajustes, al menos aquellos que afectan a los campos no explorados, no tendrán un efecto real sobre la producción antes ocho años.

La evaluación del impacto de los nuevos ajustes y el tiempo en que éste será efectivo en materia de producción, debe hacerse bajo dos consideraciones: por una parte, las áreas activas y por otra, las inactivas. Los cambios relacionados con los contratos en las áreas activas son los que permitirán al país aumentar las reservas en el corto y mediano plazo. En lo que concierne a las áreas inactivas, dado que éstas no cuentan con información geológica suficiente ni con infraestructura adecuada para el desarrollo de las actividades, los resultados tardan un período que puede superar los quince años.

Un análisis preliminar sobre las nuevas condiciones de los contratos indica que el mayor avance se logró en las áreas inactivas. Las modificaciones introducidas mejoran los niveles de rentabilidad de los proyectos y la competitividad del país a nivel internacional. Sin embargo, su incidencia será efectiva sólo en el largo plazo. Por su parte, los ajustes a los contratos en áreas activas no parecen ser suficientes para incrementar los ritmos de inversión necesarios para solucionar el problema de autoabastecimiento de crudo en el corto y mediano plazo.

En estas condiciones, es razonable esperar que durante los próximos 8 años la producción mantenga la tendencia decreciente proyectada hasta ahora y que no será posible cumplir con las metas fijadas por Ecopetrol de producir un promedio de 700 mil bd a partir del año 2002. Se puede prever que la producción se incrementará en 1998 y 1999 para

²⁷ En especial a raíz de la Resolución adoptada en 1976 mediante la cual Ecopetrol empezó a comprar el crudo a los productores al precio internacional.

luego descender hasta el año 2004 o 2005²⁸ y sólo a partir de ese momento se podrá incrementar de nuevo como resultado de los contratos suscritos bajo el nuevo esquema.

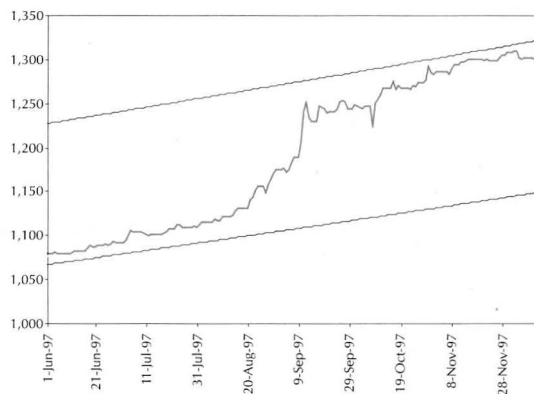
Como consecuencia directa de lo anterior, el PIB crecerá en términos reales en un 0.5% menos frente a lo que hubiera crecido de haberse mantenido la producción en los niveles actuales o de haberse alcanzado las metas de Ecopetrol²⁹.

Es evidente que el rezago en la actividad exploratoria es grande. El país requiere de manera urgente complementar la nueva política petrolera y ofrecer incentivos a los inversionistas privados para incrementar los ritmos de inversión en las áreas activas. El nuevo paquete de medidas es positivo pero insuficiente para revertir la tendencia que presenta actualmente la actividad de hidrocarburos en el país. Esto sólo se logrará si se adopta una estrategia integral y coherente dirigida al desarrollo de la industria tanto en el corto como en el largo plazo.

II. EVOLUCION RECIENTE DE LA TASA DE CAMBIO EN COLOMBIA

En contraste con las proyecciones de comienzos de año, la tasa de cambio registró un fuerte incremento durante el mes de septiembre pasado. Dicho incremento elevó la cotización del dólar de niveles cercanos a \$1,100 en los que estuvo durante la mayor parte del primer semestre a una cifra que a oscilado alrededor de \$1,250 en las últimas semanas. Puesto en otros términos, la tasa de

Gráfico 11. BANDAS TASA DE CAMBIO MERCADO



Fuente: Banco de la República.

cambio se desplazó con bastante rapidez desde el piso de la banda hacia el techo de la misma. Este sorprendente incremento significó una tasa de devaluación nominal del 29,4% en el período comprendido entre enero y noviembre. Por su parte, la tasa de cambio promedio de 1997 ha sido un 8,7% superior a la de 1996.

