

# **Análisis Coyuntural**

# PENSAMIENTO IBEROAMERICANO

## Revista de Economía Política

Revista semestral patrocinada por el Instituto de Cooperación Iberoamericana (ICI) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) Programa patrocinado por el Quinto Centenario del Descubrimiento de América.

Junta de Asesores: Presidente: Aníbal Pinto. Vicepresidente: Angel Serrano. Vocales: Rodrigo Botero, Fernando H. Cardoso, Aldo Ferrer, Enrique Fuentes Quintana, Celso Furtado, Norberto González, David Ibarra, Enrique V. Iglesias, José Matos Mar, Francisco Orrego Vicuña, Manuel de Prado y Colón de Carvajal, Luis Angel Rojo, Santiago Roldán, Gert Rosenthal, Germánico Salgado, José Luis Sampedro, María Manuela Silva, Alfredo de Sousa, María C. Tavares, Edelberto Torres-Rivas, Juan Velarde Fuentes, Luis Yáñez-Barnuevo.

Director: Orvaldo Sunkel

Secretario de Redacción: Carlos Abad

Consejo de Redacción: Carlos Bazdresch, A. Eric Calcagno, José Luis García Delgado, Eugenio Lahera, Augusto Mateus, Juan Muñoz.

Número 19

Enero-Junio 1991

### SUMARIO

#### EL TEMA CENTRAL: «LA ENCRUCIJADA DE LOS NOVENTA. AMÉRICA LATINA»

##### PERSPECTIVAS ECONÓMICAS DE AMÉRICA LATINA EN LOS NOVENTA

- Luiz Carlos Bresser Pereira, La crisis de América Latina. ¿Consenso de Washington o crisis fiscal?
- Enrique V. Iglesias, La difícil inserción internacional de América Latina.
- Gert Rosenthal, América Latina y el Caribe. Bases de una agenda de desarrollo para los años noventa.
- José Antonio Ocampo, Perspectivas de la economía latinoamericana en la década de los noventa.
- Víctor E. Tokman, Pobreza y homogeneización social: Tareas para los noventa.

##### CAPITAL HUMANO, INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y GESTIÓN EMPRESARIAL

- Juan Carlos Tedesco, Estrategias de desarrollo y educación: El desafío de la gestión pública.
- Ennio Rodríguez, América Latina ante el abismo creciente de su rezago tecnológico.
- Bernardo Kliksberg, Las perspectivas de la gerencia empresarial en los años noventa.

##### ESCENARIOS POLÍTICOS Y SOCIALES

- Francisco Weffort, Notas sobre a crise do Estado-Nação.
- José Matos Mar, Los pueblos indios de América.
- Helio Jaguaribe, A social democracia e as condições da América Latina e do Brasil.

##### LAS RELACIONES DE AMÉRICA LATINA CON LOS EE. UU. Y LA COMUNIDAD ECONÓMICA EUROPEA

- José Miguel Insulza, Estados Unidos y América Latina en los noventa.
- Bruce M. Bagley y Juan Gabriel Tokatlán, Droga y dogma: La diplomacia de la droga de Estados Unidos y América Latina en la década de los ochenta.
- Piero Gleijeses, Reflexiones sobre la victoria de los Estados Unidos en Centroamérica.
- Jorge Grandi, Las dimensiones del Mercado Único Europeo y América Latina: Implicaciones y reflexiones sobre algunos interrogantes.

##### FIGURAS Y PENSAMIENTO: Homenaje a Aníbal Pinto

- Diez años después, Angel Serrano, Pedro Pablo Kuczynski, Rodolfo Rieznik y Carlos Abad.
- Discurso pronunciado en la Universidade Estadual de Campinas, con ocasión de conferirse a Aníbal Pinto el título de Doctor Honoris Causa, por José Serra.
- Genio y figura de Aníbal Pinto, por Alfredo Eric Calcagno.
- Aníbal Pinto. La significación de lo político, por Enzo Faletto.
- Referencias representativas de la obra de Aníbal Pinto, por Héctor Assael.

##### Y LAS SECCIONES FIJAS DE

- Reseñas Temáticas: Examen y comentarios —realizados por personalidades y especialistas de los temas en cuestión— de un conjunto de artículos significativos publicados recientemente en los distintos países del área iberoamericana sobre un mismo tema. Se incluyen seis reseñas realizadas por E. Lander, L. E. Lander, L. Gómez Calcaño, M. López Maya y H. Sonntag, Alfredo Stein y Marshall Wolfe (latinoamericanas); Carlos Berzosa, Manuel Ricardo López Alfa y Marisa Loredó (españolas).
- Revista de Revistas Iberoamericanas: Más de 1.100 artículos, publicados en las principales revistas académicas y científicas de Iberoamérica, clasificados en un índice alfabético-temático de economía política.
- Suscripción por cuatro números: España y Portugal, 6.600 pesetas; Europa, 60 dólares; América Latina, 50 dólares y resto del mundo, 70 dólares.

Agencia Española de Cooperación Internacional  
Revista Pensamiento Iberoamericano  
Avenida Reyes Católicos, 4  
28040 Madrid  
Teléfono: 583 83 91  
Fax: 583 83 10

# Análisis Coyuntural

---

## I. SITUACIÓN DEL SECTOR FINANCIERO

La desaceleración de la economía a partir del segundo semestre de 1998 y la abrupta recesión de 1999, la alta concentración del crédito en un sector particularmente golpeado como la construcción, conjuntamente con los altos niveles de endeudamiento y las altas tasas de interés, llevaron a una profunda crisis del sector financiero. Esta se reflejó en un marcado deterioro de la cartera, en mayores provisiones, y en fuertes pérdidas. También implicó un recorte drástico de la oferta de crédito.

En el presente análisis se presentará la evolución de algunos indicadores relevantes que sirven para ilustrar la actual crisis por la que atraviesa el sector. Posteriormente, se hará un breve recuento de las medidas adoptadas por el Gobierno para rescatar las entidades de crédito públicas y las privadas. En este punto, se advertirá sobre los posibles costos de dichas medidas. Por último, se plantearán algunos interrogantes sobre el futuro del sector financiero en general.

Antes de comenzar, es conveniente emitir algunas apreciaciones generales que deberían regir la política hacia el sector. En primer lugar, es claro que un sector financiero sólido debe operar satisfactoriamente en tiempos de crisis y de bonanza, y por ello no tiene mucho sentido culpar a la crisis económica global de todos los males del sector. Las crisis dependen, entre otros, de factores macroeconómicos como el crecimiento del PIB y las tasas de interés reales, de factores financieros como el crecimiento y la contracción del crédito o la liquidez del sistema bancario, y de factores institucionales como la existencia y efectividad de los seguros de depósitos y la vigencia de la ley para hacer cumplir los contratos.

Segundo, la banca pública debe desaparecer en el mediano plazo pues es un instrumento altamente ineficiente para lograr objetivos concretos deseables. Se indica en el capítulo, en efecto, que los bancos públicos presentan índices mucho más insatisfactorios que los del sector privado en materia de eficiencia y calidad. Si se desea atender a un campesino que no atendería normalmente el sector privado,

¿por qué no se subsidia a este último para prestar dicho servicio?

Tercero, el plan de medidas diseñado por el actual gobierno es sumamente costoso. Se estima que la capitalización de los bancos públicos costará al gobierno cerca de \$7 billones. El pago de intereses y capital sobre los bonos emitidos por el Fogafin para dicho propósito suman en promedio unos \$680 mil millones por año, cerca de 1 punto del PIB en algunos años. Además, se están otorgando cuantiosos subsidios al sector privado, si se considera que se presta al DTF+2, con tres años de gracia para capital y un año para intereses, comparado con el DTF+13 del mercado.

Finalmente, es necesario avanzar mucho más en materia de regulación y transparencia. En América Latina ha sido frecuente la creación *a posteriori* de las redes de protección bajo presiones políticas, en lugar de *a priori*, con baja discrecionalidad y reglas claras<sup>1</sup>. También sabemos que los países con sistemas regulatorios débiles han sido golpeados más fuertemente por las crisis financieras. Finalmente, diferentes estudios revelan que la situación actual en Colombia es satisfactoria para variables como la relación mínima entre capital y activos, la calidad de éstos últimos, o los requerimientos regulatorios en materia de liquidez.

Los problemas en el área de regulación se encuentran, más bien, en aspectos relacionados con el entorno operacional y la transparencia. Aún queda mucho por hacer en lo que se relaciona con derechos de propiedad y con el cumplimiento del régimen legal, y en cuanto a transparencia es indispensable que el usuario potencial cuente con un *ranking*

riguroso y serio de la calidad de las diferentes entidades financieras.

## A. Evolución de algunos indicadores

Como es sabido, el monto y las condiciones del crédito otorgado por el sector financiero dependen en parte del desempeño actual y esperado de la economía, pues éstos determinan la capacidad de pago de los prestatarios y el riesgo que enfrentan los intermediarios: cuando la economía crece aumenta el crédito y cuando se contrae este se reduce.

En el caso del sector financiero colombiano esta relación se verificó: mientras la economía creció aceleradamente a principios de la década, la cartera de crédito se disparó y con ello el riesgo crediticio (en 1993 el crecimiento de la cartera neta fue de 58,98%). En este proceso, la construcción tuvo una gran influencia: el *boom* del sector y el aumento de los precios de la finca raíz condujeron a un acelerado crecimiento del crédito en particular entre 1993 y 1994, lo cual, además, volvió el sistema financiero muy sensible al desempeño del sector.

El problema con este proceso se presenta cuando los agentes actúan como si el crecimiento de la economía fuera a ser permanente, se endeudan en exceso, el sistema financiero asume riesgos elevados y, finalmente, la economía colapsa<sup>2</sup>. En efecto, en el último año la economía entró en una etapa de recesión como consecuencia de un entorno internacional adverso y de serios desajustes domésticos. Estos factores presionaron el tipo de cambio, condujeron a un incremento sin precedentes de las tasas de interés como resultado de la restricción de liquidez para defender la banda cambiaria (la tasa

<sup>1</sup> Ayala, U. (1999), "La Regulación y las Crisis Financieras", (*mimeo*).

<sup>2</sup> Un análisis sobre las implicaciones del excesivo endeudamiento de principios de la década, se encuentra en Carrasquilla, A., "Alternativas de Política Cambiaria en Colombia", Debates de Coyuntura Económica No. 48, diciembre de 1998.



interbancaria alcanzó niveles de 60%) y propiciaron un incremento del desempleo hasta alcanzar una dramática cifra de 20%. La recesión también se manifestó en un desplome del precio de los activos, entre ellos los de la finca raíz.

La reducción del ingreso de los particulares y de las empresas golpeados por la recesión, combinado con el aumento de las tasas de interés, impidió atender las obligaciones adquiridas con las entidades financieras. Esta situación condujo a un deterioro de la calidad de la cartera (la cartera vencida pasó de representar el 6% del total de la cartera bruta a mediados de los noventa a 14% en el presente año), a un aumento de los bienes en dación de pago y a mayores provisiones, las cuales afectaron las utilidades y deterioraron el patrimonio. Por otra parte, las elevadas tasas de interés redujeron el margen financiero de las entidades, y con ello las utilidades. Finalmente, el recorte sistemático de liquidez resultado de la política adoptada por el Banco de la República para estabilizar el tipo de cambio, afectó severamente las entidades financieras, en particular aquellas que, por su estructura, tienen requerimientos permanentes de liquidez.

En síntesis, aunque los balances del sistema financiero se venían afectando gradualmente desde mediados de la década, la situación se agravó en 1998 a raíz del aumento de las tasas de interés. Este deterioro y las fuertes restricciones de liquidez condujeron a una drástica caída en el crédito, que no ha podido recuperarse en lo que va corrido del presente año a pesar de la reducción de las tasas de interés nominales.

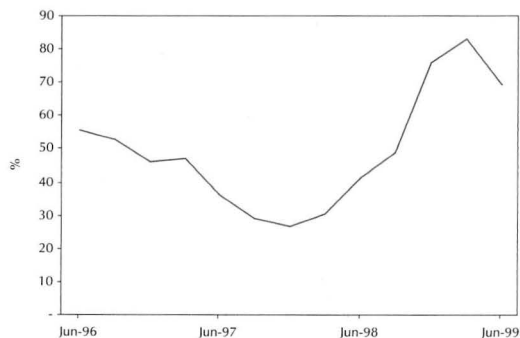
### 1. Deterioro de la cartera

Como se mencionó, las elevadas tasas de interés acompañadas por una fuerte recesión, tuvieron un efecto inmediato sobre la cartera del sector finan-

ciero. Mientras la cartera vencida para el total del sistema financiero se situaba en niveles cercanos a los \$3 billones en 1997 y entre \$4 y \$5 billones en 1998, ascendió a \$7,5 billones en los primeros meses de 1999. Esto implicó un crecimiento nominal anual de la cartera vencida de 76% y 83% al final de 1998 y en el primer trimestre de 1999, respectivamente (Gráfico 1). En el segundo trimestre del año, se quebró esta tendencia.

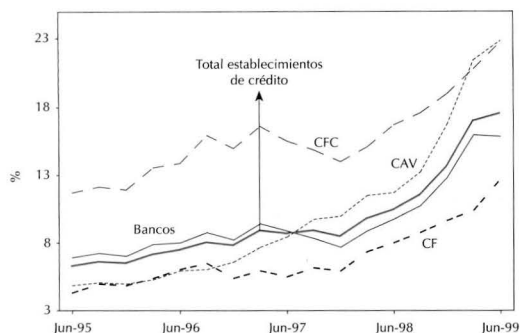
El aumento de la cartera vencida comparado con un incremento bastante inferior de la cartera total (69% y 4% en iguales períodos) produjo un deterioro en la calidad de la misma. Si bien este último indicador ha venido aumentando gradualmente desde principios de la década de niveles de 5% a cerca de 6%, el fuerte deterioro se registró desde principios de 1998 cuando la cartera vencida como proporción de la cartera bruta se ubicó en más de 8%. En el presente año, la situación se ha empeorado aún más y esta proporción llegó a superar el 14% en junio. El deterioro es aún más marcado si se incluyen los bienes que han recibido las entidades en dación de pago, que incrementaron el indicador (calidad de la cartera considerando los bienes recibidos en dación de pago) a 17,4% en el mismo mes (Gráfico 2).

**Gráfico 1. CARTERA VENCIDA DE LOS ESTABLECIMIENTOS DE CRÉDITO (Crecimiento anual)**



Fuente: Superintendencia Bancaria, cálculos Fedesarrollo.

## Gráfico 2. CALIDAD DE LA CARTERA CON BIENES RECIBIDOS EN PAGO



Calidad de la cartera con BRP =  $(\text{Cartera vencida} + \text{bienes recibidos en pago}) / (\text{cartera bruta} + \text{bienes recibidos en pago})$   
Fuente: Superintendencia Bancaria.

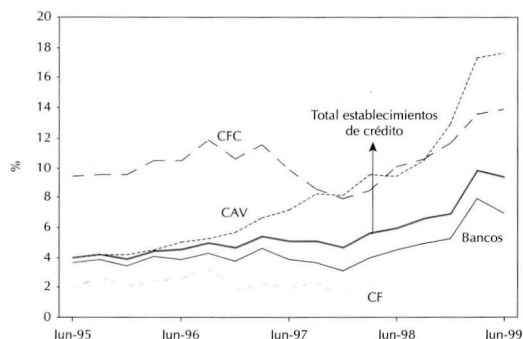
Sin embargo, el deterioro de la cartera no ha afectado por igual a todos los intermediarios. El peor desempeño ha correspondido a las Corporaciones de Ahorro y Vivienda (CAV) y a las Compañías de Leasing cuyos niveles llegaron a 22,9% y 22,7%, respectivamente, en junio pasado, y el mejor a las Corporaciones Financieras (CF) con 12,4%. Lo anterior se explica por el elevado peso que tiene la cartera de tipo hipotecario en las CAV (78,55% de la cartera

total) y el fuerte deterioro que ha sufrido la misma. Por su parte, los bancos, al tener una cartera más diversificada, han registrado un indicador de calidad cercano al promedio. Para este tipo de entidades, se observó incluso una cierta estabilidad frente a los primeros meses del año, después de presentar continuos crecimientos desde el primer trimestre de 1998. La mejora en los bancos contribuyó a una ligera recuperación del índice total en los meses más reciente (Gráfico 3). También se observa que los indicadores de calidad del sector público duplicaron los del sector privado (Gráfico 4).

En el Gráfico 5 se aprecia el deterioro ha sido marcado en cualquiera de los tres tipos de cartera (hipotecaria, consumo y comercial), aunque sobresale la fuerte caída de la calidad de la cartera de consumo. En contraste, la cartera hipotecaria mejoró ligeramente en el mes de junio, en respuesta a las medidas adoptadas por el Gobierno para dar apoyo a los deudores hipotecarios.

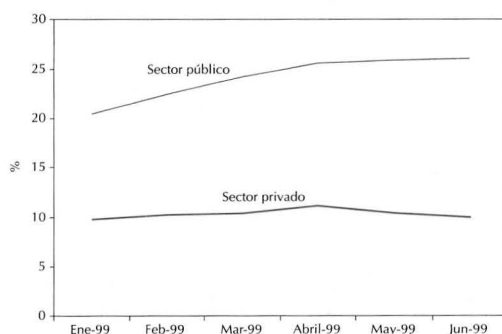
La cartera vencida creció a un ritmo acelerado, pero además se volvió cada vez más mala. El indicador de morosidad que muestra la cartera vencida pon-

## Gráfico 3. CALIDAD DE LA CARTERA POR TIPO DE ENTIDAD



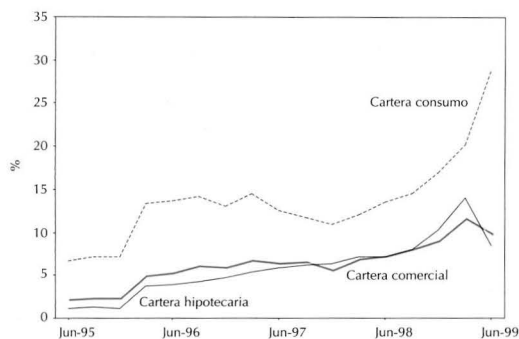
Calidad de la cartera =  $(\text{Cartera vencida} / \text{cartera bruta})$   
Fuente: Superintendencia Bancaria.

## Gráfico 4. CALIDAD DE LA CARTERA PARA EL SECTOR FINANCIERO PÚBLICO Y PRIVADO



Calidad de la cartera =  $(\text{Cartera vencida} / \text{cartera bruta})$   
Fuente: Superintendencia Bancaria.

## Gráfico 5. CALIDAD DE LA CARTERA POR MODALIDAD



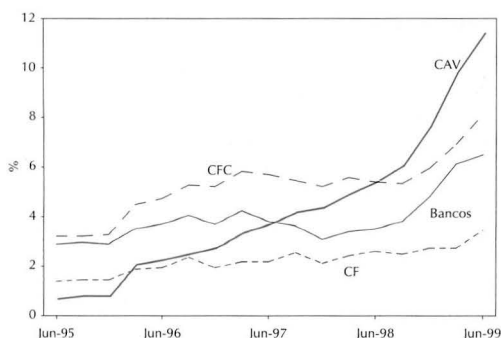
Calidad de la cartera = (Cartera vencida / cartera bruta) \* 100  
Fuente: Superintendencia Bancaria.

derada según su antigüedad sobre la cartera bruta y que determina cuánta cartera se puede recuperar, pasó de 3,4% en diciembre de 1997 a 7,4% en junio del presente año para el total de establecimientos de crédito. Nuevamente, las entidades más afectadas han sido las CAV, cuyo indicador hoy se encuentra en niveles de casi 11%. Esto se explica en buena parte por el hecho de que la cartera ven-

cida que se ha vuelto de peor calidad después de la de consumo ha sido la de tipo hipotecario, alcanzando un nivel de 10,6% (Gráficos 6 y 7). El comportamiento registrado en junio sugiere que los alivios a los deudores hipotecarios no han contribuido a reducir los niveles de morosidad de la cartera.

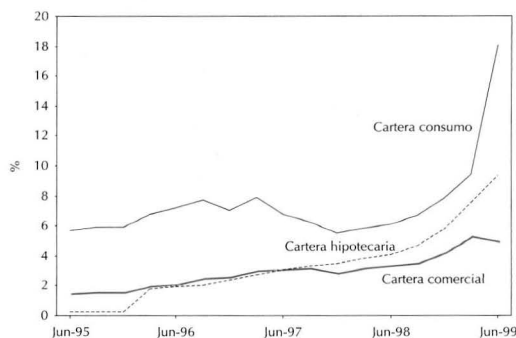
Por otra parte, el aumento de la cartera vencida y de los bienes en dación de pago, entre otros, incrementaron los niveles de exposición patrimonial y con ello el riesgo de las entidades. La proporción de los activos improductivos (que incluye cartera vencida y bienes en dación de pago) sobre el patrimonio pasó de cerca de 30% en 1995 a 119,8% en el pasado mes de junio. Es decir, que si se castigara la totalidad de los activos improductivos (si se provisionara el 100% de los mismos) el patrimonio alcanzaría valores negativos. Los establecimientos con mayor exposición patrimonial son las CAV (309,6% en junio) y los bancos (126,7%), debido al fuerte incremento de la cartera vencida en el caso de las primeras y de los bienes en dación de pago en el caso de los bancos (Gráfico 8).

## Gráfico 6. MOROSIDAD DE LA CARTERA POR TIPO DE ENTIDAD



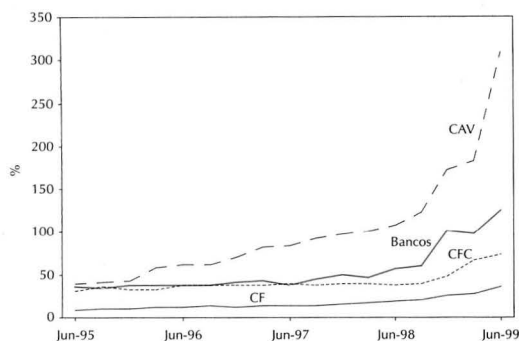
Indicador de morosidad = {(% cartera comercial x indicador de morosidad cartera comercial) + (% cartera consumo x indicador de morosidad cartera consumo) + (% cartera hipotecaria x indicador de morosidad cartera hipotecaria)}  
Fuente: Superintendencia Bancaria.

## Gráfico 7. MOROSIDAD DE LA CARTERA POR MODALIDAD



Indicador de morosidad = {(% cartera comercial x indicador de morosidad cartera comercial) + (% cartera consumo x indicador de morosidad cartera consumo) + (% cartera hipotecaria x indicador de morosidad cartera hipotecaria)}  
Fuente: Superintendencia Bancaria.

## Gráfico 8. EXPOSICIÓN PATRIMONIAL

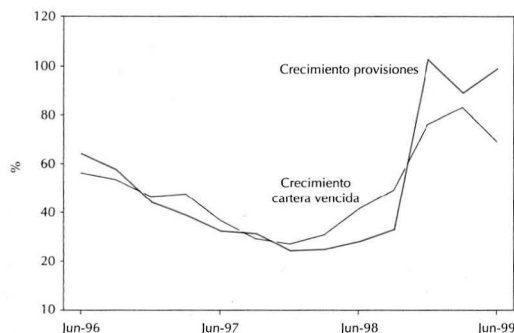


Exposición patrimonial = activos improductivos (sin propiedades y equipo)/patrimonio (balance).  
Fuente: Superintendencia Bancaria.

## 2. Cobertura de la cartera

De manera consistente con el incremento de la cartera vencida, las provisiones han crecido: en el pasado mes de junio alcanzaron cerca de \$2,4 billones (frente a \$1 billón en 1997 y \$1,2 billones en 1998). El indicador de cubrimiento de la cartera, el porcentaje de la cartera vencida cubierto con provisiones, se ha mantenido en niveles cercanos a 32%, un nivel que sigue siendo muy bajo comparado con otros países (Gráfico 9 y Cuadro 1).

## Gráfico 9. CARTERA VENCIDA Y PROVISIONES (Crecimiento anual)



Fuente: Superintendencia Bancaria.

La situación difiere según el tipo de cartera. El cubrimiento de la cartera hipotecaria (que es el más bajo) se ha incrementado desde niveles cercanos a 7% en los años 1997 y 1998 a 10% en 1999. En otros términos, las provisiones han crecido en mayor proporción a la cartera vencida. El caso contrario se observa en la cartera de consumo cuyo indicador mostró una tendencia descendente desde finales de 1997 (Gráfico 10).

Se observa, además, que después de una caída en los niveles de cubrimiento en el primer trimestre del año, las provisiones frente a la cartera vencida volvieron a recuperarse en el mes de junio con excepción de las CF (Gráfico 11).

Finalmente, aunque el indicador de cubrimiento no ha variado sustancialmente en los últimos años, sí puede existir un indicio de que las provisiones no han sido suficientes para compensar los niveles de morosidad: mientras el indicador de morosidad creció 7,4% en junio de 1999 comparado con junio de 1998, el de cobertura de las carteras de tipo C, D y E<sup>3</sup> creció sólo cerca de 4% en el mismo período. En el Gráfico 12 se presentan los índices de cobertura por tipo de establecimiento.

## 3. Bienes en dación de pago

La imposibilidad de los agentes de cumplir con las obligaciones adquiridas con el sistema financiero llevó a la necesidad de entregar sus bienes en dación de pago a las entidades. Para el total de los establecimientos de crédito, en junio de 1999 éstos ascendieron a \$2,2 billones. El mayor crecimiento de estos bienes se registró a partir de 1997 y se pro-

<sup>3</sup> Las carteras de tipo C,D y E están definidas como la suma de las carteras de crédito deficiente, de difícil cobro, e irrecuperable de cada una de las modalidades de préstamo.