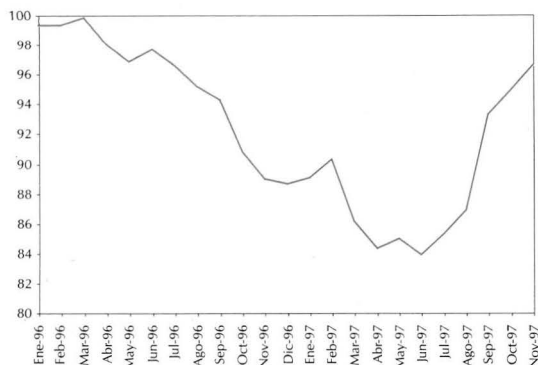
La mayor devaluación nominal se ha reflejado plenamente sobre la tasa de cambio real. Tal y como se aprecia en el Gráfico 12, a partir del mes de junio se inició un período de devaluación real de la moneda que ha corregido parcialmente el grado de sobrevaluación registrado en 1996 y comienzos del presente año. Sin embargo, vale la pena señalar que es altamente probable que el efecto de la mayor devaluación nominal sobre la tasa de cambio real sea sólo de carácter temporal. De modificarse los determinantes estructurales de la tasa de cambio real, la mayor devaluación nominal tenderá con el tiempo a ser contrarrestada por la inflación.

Por supuesto, estos cambios en la cotización del dólar no han pasado inadvertidos. Alrededor de ellos se han tejido múltiples hipótesis que tratan de explicar el súbito incremento en la tasa de cambio.

²⁸ La caída de la producción puede ser inferior a la proyectada actualmente pues puede darse una ligera recuperación antes de 8 años como resultado de nuevos contratos suscritos para el desarrollo en áreas activas ya exploradas.

²⁹ El cálculo se hizo sobre la base de ejercicios de simulación utilizan el Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

Gráfico 12. INDICETASA DE CAMBIO REAL (ICTR1)
Base diciembre 1986 = 100



Fuente: Banco de la República.

La realidad es que los determinantes de dicho comportamiento son inciertos. De hecho, la literatura especializada ha señalado las enormes dificultades que existen para explicar los movimientos de la tasa de cambio nominal al interior de la banda cambiaria. Por ello, existe cierta tendencia a atribuir dichas fluctuaciones a factores de carácter netamente político. Por ejemplo, se citan con frecuencia los efectos de la crisis política para explicar los movimientos en el mercado cambiario entre 1995 y 1996. Aunque es muy probable que estos factores pueden guardar una estrecha relación con el nivel de la tasa de cambio al interior de la banda, su utilidad como elementos para analizar la capacidad competitiva del país es muy cuestionable. Es decir, aunque es innegable que en el corto plazo las fluctuaciones políticas pueden reflejarse en la tasa de cambio, en el largo plazo son los parámetros de la banda en unión con los resultados de inflación los que determinan el nivel de la tasa de cambio real.

A. El régimen de banda cambiaria y la tasa de cambio nominal

El actual régimen cambiario colombiano se caracteriza por la existencia de un sistema de bandas

cambiarías móviles o deslizantes, introducidas de manera explícita en enero de 1994. La amplitud de la banda es de $\pm 7\%$ alrededor de la paridad central. La pendiente de la banda ha sido de 15% durante 1997. El próximo año se reducirá a 13%, de acuerdo con el programa macroeconómico recientemente aprobado por la junta directiva del Banco de la República.

De acuerdo a un estudio reciente de Fedesarrollo, el sistema de bandas tiene ciertas ventajas frente al anterior régimen de minidevaluaciones diarias³⁰. En primer lugar, la flotación del tipo de cambio al interior de la banda otorga mayores grados de libertad en el manejo monetario. Esto debido a que no se hace necesario intervenir permanentemente en el mercado cambiario, lo cual facilita el control de la base monetaria. También es cierto, sin embargo, que el sistema de bandas esta asociado a una mayor volatilidad de la tasa de cambio nominal. No obstante, en el caso colombiano esta volatilidad no ha generado mayores fluctuaciones macroeconómicas ni se ha traducido en una inestabilidad de la tasa de cambio real.

Por otra parte, en el caso colombiano la tasa de cambio ha pasado la mayor parte del tiempo cerca a los extremos de la banda. Esto sugiere que la magnitud de las intervenciones en el mercado cambiario ha sido limitada. Precisamente por ello, la tasa se ha desplazado con rapidez del techo al piso (y viceversa), en función de las expectativas de los agentes que participan en el mercado cambiario. De hecho, en algunos episodios la banda ha perdido credibilidad lo que ha originado ataques en contra de la sostenibilidad de la misma. Con

³⁰ Cárdenas, M., 1997, La Tasa de Cambio en Colombia, Cuadernos de Fedesarrollo, Número uno, Fedesarrollo.

todo, durante el período reciente el diferencial de intereses ha sido consistente con la tasa de devaluación implícita en la pendiente de la banda. Por ello, es posible afirmar que a pesar de los bruscos movimientos recientes en la tasa de cambio, la actual banda tiene credibilidad.