## Cuadro 1. PROVISIONES EN AMERICA LATINA<sup>a</sup>

### Provisiones sobre cartera vencida (%)

País	Dic-97	Jun-97	Dic-96	Dic-95	Dic-94	Dic-93	Dic-92
Argentina	-	55,7	56,9	54,2	56,9	56,2	-
Brazil	141,0	142,0	123,9	101,0	58,3	60,5	69,1
Chile	167,5 <sup>b</sup>	159,7	166,6	185,9	200,9	330,4	263,3
Colombia	39,2	41,4	42,0	45,0	37,6	29,9	33,1
México	61,2	57,0	113,3	72,5	48,2	42,8	48,4
Perú	90,6 <sup>b</sup>	82,0	83,6	91,5	75,6	55,2	55,9
Venezuela	-	121,7	123,4	95,2	78,5	47,8	49,6

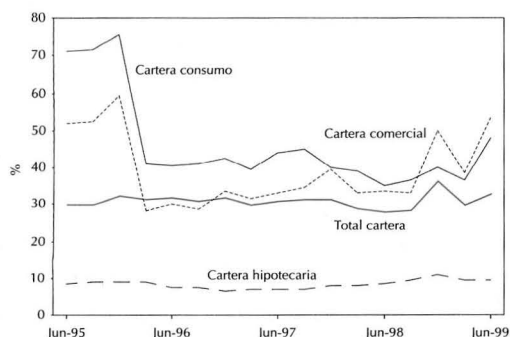
<sup>a</sup> Los indicadores no son estrictamente comparables, pues cada país tiene metodologías diferentes. Sin embargo da una idea de la posición de Colombia.

<sup>b</sup> Para junio de 1998 este indicador fue de 83,83%.

<sup>c</sup> Para junio de 1998 este indicador fue de 154,12%.

Fuente: Asobancaria (1999).

### Gráfico 10. CUBRIMIENTO DE LA CARTERA POR MODALIDAD

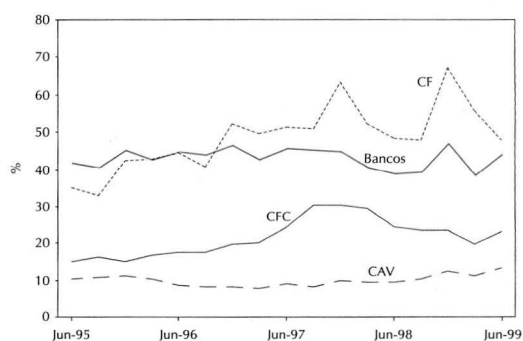


Cubrimiento de cartera = provisiones/cartera vencida.  
Fuente: Superintendencia Bancaria.

fundizó en 1998 cuando el aumento promedio del año fue de 18,19%. El mayor peso de estos bienes ha correspondido a los bancos y en menor medida ha afectado a las CAV y a las CF (Gráfico 13).

En consecuencia, los bienes recibidos en dación de pago han ganado participación en los activos totales de las entidades, desde niveles cercanos a 0% a mediados de la década, a 2,4% en junio pasado. Para el caso de las CF y de las CFC, el aumento de este indicador fue superior al promedio (Gráfico 14).

### Gráfico 11. CUBRIMIENTO DE LA CARTERA POR ENTIDAD



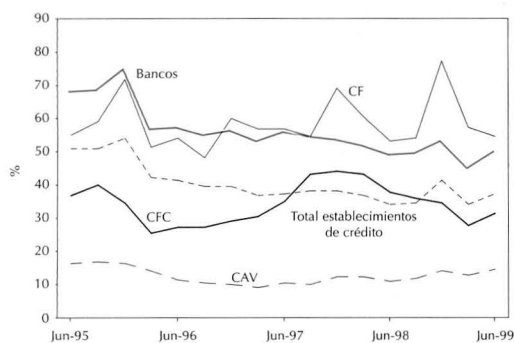
Cubrimiento de cartera = provisiones/cartera vencida.  
Fuente: Superintendencia Bancaria.

El aumento de los bienes en dación de pago implicó un mayor deterioro de los activos en la medida en que incrementó los activos improductivos y con ello el riesgo. Este deterioro es aún más fuerte si se considera la caída de los precios de finca raíz.

### 4. Evolución de la rentabilidad

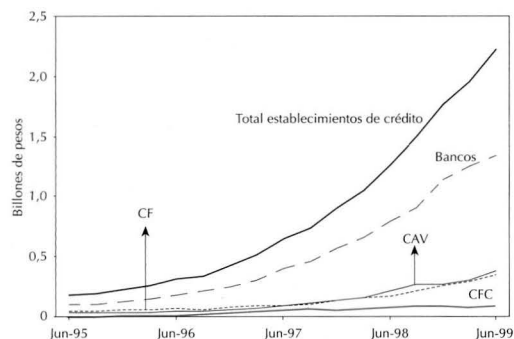
El elevado incremento de las provisiones y el descenso en el margen financiero, entre otros, condujeron a una caída de las utilidades del sistema. El

**Gráfico 12. COBERTURA DE LA CARTETA C, D, E**



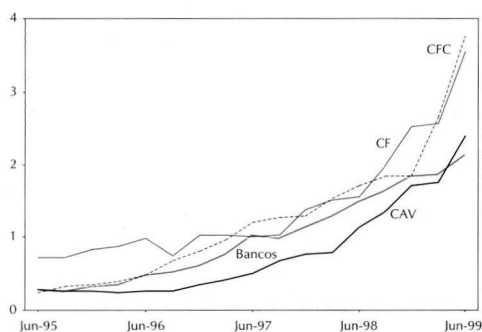
Cobertura de la cartera C, D, E = [(provisiones cartera comercial + consumo + hipotecaria)/(cartera improductiva + cartera vencida)]  
Fuente: Superintendencia Bancaria.

**Gráfico 13. BIENES RECIBIDOS RECIBIDOS EN DACIÓN DE PAGO**



Fuente: Superintendencia Bancaria.

**Gráfico 14. BIENES RECIBIDOS EN DACIÓN DE PAGO/ACTIVOS**



Fuente: Superintendencia Bancaria.

total de establecimientos de crédito mostró utilidades hasta el segundo trimestre de 1998 y de ahí en adelante registró pérdidas. Las pérdidas acumuladas en el diciembre de 1998 ascendieron a \$1,5 billones, las cuales se presentaron en especial en el último trimestre del año. Para el primer semestre de 1999 su valor ascendió a \$996 mil millones (Gráfico 15).

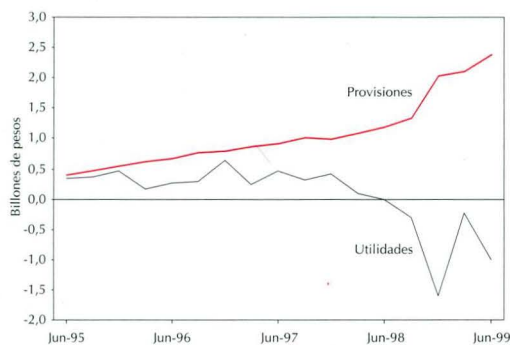
Los más perjudicados fueron los Bancos y las CAV, los cuales agrupan el 56,14% y 29,41% de las pérdidas, respectivamente. Dentro de los bancos, la banca pública arrojó el 55% del total de pérdidas y en especial las entidades que más perdieron fueron Caja de Crédito Agrario (5,9%) y el Banco del Estado (9,3%) (Gráfico 16).

Además de las provisiones, el descenso en el margen financiero también empeoró los resultados del ejercicio. La diferencia entre los ingresos financieros y los gastos financieros se redujo sustancialmente desde el segundo trimestre de 1998, pero la caída más dramática se presentó desde septiembre del mismo año. Esto muestra que los costos de intereses aumentaron más rápidamente que los ingresos. El aumento de los gastos por el pago de intereses respondió al incremento de las tasas de interés, mientras que los ingresos financieros crecieron más lentamente como consecuencia, entre otros aspectos, del descenso de la cartera productiva (Gráfico 17).

Finalmente, otro indicador que muestra el deterioro de los niveles de rentabilidad de las entidades, es la relación entre la utilidad y los activos (qué tantos rendimientos están generando los activos). Esta relación fue de 1% hasta 1997 y a partir de mediados de 1998 se volvió negativa alcanzando niveles de -1,3% en junio de 1999, es decir, los activos generaron pérdidas. Esta situación se originó en el elevado crecimiento de la cartera vencida y, en forma más general, de los activos improductivos (Gráfico 19).

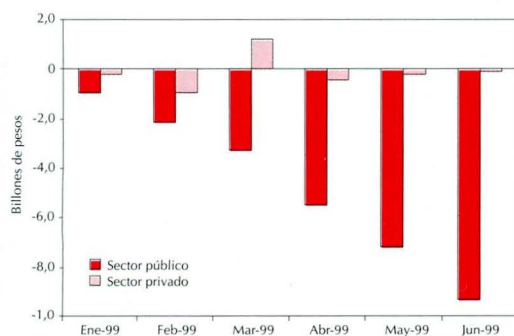


## Gráfico 15. PROVISIONES Y UTILIDADES



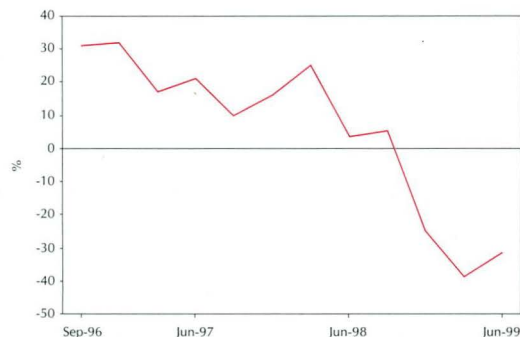
Fuente: Superintendencia Bancaria.

## Gráfico 16. UTILIDADES (PÉRDIDAS) DEL SECTOR FINANCIERO PÚBLICO Y PRIVADO



Fuente: Superintendencia Bancaria.

## Gráfico 17. MARGEN FINANCIERO (Crecimiento anual)



Margen financiero = ingresos financieros - costos financieros.  
Fuentes: Superintendencia Bancaria.

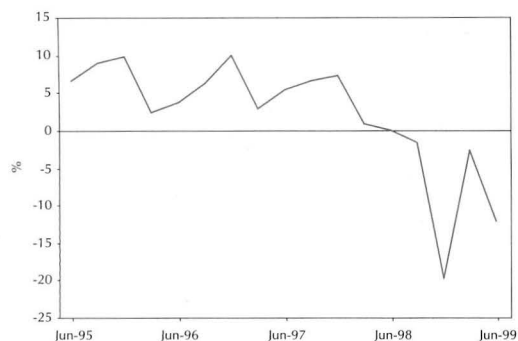
## 5. Evolución de la solidez patrimonial

La consecuencia directa de la evolución de las variables anteriores ha sido el deterioro patrimonial del sistema financiero. En primer lugar, la rentabilidad del patrimonio se ha visto severamente afectada: el indicador utilidad/patrimonio se redujo desde valores positivos a mediados de la década hasta 0% en junio de 1998. A partir de ahí, las pérdidas han reducido la posición patrimonial y en junio el indicador fue -12,1% (Gráfico 18).

El comportamiento de este indicador se determina por dos factores: la capacidad de generar activos con el patrimonio (activos/patrimonio) y la rentabilidad de los activos (utilidad/activos). Se observa que si bien el primero de éstos (de apalancamiento) ha aumentado en los últimos años (de niveles de 7% en 1995 a 9% en 1998) es decir generación de activos con el patrimonio ha crecido, la capacidad de generar utilidades de estos activos se ha reducido. El efecto de este último ha sido más fuerte que el mayor apalancamiento de las entidades, hasta el punto en que el patrimonio se ha visto seriamente afectado con las pérdidas derivadas del ejercicio de intermediación (Gráfico 19).

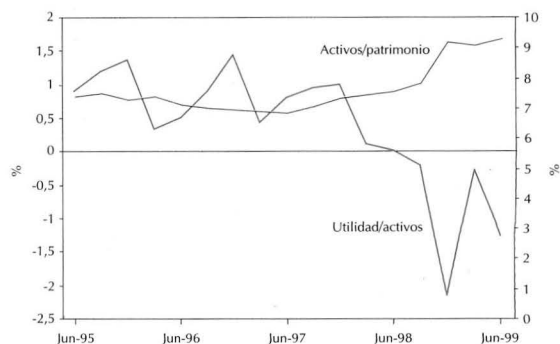
En segundo lugar, la capacidad patrimonial o el respaldo que tienen los establecimientos de crédito para responder por las deudas con sus acreedores, definida como el patrimonio técnico/activos ponderados por riesgo, muestra una desaceleración desde mediados de 1998, pero particularmente intensa a finales del presente año. Sin embargo, el comportamiento de este indicador ha diferido según el tipo de entidad. En primer lugar, las CFC han registrado un aumento desde noviembre de 1998, y alcanzaron en el mes de mayo un nivel superior al 16%. En segundo lugar las CF presentaron una caída desde el mismo mes, pero con una recuperación desde marzo (aunque aún con niveles inferior-

**Gráfico 18. UTILIDAD/PATRIMONIO**



Fuente: Superintendencia Bancaria.

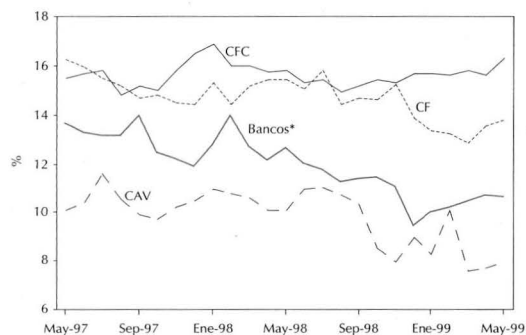
**Gráfico 19. UTILIDAD/ACTIVOS Y ACTIVOS/PATRIMONIO**



Fuente: Superintendencia Bancaria.

res a los de 1997 y 1998). En tercer lugar, los bancos han mostrado una caída muy marcada en el indicador de solvencia desde principios de 1998 cuando éste era de 14%, y pasaron a cerca de 10% en mayo de 1999. No obstante, en el caso de los bancos, se observa desde diciembre de 1998 una ligera recuperación. Finalmente, el deterioro de la capacidad patrimonial para el caso de las CAV se inició con fuerza desde junio de 1998 y en mayo registró niveles inferiores a 8%. (Gráfico 20)

**Gráfico 20. INDICADOR DE SOLVENCIA**



Capacidad patrimonial = patrimonio técnico/activos por nivel de riesgo.

\* Información a mayo de 1999.

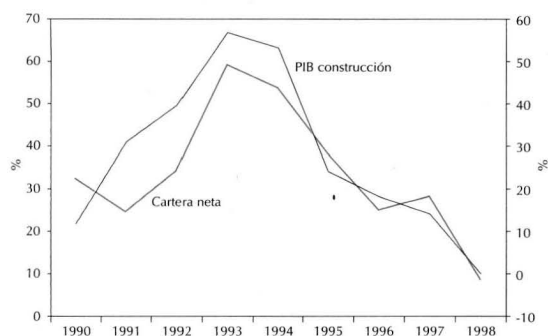
Fuente: Superintendencia Bancaria.

## 6. Comportamiento del crédito

La crisis del sector financiero se ha traducido también en una drástica reducción de los créditos. Como se mencionó antes, hay una correspondencia positiva entre el comportamiento de la cartera y el ciclo económico. Más específicamente, la cartera de crédito ha guardado una estrecha relación con el desempeño del sector de la construcción. Como se observa en el Gráfico 21, el *boom* de este sector coincidió con una expansión del crédito en el período 1991-1995, y posteriormente la recesión estuvo acompañada con una fuerte caída de la cartera neta en los años 1995-1998.

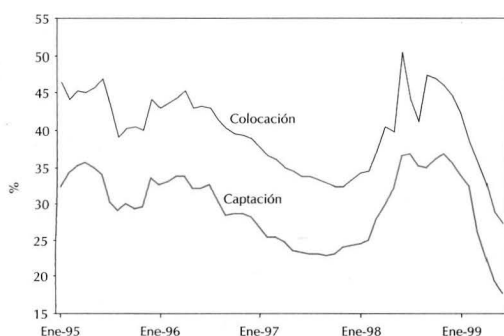
Sin embargo, lo que ha sucedido en el último año es que la cartera ha caído más intensamente que la misma actividad económica. Incluso, la cartera no ha reaccionado a las menores las tasas de interés. Esto se explica, en parte, porque si bien las tasas de interés nominales han caído (17 puntos desde diciembre de 1998 para las de captación) las reales han caído sólo 8,1 puntos y siguen siendo elevadas frente a 1990. Pero además, las tasas de captación han caído más rápidamente que las de colocación (créditos), lo cual evidencia que aún existen restricciones en la oferta de crédito (Gráficos 22 y 23).

## Gráfico 21. CRECIMIENTO DE LA CARTERA NETA Y PIB-CONSTRUCCIÓN



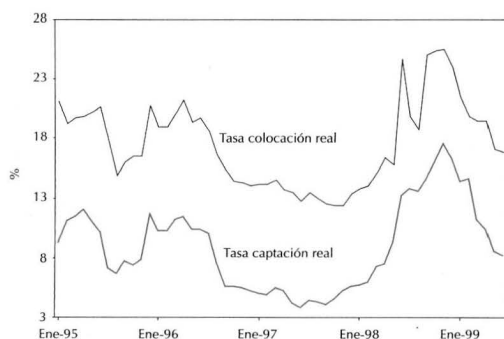
Fuente: Superintendencia Bancaria, Banco de la República con información de la Superintendencia Bancaria y Umacro-DNP, cálculos de Fedesarrollo.

## Gráfico 22. TASAS DE INTERÉS NOMINALES



Fuente: Banco de la República, cálculos de Fedesarrollo.

## Gráfico 23. TASAS DE INTERÉS REALES



Fuente: Banco de la República, cálculos de Fedesarrollo.

Algunos trabajos sugieren que el sector financiero podría estar presenciando un problema de "credit crunch", es decir una fuerte desaceleración de los créditos, donde los factores de oferta han jugado un papel importante. Según la literatura, existen varios factores que pueden explicar una caída en la oferta del crédito. En primer lugar, puede ocurrir una desintermediación financiera explicada por la mayor inversión en actividades más rentables; en segundo lugar, una regulación y supervisión más estrictas pueden conducir a actitudes más cuidadosas por parte de los intermediarios que se traducen en una menor oferta de recursos; y finalmente, el deterioro de los balances de las entidades puede implicar un recorte en el crédito.

Para el caso colombiano, ésta última explicación parece tener sentido: el incremento en las provisiones generado por la mayor cartera vencida ha deteriorado la capacidad patrimonial de las entidades. Y para cumplir con los requerimientos de la regulación en materia de posición patrimonial (o indicador de solvencia), los establecimientos han reducido el crédito. Esto se explica porque, ante las mayores provisiones, las opciones para mantener la mínima capacidad patrimonial requerida son un aumento del capital o una reducción de los activos de riesgo. Evidentemente, en las actuales circunstancias de la economía, la segunda opción ha sido más viable.

En síntesis, lo que algunos analistas han encontrado es que el deterioro de la situación de los balances de las entidades ha tenido una gran influencia en el otorgamiento del crédito<sup>4</sup>.

Las cifras sobre el crecimiento de la cartera neta (de provisiones) son bastante ilustrativas. Desde diciem-

<sup>4</sup> Echeverry, J.C., y Salazar, N., mayo de 1999, "¿Hay un estancamiento de la oferta de crédito?", Archivos de Macroeconomía, número 118, DNP.

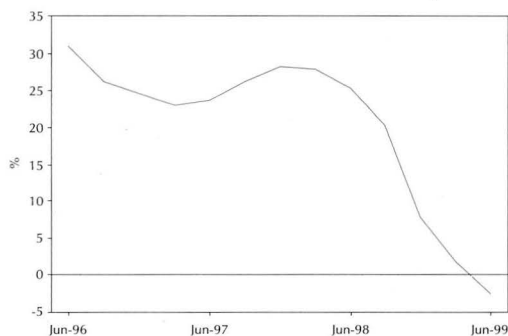
bre de 1997 las colocaciones han registrado una fuerte caída: mientras el crecimiento promedio entre junio de 1996 y diciembre de 1997 fue de 26,4%, en 1998 éste fue de 16,8%. La situación en 1999 ha sido aún más dramática, pues la cartera disminuyó en términos nominales 2,36% al finalizar el primer semestre del año (Gráfico 24). Los establecimientos de crédito que más disminuyeron colocaciones de crédito fueron las CAV y las CFC., las cuales pasaron de un crecimiento promedio de 26,8% en 1997 a 0,4% 1998 en las primeras, y de 10,3% a -5,1% en las segundas.

Como se argumentó atrás, esta drástica restricción en el crédito ha estado estrechamente relacionada con el aumento de la cartera vencida (que ha sido la causa fundamental del deterioro de los balances). Como se observa en el Gráfico 25, desde 1998, la relación entre las dos variables ha sido inversa (a diferencia del período previo), y la dramática caída del crédito ha estado asociada a la menor calidad de la cartera.

## B. Medidas adoptadas por el gobierno

Para hacer frente a esta situación y para evitar un mayor desplome del sector financiero, el Gobierno

**Gráfico 24. CARTERA NETA**  
(Crecimiento anual nominal)



Fuente: Banco de la República, cálculos de Fedesarrollo.

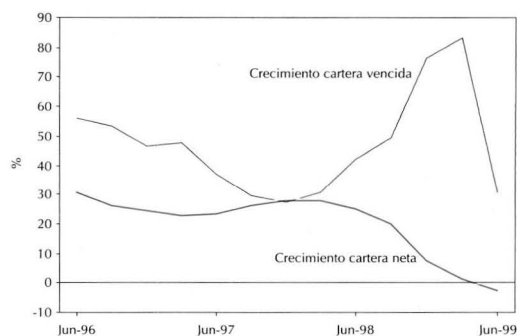
ha adoptado una serie de medidas tendientes a brindar apoyos tanto al sector público como al privado. En primer lugar, en el mes de noviembre de 1998 presentó un decreto de Emergencia Económica el cual fue considerado exequible por la Corte Constitucional el pasado mes de enero. Por otra parte, puesto que la Corte dejó por fuera los alivios de la Emergencia Económica relativos a los establecimientos de crédito privados, el Gobierno adoptó en el mes de mayo un paquete de medidas de salvamento que buscan capitalizar las entidades a través de créditos otorgados por Fogafin a los accionistas.

## 1. Emergencia económica

En el mes de enero la Corte Constitucional dio su fallo final sobre el Decreto 2330 de Emergencia Económica. Las medidas incluidas en dicha figura se concentran en tres grandes áreas: las Cooperativas, los deudores hipotecarios, y la banca pública.

En cuanto a las cooperativas, una de las principales medidas tuvo que ver con la compra de la cartera de aquellas entidades que han sido intervenidas o en proceso de liquidación, con el fin último de proteger a sus ahorradores. Frente a los deudores hipo-

**Gráfico 25. CARTERA VENCIDA NETA**  
(Crecimiento anual nominal)



Fuente: Banco de la República, cálculos de Fedesarrollo.

tecarios, se otorgaron alivios a los ahorradores que tienen dificultades para cubrir sus deudas. También se aprobaron las medidas encaminadas a capitalizar la banca oficial.

Se estableció además, que las medidas anteriores serían financiadas con la contribución del dos por mil sobre las operaciones bancarias e interbancarias que operaría durante todo el año de 1999<sup>5</sup>.

En el fallo de la Corte primaron criterios sociales y distributivos, y los beneficiarios directos fueron los ahorradores y deudores<sup>6</sup>. Pero la ampliación del 1,2 por 10.000 para las operaciones interbancarias<sup>7</sup> a la tarifa general del 2 por 1000 tuvo repercusiones negativas para el sector financiero privado puesto que incrementó sustancialmente sus costos de intermediación.

## **2. Medidas de Salvamento a los establecimientos de crédito privados**

Después de que el Gobierno hubiera establecido un paquete de apoyo para la capitalización de las entidades de crédito privadas del sector financiero (Resolución 004 del 18 de mayo), en el mes de junio modificó dichas medidas (Resolución 006 del 30 de junio). Esto se debió principalmente a las limitadas solicitudes para la línea de capitalización original por parte de las entidades, en buena parte por la falta de recursos propios de los accionistas para la capitalización.

---

<sup>5</sup> En el Plan de Desarrollo se amplió el período del dos por mil pero para propósitos diferentes.

<sup>6</sup> Como una medida complementaria para apoyar a los deudores, la Corte Constitucional, en respuesta a una demanda interpuesta el pasado mes de diciembre, dispuso que el UPAC estará atado a la inflación y no a la tasa de interés DTF.

<sup>7</sup> Esta fue la tarifa establecida originalmente por el gobierno en el decreto de Emergencia Económica.

La Resolución 006 creó una línea de crédito blanda de Fogafin cuyo propósito principal es el de fortalecer patrimonialmente las entidades de crédito. Los préstamos son otorgados a los accionistas de las entidades y deberán ser utilizados exclusivamente para su capitalización. El requisito previo para su otorgamiento es que las entidades hayan saneado sus balances con el fin de reducir el patrimonio técnico de forma tal que refleje razonablemente su valor económico.

Un primer paso consiste en que las entidades deben provisionar los activos improductivos<sup>8</sup> y amortizar otros activos<sup>9</sup>. En el caso en que éstas conduzcan el patrimonio técnico a un valor negativo, el accionista debe capitalizarlo y llevarlo a cero. Para esta segunda etapa, el accionista deberá pagar no menos del 50% del capital requerido en forma inmediata, para lo cual Fogafin diseñó un crédito "puente"<sup>10</sup>. El 50% restante podrá ser pagado dentro de los 12 meses siguientes siempre y cuando el accionista haya acordado con la Superintendencia Bancaria un plan de ajuste en el cual se indiquen expresamente las fuentes de pago que serán utilizadas para esta etapa de capitalización.

Una vez realizadas las provisiones y amortizaciones de los bienes improductivos, las entidades deberán

---

<sup>8</sup> Las provisiones son las siguientes: los saldos no provisionados de la cartera vencida tipo C, D y E (con algunas excepciones), el 100% del costo ajustado en libros de los bienes entregados en leasing, el 100% de los saldos no provisionados de los bienes recibidos en dación de pago, los saldos no provisionados de las cuentas por cobrar en un porcentaje no inferior al 20% de las mismas, los saldos no provisionados de la cartera de tipo A y B.

<sup>9</sup> Las amortizaciones son sobre el 100% de los créditos mercantiles, el saldo de la cuenta "Gastos anticipados-Otros" y el 50% de algunos cargos diferidos.

<sup>10</sup> El crédito puente que tendrá una garantía establecida por Fogafin que en ningún caso será inferior al 133% del valor del crédito otorgado. Tendrá un plazo de seis meses y una tasa de interés equivalente al DTF más dos puntos.



castigar los activos y constituir un patrimonio autónomo cuyos beneficiarios serán los mismos accionistas de la entidad.