B. Explicaciones e hipótesis acerca del comportamiento reciente de la tasa de cambio

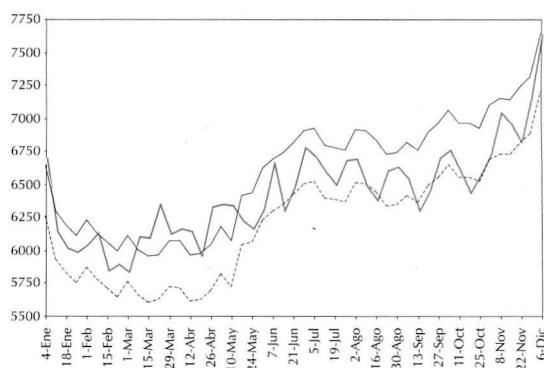
Como se mencionó atrás, no es fácil explicar el comportamiento reciente de la tasa de cambio en Colombia. Esta sección explora algunas posibles hipótesis que tiene sustento en los modelos que han sido estimados a partir de los datos colombianos.

1. Mayores niveles de liquidez

Sin duda, el principal determinante de la tasa de cambio nominal es la oferta monetaria. La tasa de cambio es una variable nominal que refleja el precio relativo de dos monedas. A mayor oferta relativa de la moneda doméstica es de esperar que disminuya su precio. Es decir, aumentos en la cantidad de dinero deben ir acompañados de aumentos en la tasa de cambio.

Por ello, no es sorprendente que la mayor devaluación se haya registrado durante el segundo semestre, precisamente después del significativo incremento en los corredores dentro de los cuales se ubica la base monetaria. Tal y como se aprecia en el Gráfico 13, la base monetaria se encuentra en la actualidad en un nivel cercano al límite superior del corredor. Aunque existe cierta controversia al respecto, la liquidez ha aumentado en mayor proporción que la demanda de dinero³¹. Por ello, parte de estos excesos de liquidez se han traducido en un incremento en la demanda de divisas.

Gráfico 13. CORREDOR DE LA BASE MONETARIA (Miles de millones de pesos) Ene 4 - dic 6 de 1997



Fuente: Banco de la República.

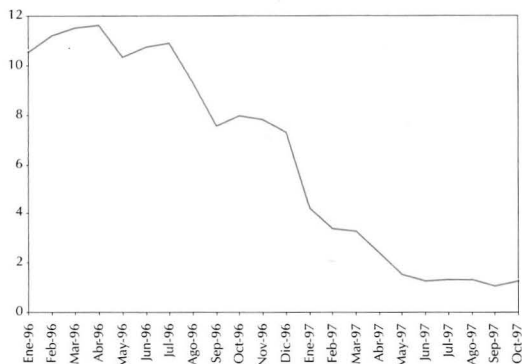
2. Tasas de Interés

Como era de esperar, la mayor expansión monetaria se ha manifestado en un continuo descenso de las tasas de interés. El Gráfico 14 muestra el diferencial de intereses entre la tasa doméstica y la extranjera, una vez descontada la tasa de devaluación implícita en la pendiente de la banda. Como se observa, en los últimos meses dicho diferencial ha sido inferior a 3 puntos porcentuales. A la menor rentabilidad interna, debe sumarse el aumento de la prima de riesgo de Colombia como resultado de la incertidumbre frente al futuro de la economía y de los problemas internos de violencia y seguridad³². En estas condiciones, las inversiones en dólares tienen una mayor rentabilidad esperada que las

³¹ Por una parte, el ingreso no ha cambiado recientemente. Por otra parte, durante el primer semestre del año el desempeño de la actividad económica fue bastante pobre.

³² El diferencial de tasas de interés está determinado por el riesgo cambiario y el riesgo país. Cuando se comparan la rentabilidad de dos papeles denominados en la misma moneda, el diferencial de la tasa de interés es equivalente al riesgo país. Cuando la denominación es en monedas diferentes, el diferencial incluye el riesgo país y el riesgo cambiario.

Gráfico 14. DIFERENCIA DE INTERES CORREGIDO POR PENDIENTE DE LA BANDA CAMBIARIA (%)



Fuente: Banco de la República y cálculos de Fedesarrollo.

inversiones en pesos. Algo idéntico ocurre con el costo del endeudamiento externo. Por ello, no es sorprendente que los agentes hayan optado por prepagar créditos denominados en moneda extranjera o recomponer sus inversiones a favor de activos en el exterior. En cualquier caso se produce un incremento en la demanda de divisas que naturalmente eleva la tasa de cambio.