La tercera etapa consiste en llevar el patrimonio técnico de cero a aquel que alcance un nivel de solvencia de 10%. Para el 90% de los recursos requeridos para esta operación Fogafin otorgará un crédito subsidiado con un plazo de 3 a 7 años<sup>11</sup>, cuya principal garantía son las acciones de la entidad capitalizada<sup>12</sup>. Para el caso de todos los préstamos, Fogafin hará un desembolso a la entidad, y una vez registrada la capitalización contablemente, ésta deberá invertir en títulos de Fogafin por la misma cuantía.

El costo calculado por Fogafin para la tercera etapa, y bajo el supuesto de que todas las entidades que hoy en día presentan problemas se acojan a la medida de capitalización, oscila en \$2,5 billones. El costo adicional calculado para la segunda etapa (es decir prestar el 50% para llevar el patrimonio técnico a cero), oscila entre \$100 mil y \$150 mil millones. De acuerdo con información de Fogafin, la totalidad de los préstamos se hará con bonos emitidos por esta entidad, los cuales serán respaldados por los ingresos que reciba por los préstamos otorgados. En síntesis, en principio las medidas alteran el flujo

---

<sup>11</sup> Las condiciones de estos créditos son bastante blandas: un período de gracia de hasta un año de intereses y tres años de capital, intereses de DTF más dos puntos durante los tres primeros años y de DTF más tres puntos durante los últimos cuatro años.

<sup>12</sup> Por un monto no inferior al 133% del valor del crédito. Fogafin se asegurará, además, de que por lo menos el 78% de los derechos políticos del total de acciones en circulación sean inmediatamente transferidas a su favor en caso de incumplimiento del pago. Por otra parte, la Junta Directiva de Fogafin podrá autorizar la constitución de garantías adicionales. Además, mientras subsistan saldos de la deuda a su favor, los deudores estarán obligados a destinar la totalidad de las utilidades que genere la entidad al pago de la deuda. Finalmente, los recursos que genere el patrimonio autónomo deberán destinarse al pago de la deuda que los beneficiarios han adquirido con Fogafin.

de caja de Fogafin no afectan los egresos de la Nación.

Finalmente, los establecimientos deberán suscribir un convenio de desempeño con la Superintendencia Bancaria y con Fogafin en el cual se establecen, entre otros, compromisos y metas de gestión encaminados a consolidar económica y financieramente la entidad, la obligación de destinar los recursos de los flujos de fondos que se liberen (en razón a los préstamos otorgados) al desembolso de nuevos créditos y a la reestructuración de deudas, y la prohibición de destinar los fondos a préstamos a personas naturales vinculadas a la entidad.

A juicio de Fedesarrollo, un paquete de medidas de este estilo podría generar incentivos incorrectos. Los accionistas tienen poco que perder pues Fogafin otorga créditos para la casi totalidad de los recursos necesarios para el saneamiento. Esto propicia la existencia de riesgo moral y puede llevar a adoptar estrategias de intermediación extremadamente riesgosas. En estas circunstancias, se estaría haciendo un uso inadecuado de los recursos públicos, y la recuperación financiera podría resultar más costosa que la misma crisis.

También vale la pena insistir en que, el hecho de que las medidas alteran solamente el flujo de caja de Fogafin y no los egresos de la Nación, se cumple solamente cuando las entidades respondan adecuadamente con las obligaciones adquiridas. De no ser así, la Tesorería tendría que transferir recursos a Fogafin para respaldar los bonos emitidos. De hecho, el fallo en los pagos por parte de los accionistas es uno de los mayores peligros que tiene la medida (incentivos a no pagar, condiciones macroeconómicas adversas, entre otros).

Finalmente, otra debilidad de las medidas de salvamento tiene que ver con que la valoración de los activos improductivos por parte del Fogafin: la Reso-



lución no tiene en cuenta los precios del mercado, ya que establece que las entidades tendrán que castigar los activos como si éstos tuvieran un valor muy cercano a cero.

### **3. Medidas de salvamento a la banca pública y costos para la Nación**

Se estima que las medidas de capitalización de la banca pública (entre las principales entidades están el BCH, la fusión del Banco del Estado y Uconal, la FES), tendrán un costo de aproximadamente de \$7 billones. La capitalización también se hará con bonos emitidos por Fogafin, pero éstos serán respaldados con recursos de la Nación contra vigencias futuras. Los bonos tendrán un plazo de 9 años, empezarán a rendir intereses a partir del año 2000, y en el 2001 el Gobierno Central iniciará el pago de capital, cada dos años, por un monto equivalente a \$713 mil millones por año. Por su parte, los intereses serán pagados cada año desde el 2000 hasta el 2009<sup>13</sup>.

Las medidas descritas tendrán un fuerte impacto negativo sobre el gasto del Gobierno Central en los próximos años. El Gobierno ha incluido estos gastos como "Préstamo Neto", pues considera que es un préstamo a Fogafin y en algún momento estos recursos serán devueltos al Gobierno Central. Esto va en línea con los anuncios del Gobierno en el sentido de privatizar en un futuro la banca pública.

A juicio de Fedesarrollo, y dado que aún no hay certeza sobre el avance de los procesos de privatización, consideramos que estas medidas pueden ser altamente perjudiciales para las finanzas públicas. Más aún, es probable que el monto total

pueda incrementarse debido a que, dentro del actual proceso de salvamento a la banca privada, existe la probabilidad de que el Estado se convierta en propietario de nuevas entidades "buenas" y "malas".

## **II. EL FUTURO DEL SECTOR PETROLERO**

El gobierno colombiano introdujo recientemente cambios a su política petrolera en un nuevo intento por devolver la competitividad internacional del contrato de asociación y evitar que el país pierda su autosuficiencia energética desde mediados de la próxima década.

Se trata de la cuarta reforma en menos de cinco años, las que a la luz de los indicadores fundamentales de la industria -sísmica, perforación de pozos, firma de nuevos contratos, entre otros-, no han tenido los resultados esperados en términos de nuevos descubrimientos de hidrocarburos.

Esta situación es más crítica aún si se tiene en cuenta que el sector de hidrocarburos ha adquirido una gran importancia en el comercio internacional del país, como fuente de ingresos fiscales para el gobierno central y las entidades territoriales, y por su incidencia en el Producto Interno Bruto. El año pasado aportó cerca del 4,5% del PIB, contribuyó con más del 20% a las exportaciones, atrajo inversión extranjera por unos US\$1.000 millones de dólares, y generó regalías por US\$200 millones de dólares, equivalentes a más de 9% del total de las transferencias territoriales<sup>14</sup>. Colombia tiene además un potencial de 37 billones de barriles en cuencas sedimentarias que en un 90% se encuentra sin explorar.

Desde finales de los años ochenta la actividad en exploración ha venido descendiendo. Después de

<sup>13</sup> El pago de intereses se hará en los siguientes montos en miles de millones cada año: \$158, \$615, \$492, \$492, \$369, \$369, \$246, \$246, \$123, \$91.

<sup>14</sup> "Clima de Inversión para los sectores de Energía y Minas en Colombia". Presentación del Ministerio de Minas en el Foro Energético, Cartagena, abril 1999.

un período de importante actividad bajo los contratos denominados 50/50, la introducción de los contratos escalonados en 1989 tuvo consecuencias desastrosas (de cerca de 70 pozos explorados en 1990, se pasó a sólo 18 pozos en 1995).

Posteriormente, desde 1994 cuando se introdujo el Factor R, se han aprobado nuevos cambios en procura de mejorar la competitividad del sector de hidrocarburos e incentivar a los inversionistas privados para adelantar tareas de exploración y desarrollo en el territorio nacional. Sin embargo, en la búsqueda de capital de riesgo se ha caído en un clima de inestabilidad contractual responsable en buena parte de la indiferencia de los inversionistas que, en un ambiente de depresión internacional de precios, prefieren esperar a que las condiciones actuales sean mejoradas o buscar otros horizontes.

Es válido, en consecuencia, preguntarse sobre la profundidad y eficacia de los cambios. ¿Fue tan profunda la crisis del sector provocada por el contrato de distribución escalonada que ni siquiera las modificaciones anuales a partir de 1994 han logrado despertar nuevamente el interés de las empresas petroleras nacionales y extranjeras?, o bien, ¿han sido los cambios lo suficientemente profundos como para atraer inversión extranjera hacia un país que posee características hostiles para el inversionista extranjero y con un mercado internacional abrumado por la sobreoferta de crudo y los bajos precios?

Cualquiera que sea la respuesta a estos interrogantes, el hecho cierto y contundente es que el ritmo exploratorio continua siendo extremadamente bajo, que las reservas de hidrocarburos consumidas en los últimos cinco años no han sido repuestas, y que de no cambiar radicalmente las políticas del sector el país regresará a las condiciones del período 1976-1985, cuando debió gastar más de US\$4.300 millones de dólares de sus reservas internacionales en importaciones de crudo y derivados.

Algunos análisis sobre el sector sostienen que los precios del crudo influyen en las decisiones de inversión petrolera, pero en el caso colombiano, los términos de los contratos han sido determinantes. Por ejemplo, en los últimos 15 años no se observa una correlación clara entre los precios y la inversión: hasta 1984, el incremento de los precios internacionales incidió en una recuperación de la actividad exploratoria; durante el período 1985-1989 la inversión creció más que los precios internacionales debido a la actividad exploratoria en los campos de Cusiana-Cupiagua; posteriormente se dio una caída en la inversión bastante superior a la caída en los precios, la cual coincidió con la introducción de la producción escalonada que reducía sustancialmente la rentabilidad de los proyectos. A partir de 1994, a pesar de la introducción del Factor R en los contratos (que mejoraba la rentabilidad del inversionista privado) y del nuevo repunte de los precios internacionales, la inversión extranjera no reaccionó de manera acorde. En los años más recientes la caída de los precios ha venido acompañada de reducciones en la inversión.

Lo anterior sugiere que además de los precios internacionales y de los términos de los contratos, las decisiones de inversión son sensibles a otros elementos. En particular, en Colombia el clima de violencia e inseguridad y los cambios permanentes en las tasas impositivas han tenido efectos negativos. Sobre este último aspecto, es interesante resaltar que en el país ha habido ocho reformas tributarias en lo que va corrido de la década, con el agravante de que los niveles de las tarifas para el sector se han incrementado en forma permanente. Evidentemente, este elemento imprime un mayor grado de incertidumbre en las decisiones de inversión.

En períodos caracterizados por un entorno internacional más exigente y por caídas de los precios, es indispensable que los países modifiquen sus

condiciones fiscales y contractuales para atraer mayores niveles de inversión. En este sentido, las modificaciones recientes establecidas en el país que buscan mejorar la rentabilidad de los inversionistas son un importante esfuerzo del actual Gobierno y van en la dirección correcta.

El presente documento pretende examinar los últimos cambios aprobados por el Congreso de la República, el ministerio del Medio Ambiente y la Junta Directiva de Ecopetrol, y evaluar su impacto sobre la rentabilidad de los proyectos. Basado en un reciente estudio de Fedesarrollo, se examinará también el efecto de dichas medidas sobre la economía en los próximos diez años. Para el desarrollo de este análisis, se hará inicialmente un breve recuento de la política petrolera adoptada por el país en el pasado, y posteriormente se presentará de manera sintética las características recientes del entorno internacional.

### **A. Evolución de los esquemas contractuales en Colombia**

La política petrolera implícita en los contratos de asociación se orienta más hacia objetivos de autoabastecimiento de corto plazo, que al establecimiento de una estrategia de largo plazo que responda al interés de la Nación. Esta orientación ha sido una constante desde 1974, cuando se crearon los primeros contratos de asociación y cuyos términos han sufrido repetidas modificaciones.

A mediados de la década de los setenta, se aprobó el primer esquema de asociación petrolera, conocido como 50/50, en el cual Ecopetrol y las compañías privadas participaban por mitades en la inversión y la producción, previo el pago a la Nación de regalías fijadas en 20%. Es decir, de la producción total solamente el 80% se distribuía entre las partes. Bajo este esquema fueron suscritos los contratos de

Caño-Limón y Cusiana-Cupiagua, los campos más grandes descubiertos hasta ahora en el país.

Este tipo de contratos de Asociación tenía grandes ventajas para la Nación, puesto que el riesgo de la inversión era asumido completamente por la compañía asociada. Ecopetrol sólo entraba a participar de la asociación cuando se comprobaba la existencia de un campo comercial. Este esquema, que era atractivo para el inversionista extranjero y que debería haber permitido la adición permanente de nuevas reservas en el país, sufrió cambios que desmejoraron su competitividad internacional y llevaron a un abrupto descenso de la actividad exploratoria.

El deseo del Gobierno colombiano por obtener una mayor proporción de la renta petrolera - en particular en campos de grandes magnitudes y de mayor rentabilidad -, lo llevó a introducir modificaciones en los términos del contrato de asociación 50/50.

En 1989 se diseñó una fórmula escalonada que le permitía al país ampliar su participación en los hidrocarburos producidos. En términos generales, este esquema arrancaba con una distribución 50/50 hasta que la producción acumulada del campo llegaba a 60 millones de barriles, a partir del cual se disparaba un escalonamiento que mejoraba la participación de Ecopetrol<sup>15</sup> a costa de reducir la participación del asociado. Bajo esta modalidad fueron suscritos 18 contratos, entre ellos el de Piedemonte con British Petroleum y Samoré con Occidental de Colombia.

---

<sup>15</sup> Una vez alcanzada una producción de 60 millones de barriles, la participación de Ecopetrol se incrementaba en 5% por cada 30 millones de barriles adicionales. Cuando la producción del campo llegaba a los 150 millones de barriles, la distribución quedaba en 70% para Ecopetrol y 30% para el asociado (Decreto 2782 de 1989).

Si bien el sistema escalonado incrementaba la participación de Ecopetrol en los campos grandes y reducía de manera importante la rentabilidad del asociado, hacía caso omiso de otras variables fundamentales de la actividad, como los costos de extracción del crudo, los precios internacionales y la proximidad de los campos a la infraestructura petrolera.

En respuesta a la dramática caída de la inversión petrolera, en 1994 el país mejoró las condiciones contractuales mediante la introducción de un nuevo esquema de distribución de los hidrocarburos producidos en función del Factor de Rentabilidad o Factor R, una relación entre los egresos y los ingresos de la compañía asociada. Los primeros 60 millones de barriles de la producción acumulada se distribuían 50/50, a partir de los cuales entraba en escena el Factor R que reducía lentamente el porcentaje correspondiente al asociado.

Posteriormente, en 1995 se modificó el sistema de reembolso a las inversiones de las asociadas en dólares reales y Ecopetrol procedió a reconocer el 50% de los gastos en la perforación de pozos secos y la sísmica<sup>16</sup>. De otra parte, se eliminó el impuesto de guerra para los nuevos descubrimientos y se abrió la posibilidad de prorrogar los contratos de asociación más allá de sus términos iniciales.

Adicionalmente, en ese mismo año se lanzaron los contratos de riesgo compartido aplicados a aquellas áreas con un menor riesgo relativo y mayores posibilidades de éxito en las actividades exploratorias. Ecopetrol y las compañías asociadas asumen por mitades los costos de exploración a cambio de una mayor participación de la compañía estatal en la producción.

---

<sup>16</sup> Anteriormente, Ecopetrol reembolsaba únicamente los costos de exploración correspondientes a aquellos pozos donde había descubrimiento de crudo.

En suma, el Factor R mejoró nuevamente la rentabilidad del asociado frente al contrato de distribución escalonada, pero no superó y ni siquiera igualó a las condiciones del contrato 50/50. El país había dado pasos en la dirección correcta, pero no alcanzaba a competir con otras naciones petroleras por la inversión de riesgo que ofrecían las compañías privadas.

El Gráfico 26 permite apreciar que, de acuerdo con el tamaño de los campos, el esquema de participación "50/50" genera la mayor rentabilidad para el inversionista privado medida como la variación de la tasa interna de retorno. El contrato de producción escalonada reduce de manera importante la rentabilidad para las exploraciones en todos los campos, sin importar su tamaño. La introducción del Factor R mejora las condiciones frente al caso anterior en los campos medianos y grandes. Las actividades más perjudicadas con los cambios han sido sin duda las realizadas en los campos pequeños<sup>17</sup>.

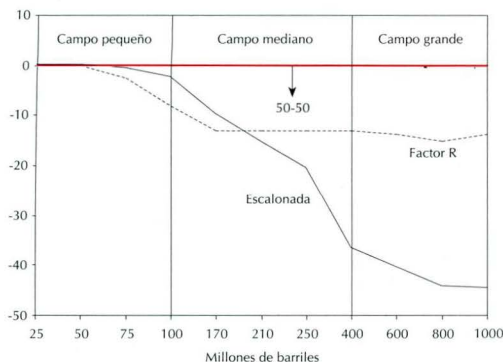
En síntesis, la política adoptada por el país para el manejo de los recursos petroleros puede ser evaluada tanto desde la perspectiva de la competitividad internacional de los esquemas de contratación, como de los efectos sobre la inversión permanente en el sector. Ninguno de los dos casos refleja la bondad de la política adoptada.

Desde el punto de vista de la "calificación" internacional, Colombia no queda en la mejor posición:

---

<sup>17</sup> 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.

**Gráfico 26. VARIACIÓN DE LA RENTABILIDAD (TIR) SEGÚN LOS TIPOS DE CONTRATO**

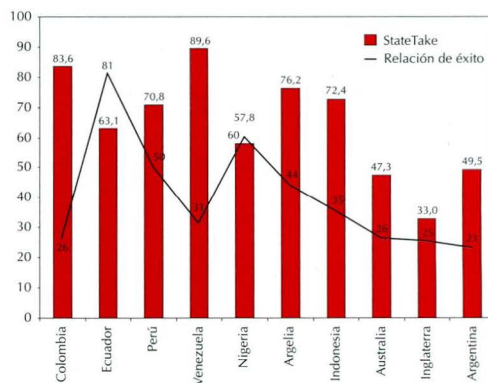


Fuente: Asociación Colombiana de Petróleos, 1997.

tiene uno de los "State Take" o renta del Estado más altos del mundo, con porcentajes que pueden superar el 83%<sup>18</sup> frente a los demás países productores de petróleo. A esto se suma a la baja relación de éxito promedio del país en términos de descubrimientos<sup>19</sup> (Gráfico 27).

En materia de inversión, la actividad exploratoria ha sido insuficiente e irregular: 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 altos que llevaron a los grandes descubrimientos y luego una clara tendencia decreciente a partir de

**Gráfico 27. STATE TAKE Y RELACIÓN DE ÉXITO<sup>a</sup> (Campos medianos)**



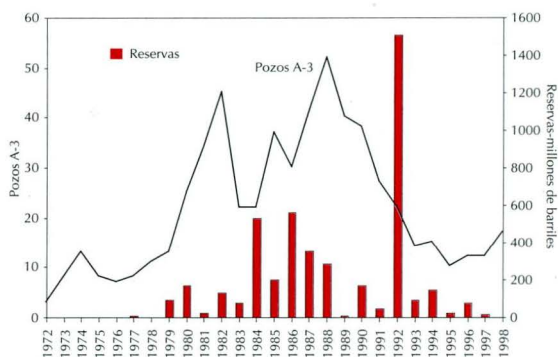
<sup>a</sup> Relación de éxito: número de nuevos pozos descubiertos frente al número de pozos perforados.

Fuente: Petroconsultants, 1997.

1988. Como resultado, se ha observado que los aumentos importantes en las reservas han correspondido a descubrimientos esporádicos de grandes campos como es el caso de Caño-Limón y de Cusiana-Cupigua (Gráfico 28).

La crítica reducción en los niveles de inversión y la necesidad de competir en un complejo entorno internacional, llevaron al Gobierno colombiano a

**Gráfico 28. NUEVAS RESERVAS Y POZOS A-3**



Fuente: Asociación Colombiana de Petroleros y Estadísticas de la Industria Petrolera de Ecopetrol.

<sup>18</sup> 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 flujos de 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.

<sup>19</sup> 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.



plantear nuevos y profundos cambios en los esquemas de contratación que tienen que ver fundamentalmente con una flexibilización de las regalías, con la participación de Ecopetrol en los nuevos proyectos y con medidas fiscales complementarias. El detalle de este nuevo paquete, así como su incidencia sobre el desarrollo del sector, serán objeto de los siguientes capítulos.

## **B. Entorno internacional reciente**

En los últimos 18 meses el entorno internacional estuvo caracterizado por el derrumbe histórico de los precios internacionales; una ola de fusiones de compañías multinacionales; acuerdos entre países productores de crudo para recortar los niveles de producción; y por los vientos de privatización y desregulación del sector en América Latina.

Los análisis coinciden en que el derrumbe de los precios tiene su explicación en una sobreoferta mundial de crudo que llegó a 3,7 millones de barriles diarios durante 1998. Adicionalmente, la crisis del Sudeste Asiático y un invierno más generoso el año pasado en el hemisferio norte provocaron una reducción de la demanda de crudo y sus derivados. En dos oportunidades durante 1998, los miembros de la Opep y algunas naciones no-Opep, acordaron reducir sus niveles de producción conjunta en más de dos millones de barriles diarios para tratar de elevar la cotización del crudo en las bolsas internacionales. Sin embargo, tanto el mercado como las estadísticas revelaron después un alto grado de incumplimiento de los acuerdos y por tanto la persistencia de una sobreoferta en el mercado.

En marzo de este año, cuando el precio bordeaba los US\$12 dólares por barril, nuevamente los países de la Opep y algunos no-Opep decidieron recortar la producción nuevamente en 2,1 millones de barriles diarios<sup>20</sup>. La reacción del precio no se hizo es-

perar y en pocos días el WTI, crudo de referencia para América, subió a US\$15 dólares por barril. Después, cuando el mercado se percató de un nivel de cumplimiento en los recortes del 90%, la cotización subió a US\$18 dólares por barril.

Esta situación se registró paralelamente con una transfiguración del mapa empresarial petrolero. Las empresas más grandes del sector iniciaron una cadena de fusiones en un intento por mejorar sus economías de escala para compensar los bajos precios. Los anuncios de fusiones -Exxon-Mobil y BP-Amoco-, coincidieron con recortes en sus presupuestos de exploración, aplazamiento de proyectos y despido de personal.

En América Latina, mientras tanto, el sector de hidrocarburos se enfrentó a procesos de privatizaciones y desregulación en países necesitados de recursos internos y externos y urgidos por la necesidad de garantizar su autosuficiencia. De acuerdo con la Cepal, algunas naciones del continente privatizaron todo o parte de sus empresas estatales; introdujeron nuevas modalidades contractuales y modificaron su estructura tributaria en un intento por atraer la inversión extranjera. Los cambios recorrieron toda la cadena de la industria, desde la exploración y el desarrollo de los campos, hasta el transporte y la refinación de crudo<sup>21</sup>. Según este organismo, los rezagos nacionalistas cedieron ante la necesidad de atraer el capital de riesgo, con modificaciones que mejoraron la competitividad del sector en Argentina, San Salvador, Chile, Bolivia y Perú.

---

<sup>20</sup> Informe de Coyuntura Petrolera. Dirección de Planeación Corporativa de Ecopetrol. Año 2, marzo de 1998.

<sup>21</sup> Reformas Petroleras en América Latina. Conferencia de Fernando Sánchez. Programa de especialización en Derecho Minero-Energético. Universidad Externado de Colombia.



### C. Situación reciente

El gobierno aprobó en octubre de 1997 nuevos cambios a los contratos de asociación. Pero el mundo petrolero, iba más rápido que el país y una simple inspección a las variables del sector señala que los inversionistas privados no reaccionaron como se esperaba a las modificaciones aprobadas en esa fecha.

Obviamente, el descenso de los precios internacionales, la actividad guerrillera contra la industria, la excesiva tramitología ambiental y la carga tributaria, colocaron su grano de arena en el deterioro de la actividad en el país.

Entre los cambios de 1997, se destacan los mayores incentivos para los descubrimientos de gas; el reembolso a las compañías petroleras de los gastos de exploración en términos reales (dólares de los Estados Unidos); la aplicación del Factor R por campo; y la mayor participación de las compañías privadas en la inversión y la producción en campos descubiertos en áreas inactivas<sup>22</sup>.

Bajo ese nuevo esquema, Ecopetrol convocó en marzo de 1998 dos rondas para licitar 37 proyectos petroleros. Para la primera ronda, llevada a cabo en julio de ese mismo año, fueron precalificadas 51 compañías que tenían interés en los 18 negocios ofrecidos, pero al final sólo hubo ofertas para tres proyectos<sup>23</sup>.

El ambiente no era el mejor, por lo que Ecopetrol decidió aplazar la ronda prevista para noviembre y

citó nuevamente para marzo de 1999. Un comunicado de la empresa dijo que 10 consorcios se presentaron para la licitación de campos menores, campos descubiertos y no desarrollados y los proyectos en áreas inactivas, pero nuevamente aplazó la licitación de proyectos en áreas activas y los ofrecidos bajo la modalidad de riesgo compartido.

De cualquier forma, es claro por el número de aspirantes y de adjudicaciones que no hay mayor interés por parte de los inversionistas privados y que éstos continúan mirando otros horizontes. Entre tanto, el sector continuó decayendo, la actividad exploratoria (pozos A3) en 1997 es la mínima desde 1994 y las reservas probadas del país siguen reduciéndose a un ritmo del 5% anual. En los últimos cinco años el país ha consumido más de 850 millones de barriles de crudo y sólo ha agregado a las reservas 14,1 millones (véase Gráfico 26).

Cifras oficiales señalan que en el período 1990-1993 se perforaron un promedio de 32 pozos cada año, mientras que para 1994-1998 la perforación cayó a 13 pozos anual promedio. Es claro que con este nivel de exploración no será posible incorporar nuevas reservas a las existentes para reponer lo consumido, ni mantener los niveles de producción que el país requiere en el mediano plazo.

### D. Nuevas condiciones para el sector de hidrocarburos

La prioridad más importante del Ministerio de Minas y Energía (MME) y Ecopetrol en la actualidad es evitar que el país tenga que comprar el crudo que producen las compañías asociadas a partir del 2004 e importar la casi totalidad del crudo que la economía va a necesitar a partir del 2006.

Para cumplir con este objetivo y mantener los actuales niveles de producción, Ecopetrol fijó am-

<sup>22</sup> Una descripción detallada de los cambios contractuales se puede encontrar en Coyuntura Económica, diciembre de 1997, Fedesarrollo.

<sup>23</sup> "Plan para reactivar el sector petrolero". Documento Ecopetrol, 1998.

biciosas metas para la primera década del nuevo siglo: invertir con participación privada US\$15.000 millones de dólares en exploración y desarrollo; perforar 650 pozos exploratorios; descubrir 5.700 millones de barriles de hidrocarburos; y alcanzar una producción del 1,2 millones de barriles diarios en el año 2010.