3. Medidas relacionadas con el endeudamiento externo

Aunque no existe un consenso en la literatura, los controles a la entrada y salida de capitales pueden tener algún efecto sobre el nivel de la tasa de cambio, especialmente en el corto plazo³³. Durante 1997 el Banco de la República adoptó diversas

³³ Vease, por ejemplo, Mauricio Cárdenas y Felipe Barrera (1997) "On the Effectiveness of Capital Controls: The experience of Colombia during the 1990s" *Journal of Development Economics* (por aparecer) y Mauricio Cárdenas y Roberto Steiner (1996) "Private Capital Flows in Colombia", Mimeo. Una visión más favorable a la efectividad de los controles sobre la tasa de cambio es expuesta por José Antonio Ocampo y Camilo Tovar (1996) "Capital flows, savings and investment in Colombia" mimeo.

medidas encaminadas a restringir el endeudamiento externo. La primera de ellas adoptada por medio de la resolución 5 de mayo pasado, estableció un depósito no remunerado del 30% sobre el grueso de las operaciones de crédito en moneda extranjera independientemente de su plazo. Adicionalmente, con el fin de reducir la entrada neta de capitales extranjeros, la autoridad monetaria estableció una serie de medidas tendientes a facilitar el prepago de la deuda externa del sector privado. Para ello se estableció una línea de crédito de Bancoldex por US\$ 100 millones, la cual fue posteriormente ampliada a US\$ 150 millones.

Estas medidas, así como la reducción de las tasas de interés internas, redujeron el flujo de endeudamiento neto del sector privado. De acuerdo con el Cuadro 2 que muestra el comportamiento de los movimientos de capital según la Balanza Cambiaria, el préstamo neto del sector privado fue de negativo en 710 millones de dólares durante el período comprendido entre enero y noviembre pasado. Esta cifra contrasta con el nivel registrado durante igual período en 1996. La reducción del saldo de la deuda externa del sector privado reflejó además el vencimiento de algunos créditos que no fueron renovados. En días pasados la Junta del Banco de la República cambió nuevamente las reglas de juego con el fin de restringir, bajo ciertas condiciones, el pago anticipado de la deuda externa³⁴. De hecho, la acelerada caída del saldo de la deuda privada cambió el rumbo de la política en esta materia.

En conclusión, aunque es probable que estas medidas hayan tenido un impacto apreciable, resulta

³⁴ Circular SG-OB 351 de noviembre 7 de 1997. En primer lugar, debe haber transcurrido por lo menos la mitad del plazo del crédito partiendo de momento de su registro y, en segundo lugar, y en el evento en que dicho plazo no haya transcurrido, el pago no supere el 40% del capital durante el término inicialmente registrado.

Cuadro 2. BALANZA CAMBIARIA
(Millones de dólares)

	Hasta Noviembre 21		
	1995	1996*	1997*
Cuenta corriente	(2,292.0)	(3,520.6)	(3,904.0)
Movimientos de capital	2,694.5	3,575.3	4,341.4
Sector privado	1,285.3	2,159.1	2,605.0
Préstamos	(462.6)	3.4	(710.2)
Otros **	1,747.9	2,155.7	3,315.2
Sector oficial + Banco de la República	834.6	692.8	764.2
Variación de reservas			
Brutas	624.6	81.9	462.3
Netas	277.2	49.4	159.7
Saldo reservas brutas	8,728.1	8,539.2	10,402.4
Saldo reservas netas	8,279.6	8,373.8	10,056.3

* Cifras preliminares sujetas a revisión.

** Incluye inversión extranjera neta, repatriación de capitales y operaciones especiales.

Fuente: Banco de la República.

preocupante que el manejo de la tasa de cambio se concentre en estas herramientas. De hecho, la literatura internacional ha señalado cómo los controles a la entrada de capitales son fácilmente evadibles y eludibles, al tiempo que introducen enormes distorsiones en la economía.