El MME hizo un estudio para determinar las variables que mayor incidencia tienen sobre la economía de los proyectos y concluyó que, en orden de impacto, éstas son las regalías, el porcentaje de participación de Ecopetrol en los nuevos proyectos del sector, y el plazo de depreciación de los activos. Sobre estas variables es que se tomaron las últimas decisiones.

### 1. Flexibilización de esquema de regalías

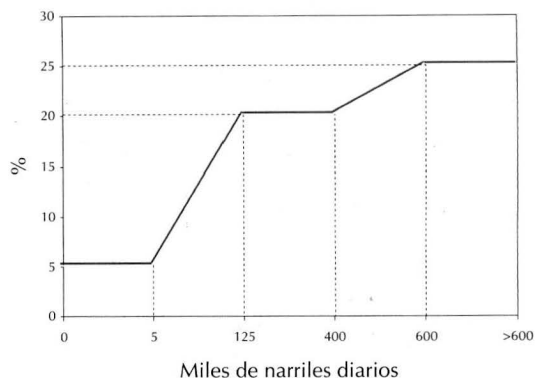
La legislación vigente hasta la aprobación de este nuevo esquema flexible fijaba una tasa fija de regalías del 20% sobre la producción de hidrocarburos. Las simulaciones hechas por el MME señalaban que una reducción de 10 puntos porcentuales en las regalías mejoraba en 5,2% la tasa interna de retorno de los inversionistas.

Apoyado en este análisis, el gobierno decidió flexibilizar el porcentaje de regalías e incluyó un nuevo esquema dentro del Plan de Desarrollo "Cambios para Construir la Paz 1999-2002", el cual fue aprobado por el Congreso el pasado seis de mayo. El esquema rige únicamente para los campos descubiertos a partir de la promulgación de la ley (Gráfico 29).

### 2. Porcentaje de participación de Ecopetrol

El contrato de adhesión determinaba que Ecopetrol debería participar con el 50% de la inversión de los proyectos y con el mismo porcentaje de la producción, después de regalías. Ese porcentaje se in-

**Gráfico 31. NUEVO ESQUEMA DE REGALÍAS**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

crementaba de acuerdo con una escala que dispara el Factor R a partir de una producción acumulada de 60 millones de barriles<sup>24</sup>.

La Junta Directiva de Ecopetrol aprobó a finales de julio un nuevo esquema en el cual Ecopetrol inicia su participación en los nuevos proyectos con un 30% tanto de las inversiones como en los hidrocarburos producidos. Una vez la producción acumulada del campo alcance los 60 millones de barriles, la distribución de la producción responderá a las variaciones del Factor R, de la siguiente manera:

Variación R	% de Ecopetrol	% del asociado
Hasta 60 Mbls	30%	70%
$1,5 < R < 2,5$	Entre 30 y 65%	$70 / (R - 0,5)$
$R > 2,5$	65%	5%

Este esquema asegura el desarrollo de nuevos proyectos de hidrocarburos con una menor participación de Ecopetrol y por tanto una menor inversión, situación que es acorde con la situación financiera de la empresa.

<sup>24</sup> El Factor R, incrementa la participación de Ecopetrol en la producción cuando oscila entre 1 y 2.

Otra modificación importante tiene que ver con los niveles a partir de los cuales el Factor R comienza a actuar. Como puede observarse en la escala anterior, el asociado empieza obteniendo el 70% de la producción de los nuevos campos, después de regalías, hasta cuando el Factor R se ubica entre 1,5 y 2,5. En los contratos anteriores, el asociado arrancaba participando en el 50% de la producción, hasta cuando el Factor R oscilara en el rango de 1 y 2. La ampliación de este rango permite a la compañía asociada recuperar más rápido su inversión en los primeros años del proyecto, permitiendo que, una vez suceda esto, Ecopetrol empiece a capturar una mayor renta petrolera.

3. Cambios en el método de depreciación

La Reforma Tributaria de diciembre pasado incluyó un cambio en el sistema de depreciación de los activos . Anteriormente, ésta debía hacerse a lo largo de los 22 años que el contrato de asociación establece para la fase de producción de los campos. Ahora se aprobó un sistema de línea recta que le permite a las compañías acelerar la depreciación en un término de cinco años, gracias al cual logran un beneficio tributario importante y presentar mejores balances a partir del sexto año.

4. Licencias ambientales

Los excesivos trámites ambientales y la tardanza en la expedición de las licencias han sido desde siempre una de las quejas de las compañías privadas del sector de hidrocarburos (Cuadro 2).

En esta dirección, el Ministerio del Medio Ambiente expidió el pasado cuatro de mayo el decreto 788 de 1999, en el cual adopta normas importantes para el sector. Una de ellas eliminó la obligación de presentar el Estudio de Impacto Ambiental para trabajos de prospección sísmica, excepto en los casos que ella implique la construcción de vías.

En segundo lugar, el Ministerio eliminó la obligación de solicitar licencia ambiental para cada uno de los pozos de perforación y otras actividades menores de la industria. Ahora, con la creación de un Area de Interés para Perforación Exploratoria, una licencia única cubre todos los pozos que las compañías requieran dentro de esa área, así como la construcción de las localizaciones y vías de acceso, y las pruebas de producción y su transporte en carotanes y líneas de flujo.

Finalmente, el Ministerio autorizó a las empresas petroleras que actualmente operan en el país a aco-

Cuadro 2. PERÍODOS PARA LA EXPEDICIÓN DE LICENCIAS AMBIENTALES  
Comparación regional - 1998

País	Estudio de impacto ambiental	Tiempo mínimo para la expedición de la licencia
Argentina	Perforación exploratoria y actividades de producción	6 meses
Brasil	Construcción de oleoductos y actividades de producción	6 meses
Colombia	Sísmica, perforación exploratoria y actividades de producción	9 meses
Ecuador	Para todas las actividades de exploración y producción	1 mes
Perú	Sísmica, perforación exploratoria y producción	3 meses
Venezuela	Sísmica, exploración y producción	6 meses

Fuente: Enviromental Permitting of E&D Activities in Latinoamérica: A Comparative Perspective. Petroconsultans, 1998.

gerse a este nuevo esquema que, en opinión de las compañías privadas, constituye el paso más grande dado en esta área en los últimos años.

También el decreto 1122 de 1999, por medio del cual se dictaron normas para mejorar la eficiencia del Estado y reducir los trámites, se redujo el plazo que tienen las autoridades para la expedición de las licencias ambientales. Hasta ahora, la regulación no era clara en ese sentido y, por ejemplo, Occidental de Colombia lleva esperando poco más de cuatro años una respuesta del Ministerio del Medio Ambiente para el campo de Samoré, donde se estiman reservas de hidrocarburos por 1.400 millones de barriles.

Los problemas surgidos con la comunidad indígena U'wa han retardado el desarrollo de este proyecto. Ahora, el Estado debe tomar una decisión, sea negativa o positiva, pero debe acabar con la incertidumbre de las empresas y sobretodo aligerar los costos de un prolongado *stand-by*.

### **5. Seguridad y expropiación sin indemnización**

Dos elementos más que hacen parte del entorno nacional petrolero y son, el clima de violencia que afecta directamente la industria y las facultades constitucionales del legislativo para expropiar bienes de nacionales y extranjeros sin el pago de indemnización por razones de equidad.

Por todos es conocido que la industria petrolera fue declarada objetivo militar por las organizaciones guerrilleras que operan en el país y que, como tal, esta ha sido blanco de una ola de ataques sin precedentes en el mundo. A la destrucción de la infraestructura de transportes, al derrame de crudo, la contaminación irreparable del medio ambiente y la pérdida de regalías, debe sumarse el daño que esos ataques provocan sobre la población civil<sup>25</sup>.

Ahora que la administración del presidente Andrés Pastrana ha emprendido contactos de paz con las FARC, un nuevo ingrediente se ha agregado a la mezcla de incertidumbre. Uno de los temas de la negociación con esta agrupación guerrillera es justamente el de la explotación de los recursos naturales y más específicamente el petróleo. La discusión de este tópico puso en alerta no sólo a las empresas que actualmente operan en el país, sino a los potenciales inversionistas del sector.

El segundo aspecto, como ya se mencionó, tiene que ver con el artículo 58 de la Constitución. El Congreso de la República aprobó en el primer período de este año una reforma a ese artículo que permitía la expropiación sin indemnización y colocó al país a tono con tratados internacionales según los cuales "ninguna persona puede ser privada de sus bienes, excepto mediante el pago de indemnización justa, por razones de utilidad pública o de interés social en los casos y según las formas establecidas por la ley", como señala el Pacto de San José de Costa Rica, del cual el país hace parte.

### **E. Evaluación de las medidas**

Las compañías privadas consideraron favorables las medidas aprobadas. Según el gremio que las representa, la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP), el impacto más significativo sobre la economía de los proyectos proviene del efecto combinado de la flexibilización de las regalías y la reducción de la participación de Ecopetrol en los nuevos contratos.

---

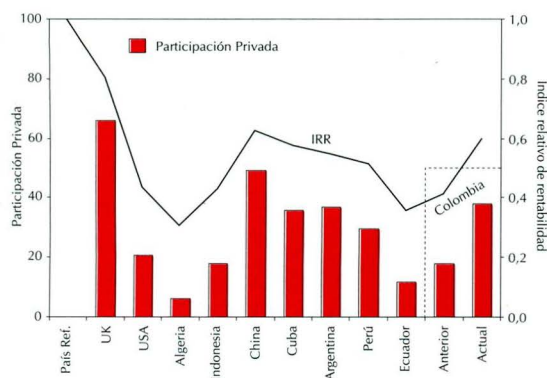
<sup>25</sup> El atentado contra el Oleoducto Central S.A. ocurrió el 18 de octubre de 1998 y causó la muerte a 73 personas y heridas a otras 37. La propagación de la onda explosiva destruyó 64 casas, parte de la infraestructura de servicios públicos, el puente sobre el río Pocuné, generó la muerte de animales domésticos y la devastación de áreas de cultivo.

En su concepto, la modificación del sistema de depreciación es un paso adelante, pero una reducción en el número de años no tiene un gran impacto sobre la rentabilidad de los proyectos. El nuevo sistema de regalías, analizado individualmente, es bueno, pero no es óptimo en la medida que castiga a los campos grandes que quedarán gravados con el 25%. Sin embargo, se reconoce que la competitividad de los campos pequeños y medianos mejoró sustancialmente bajo este nuevo esquema.

El modelo económico utilizado por la ACP muestra que para campos con reservas de hasta 75 millones de barriles, el Índice Relativo de Rentabilidad, (IRR) del país era inferior en las condiciones anteriores a los de Perú, Argentina, Cuba, China, Indonesia, Estados Unidos y el Reino Unido, y sólo superaba al de Algeria y Ecuador. Introducidas las nuevas reformas, mejora significativamente la participación privada y el IRR para campos de hasta 75 millones de barriles. El IRR mejora en relación con el mismo grupo de países y solamente es superado por China y el Reino Unido (Gráfico 30).

Para el caso de los campos de hasta 1.500 millones de barriles descubiertos con las condiciones ante-

**Gráfico 30. ÍNDICE RELATIVO DE RENTABILIDAD**  
**Participación privada: campos 75 MB**



Fuente: Petroconsultans, cálculos ACP.

riores en áreas inactivas, el IRR del país era inferior al de los demás países de la muestra. Sin embargo, incluyendo las reformas, la participación de la asociada se incrementa y el Índice mejora en relación con los términos anteriores y con la mayoría de países. Como se observa en el gráfico, el nuevo Índice sería similar al de los Estados Unidos y mejor con respecto a Algeria, Indonesia, China, Cuba y Ecuador. Sin embargo, los índices de rentabilidad del Reino Unido, Argentina y Perú estarían aún por encima del colombiano.

Comparando los dos campos, el de 75 millones y 1.500 millones de barriles, se tiene que el IRR desciende de 0,60 a 0,50 debido, según la ACP, al incremento de la tasa de regalías para campos grandes, que pasó después de la reforma de 20% a 25%. De todas formas, el Índice mejora respecto a la situación actual especialmente por la mayor participación de la empresa privada en el proyecto. (Gráfico 31).

## F. Impacto sobre la economía

### 1. Proyecciones de Fedesarrollo

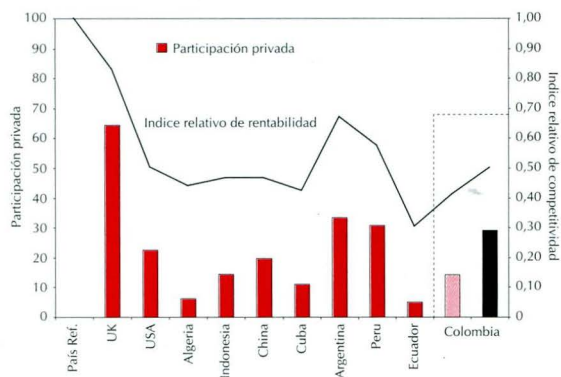
Fedesarrollo llevó a cabo recientemente un estudio<sup>26</sup> para determinar el impacto de las medidas aprobadas sobre el Producto Interno Bruto, la balanza de pagos, las cuentas fiscales y los sectores sociales. Para este propósito, construyó tres escenarios.

En el primero, (escenario bajo), se asumió que las autoridades no modifican los contratos de asociación. En el segundo, (escenario medio), se intro-

<sup>26</sup> Carrasquilla, A., Correa, R., Fainboim, I., Mora, H., "Efectos de Cambios en los Contratos de asociación Petroleros", abril de 1999, Fedesarrollo.



**Gráfico 31. ÍNDICE RELATIVO DE RENTABILIDAD**  
Reservas hasta 1.500 millones de barriles

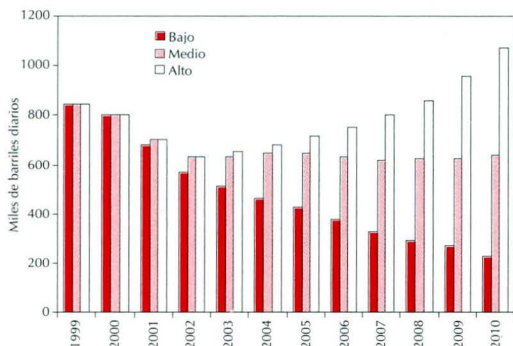


Fuente: Petroconsultants, cálculos ACP.

dujeron los cambios mencionados atrás, pero se supuso que las compañías petroleras no reaccionan demasiado en términos de nueva inversión. El tercer escenario (alto), igualmente incorporó las reformas, pero en éste las empresas privadas incrementarían sustancialmente la inversión en el sector.

Como se observa en el gráfico, la producción de petróleo del país se reduciría sin reformas, y con ellas se mantendría a niveles de 600 mil barriles

**Gráfico 32. PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO**  
Millones de barriles diarios



Fuente: Cifras: Ecopetrol; proyecciones: Fedesarrollo.

diarios o se incrementaría gradualmente si hubiera una reacción muy positiva por parte de los inversionistas (Gráfico 32)

En cualquier caso, la producción y las exportaciones de Ecopetrol descenderían permanentemente, y éstas últimas desaparecerían en el 2003 cuando su producción se destinaría a refinerías y la empresa estatal debería adquirir parte del crudo de las asociadas para cumplir con sus metas de abastecimiento nacional de combustibles.

## 2. Conclusiones del estudio

### a. Efectos sobre el producto

Una comparación entre los escenarios mencionados revela que el sector de hidrocarburos podría aportar, gracias a los cambios en la política, 0,65 puntos del PIB por año en promedio. Esta cifra refleja el hecho de que, a pesar de que la nueva política es positiva, Colombia no es un país petrolero y el peso de este sector en la economía no es demasiado grande.

Como resultado de las medidas, además, el sector petrolero aportaría 15,3 puntos porcentuales al total de exportaciones del país y 13,8 a la inversión en el período de estudio (1999-2010), porcentajes que se explican por el mayor volumen de exportaciones y por los mayores montos de inversión requeridos para la construcción de infraestructura, acuerdos con niveles superiores de extracción.

Por otro lado, buena parte del crecimiento de PIB en la próxima década se explicaría por el dinamismo de los sectores de la minería y la construcción. El auge del sector de hidrocarburos propiciado por las nuevas medidas y la importante reacción de las petroleras, estimularía el crecimiento de la minería en 49,1% durante todo el período, contra una disminución del 21,1% si éstas no se hubiesen adop-



tado. Igualmente, el sector de la construcción crecería 43%, frente a 36,7% en el escenario bajo. La diferencia entre estos dos porcentajes no es elevada, pero su peso es significativo en el crecimiento del PIB.

Con estos resultados, es posible concluir que el impacto de la reforma en la política petrolera tiene efectos focalizados en el crecimiento económico y que su magnitud en el agregado no es despreciable (Cuadro 3).

**b. Impacto sobre la balanza de pagos**

Las proyecciones de las cuentas externas del país señalan que con la nueva política las exportaciones de crudo aportarían 41 puntos porcentuales al crecimiento de las exportaciones totales en la próxima década, es decir un 3,7% anual. Sin embargo, a pesar de que las mayores exportaciones de crudo contribuirían a cerrar el déficit comercial del país, no tendrían el mismo efecto sobre la cuenta corriente de la balanza de pagos.

Esto se explica porque, si bien el país exportaría más petróleo, las compañías multinacionales remiten el producto de las ventas a sus casas matrices ya que se trata de exportaciones no reembolsables. En segundo lugar, al remitir al exterior las utilidades generadas en el país, afectan la balanza de servicios. En consecuencia el déficit de cuenta corriente de la balanza de pagos no mostraría mejoría en

ninguno de los tres escenarios, e incluso en algunos casos empeoraría (Cuadro 4).

Como puede observarse, el déficit de la cuenta corriente sería equivalente al 6,3% como proporción del PIB en promedio para los próximos 10 años, en el escenario más alto.

La otra pregunta que se desprende del análisis de estos escenarios es: ¿va a ser suficiente la inversión extranjera en petróleo para financiar estos déficits en cuenta corriente? La respuesta es no. Si bien en los escenarios con reformas mejorarían la cuenta de capital, los flujos no serían suficientes para cubrir el desequilibrio externo.

**c. Efecto sobre las finanzas públicas**

La evolución del sector petrolero afecta de manera importante las finanzas de la Nación y de las entidades territoriales. Para calcular su impacto e importancia relativa, se proyectaron las finanzas de Ecopetrol, luego las de la Nación y por último las de las entidades territoriales.

Los resultados de las proyecciones para Ecopetrol no muestran mayores diferencias en los tres escenarios: las finanzas de la entidad registran una leve mejoría entre el 2000 y el 2002 y luego un lento deterioro a partir del 2003. Sin embargo, en el escenario sin reformas hay una menor elasticidad de

**Cuadro 3. VARIABLES DE LA ECONOMÍA**  
**Proyecciones promedio 1999-2010**

	Bajo (A)	Medio (B)	Alto ©	(A) – (C)	% anual
PIB	56,5	60,7	63,7	7,2	0,65
Minería	(-21,1)	13,8	49,1	70,2	6,38
Construcción	36,7	39,8	43	6,3	0,57

Fuente: Fedesarrollo (Proyecciones).

**Cuadro 4. PRINCIPALES VARIABLES DE LA CUENTA CORRIENTE Promedio como % del PIB 1999-2010**

	Bajo	Medio	Alto
Exportaciones	13,6	14,1	14,5
Importaciones	14,7	14,7	14,9
Balanza Comercial	-1,1	-0,6	-0,4
Cuenta Corriente	-5,8	-5,9	-6,3

Fuente: Fedesarrollo (Proyecciones).

la inversión a la producción, es decir, con una inversión cayendo obtiene una caída de la producción menos rápida que con el escenario con reformas. En éste, la inversión también decrece pero la producción que le corresponde a Ecopetrol cae más rápido debido al esquema de distribución de 70/30 (Gráfico 33).

Los estimativos de largo plazo del Gobierno Central reflejan una recuperación de las finanzas entre 1999 y el 2002 (explicada principalmente por la reforma tributaria de 1998 y por la recuperación de la economía desde el 2000), pero muestran déficits crecientes a partir del 2003. Esto ocurre con y sin reformas petroleras. Sin embargo, éstas últimas re-

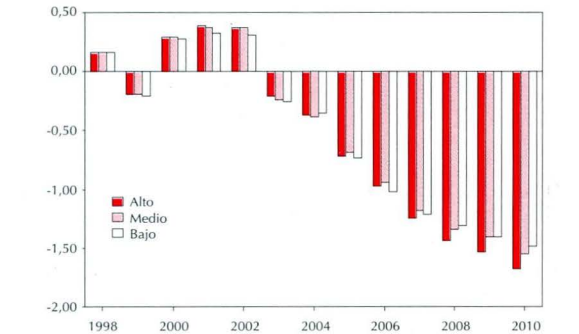
ducirían el déficit estimado en cada año, por ejemplo, en el año 2010 se pasaría de 7% a 6,1%. Esto indica que los beneficios de las reformas, aunque positivos, no alcanzan a compensar la fuerte dinámica esperada del gasto público especialmente en los rubros de transferencias y de intereses de la deuda.

Un resultado similar se observa en el caso de las entidades territoriales, donde las proyecciones muestran un deterioro lento pero sostenido de las finanzas en la próxima década. Este comportamiento obedece al crecimiento de la carga de la deuda y la poca elasticidad de algunos tributos, especialmente de los departamentales. Es claro que incluso hoy algunos departamentos y municipios se encuentran en situación de insolvencia y que difícilmente saldrán de ella en el corto plazo. En síntesis, el mayor ingreso por regalías y otros recursos derivados de las reformas en el sector petrolero, no son suficientes para contrarrestar las presiones deficitarias.

**d. Efectos sobre la Inversión Social**

El desempeño del sector petrolero afecta positivamente la inversión social a través de un incremento de los ingresos corrientes del gobierno central que se traducen en un mayor valor del situado fiscal y en mayores transferencias.

**Gráfico 33. BALANCE FISCAL DE ECOPETROL 1999-2010 (% del PIB)**



Fuente: Proyecciones de Fedesarrollo con base en cifras de Ecopetrol.

Los escenarios petroleros con y sin reformas determinan perfiles diferentes del comportamiento de las regalías, que son distribuidas a través del Fondo Nacional de Regalías y una parte de ellas se destina a la inversión social. Existen otros recursos para iguales fines, como las rentas cedidas por la Nación a los departamentos y los ingresos tributarios y no tributarios de las entidades territoriales.

La diferencia entre hacer cambios en la política petrolera y no hacerlos, es de 4,2 billones de pesos constantes de 1996 adicionales, que las entidades

territoriales podrían invertir en diferentes áreas sociales. Asumiendo que las entidades cumplen con los porcentajes de inversión establecidos por la ley para salud y educación, éstas tendrían recursos adicionales por 594 mil millones de pesos para salud, 1,1 billones de pesos para educación y 2,4 para otras inversiones (recreación, vivienda e infraestructura, entre otros).

Las proyecciones señalan que con los recursos de salud destinados a los llamados subsidios a la demanda, se podría financiar la afiliación de cerca de 400.000 personas cada año durante los próximos diez años. Más aún, en el evento en que los sobrantes de inversión que se registran especialmente en algunos departamentos se redistribuyeran y se corrigieran algunas inequidades derivadas de la ley 60, el número de afiliados por año al sistema de salud se elevaría a más de 660.000 personas promedio durante el período 1999-2010.

En suma, las reformas petroleras tienen una gran incidencia sobre la generación de recursos adicionales para la inversión de las entidades territoriales y, por tanto, en el logro de metas muy importantes en las áreas de salud y educación.

## **G. Conclusiones**

Las autoridades petroleras han introducido cambios en los contratos de asociación cada 15 meses en promedio durante los últimos cinco años, los cuales, vistos a la luz de las variables fundamentales de la industria, no han logrado contrarrestar la tendencia recesiva del sector iniciado con las modificaciones de 1989.

En la búsqueda de capital de riesgo para el sector petrolero el país ha caído en un clima de inestabilidad contractual, lo cual, unido a la depresión internacional del precio, lleva a que los inversionistas

prefieran esperar nuevos cambios o a buscar otros horizontes.

Los cambios hechos hasta 1997 no han logrado mejorar la competitividad de la industria, y han perdido su efectividad en un mundo donde países de condiciones similares han sido mucho más agresivos en la búsqueda de las inversiones para la exploración de hidrocarburos.

La reforma petrolera recientemente aprobada será fundamental para dar un giro a la tendencia que hoy tiene el sector. La flexibilización del esquema de regalías mejoró el índice relativo de competitividad, especialmente en los campos pequeños y medianos. Castigó a los campos grandes al establecer regalías del 25%. De todas formas, el efecto combinado de la flexibilización de las regalías y la reducción de la participación de Ecopetrol en los nuevos proyectos, mejoró la competitividad del país respecto a varios de los países de la región.

Según un reciente estudio de Fedesarrollo, el aporte del sector petrolero en el caso de una acogida importante por parte de los inversionistas a las últimas medidas aprobadas, no es un significativo en términos de PIB debido a que su peso en la economía no es muy grande. Se destaca, eso sí, un importante impulso a los sectores de la minería y la construcción.

En el mejor escenario, las mayores exportaciones de crudo no mejoran la situación de la balanza comercial, debido a que éstas corresponden a las compañías extranjeras y no son reembolsables. Las proyecciones de Fedesarrollo señalan que, en este escenario, se elevaría el déficit de la cuenta de servicios debido a la remesa de utilidades que las compañías afectan a sus casas matrices.

Los nuevos recursos que las últimas reformas contractuales pudieran generar a Ecopetrol no mejoran sin embargo su situación financiera. La pesada car-

ga convencional, incluidas las pensiones llevarán un deterioro gradual a lo largo de la década entrante. Tampoco los recursos derivados de las reformas servirán para mejorar la situación de las finanzas públicas de la Nación, debido al peso creciente que en ellas tendrán las transferencias, el costo de la deuda y los mayores gastos esperados. Una situación similar se presentará en los entes territoriales, algunos de los cuales se encuentran desde ahora en condiciones de insolvencia.

El impacto más importante de los cambios en los contratos petroleros de asociación es en el sector social. Las proyecciones señalan que en el mejor escenario, la Nación y los entes territoriales tendrían 4,2 billones de pesos constantes adicionales (1996=100) en la próxima década y que si se utilizara el porcentaje establecido para el sector de la salud, más de 660.000 colombianos podrían ser incorporados al régimen actual, fuera del cumplimiento de metas en otras áreas sociales.