4. Restricciones al reintegro de divisas del sector público

Otro elemento que contribuyó al alza del dólar fue la decisión del Gobierno de restringir el reintegro de divisas del sector público. Tal es el caso de los ingresos de divisas provenientes de las privatizaciones. La Resolución 11 expedida por la Junta del Banco de la República limitó el ingreso de los recursos aportados por inversionistas extranjeros para la capitalización de la Empresa de Energía de Bogotá. Esta fue una medida acertada que logró evitar

fluctuaciones innecesarias en el mercado cambiario. Por otra parte, en el mes de septiembre las directivas de la British Petroleum informaron acerca del retraso de la producción en los campos de Cusiana y Cupiagua. De acuerdo con los nuevos cronogramas la producción no alcanzará la meta de 500,000 barriles inicialmente prevista para finales de 1997. En efecto, dicho nivel de producción sólo se alcanzará a mediados de 1998. Adicionalmente, la información reciente ha permitido redimensionar el verdadero tamaño y duración de la bonanza petrolera. Todo ello ha conducido a disminuir las proyecciones sobre el ingreso de divisas para este año y para los próximos.

Finalmente los reintegros cafeteros han sido inferiores a lo esperado en buena parte debido a los menores volúmenes exportados frente a lo proyectado para este año. Se esperaba que las

exportaciones de 1997 alcanzarán 11.6 millones de sacos y en diciembre 10 las proyecciones para el año se redujeron a 10.8 millones. Esto equivale a una reducción de cerca de US\$45 millones en el reintegro de divisas cafeteras frente a lo esperado.

Adicionalmente, el Fondo Nacional del Café postergo para el año próximo el ingreso de US\$90 millones por concepto de un crédito con el Chemical Bank, en razón a la situación favorable en materia de liquidez.

5. Incertidumbre

Otros factores que ciertamente han influido en el aumento de la demanda de moneda extranjera y, por ende, en el debilitamiento del peso, han tenido que ver con la incertidumbre frente al futuro de la economía. La inestabilidad política, el acrecentamiento del clima de violencia y la encrucijada fiscal son los aspectos más frecuentemente señalados por los analistas.

Es posible que el mercado haya reaccionado frente a un eventual deterioro de las calificaciones de riesgo para el país. Esto lleva a los agentes a anticipar la necesidad de un ajuste fiscal que inevitablemente iría acompañado de una mayor devaluación. Algo similar ha ocurrido como resultado de la crisis de las economías del sudeste asiático. Más importante aún, la posibilidad de una devaluación de la moneda brasileña hace previsible una reducción en los flujos de capital hacia las economías emergentes. Por todo ello, han aumentado las expectativas de devaluación pese a la firmeza que ha demostrado el Banco de la República en la defensa de la banda cambiaria.

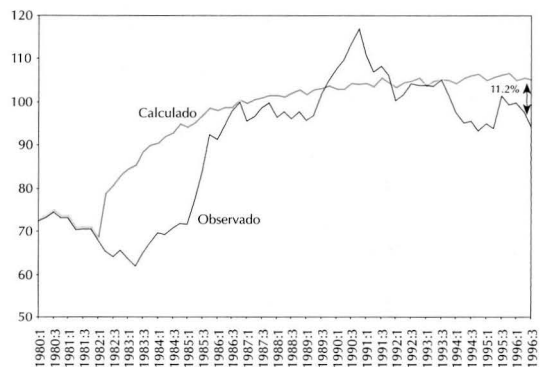
C. Perspectivas

Es razonable esperar que durante los próximos meses y por lo menos hasta mediados del próximo año, la

tasa de cambio permanezca cerca de techo de la banda cambiaria. Esto, debido en buena parte a la incertidumbre generada por las elecciones presidenciales y por las consecuencias que podría tener una nueva descertificación por parte de los Estados Unidos. Esto será determinante para el comportamiento de la tasa de cambio pasadas las elecciones.

Adicionalmente, mientras no se produzca el ajuste fiscal no se puede esperar un incremento permanente en el tipo de cambio real. La literatura ha demostrado que el gasto público, y en especial el gasto en funcionamiento, tiene un fuerte impacto revaluacionista. Sobre el particular, se han realizado varios estudios que concluyen que buena parte del desfase que ha tenido la tasa de cambio real en los últimos años proviene de un crecimiento del gasto público muy superior al sostenible en el largo plazo. Si el gasto público hubiese mantenido los niveles de 1992, la revaluación real hubiera sido menor³⁵ (ver Gráfico 15).

Gráfico 15. TASA DE CAMBIO REAL OBSERVADA VS. TASA DE CAMBIO REAL CON NIVEL DE GASTO CONSTANTE DESDE 1992



Fuente: Cárdenas, (1997), La Tasa de Cambio en Colombia.

³⁵ Cárdenas, 1997,. Si se hubiera mantenido un nivel de gasto similar al de 1992, la ITCR1 hubiera estado un 11% por encima de su nivel actual.