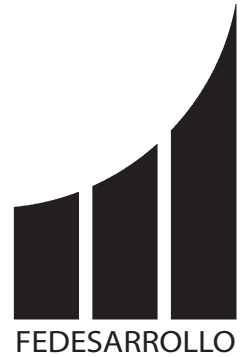


ISSN 0120-3576

VOLUMEN XIX No. 1
MARZO, 1989



coyuntura económica

ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA

El petróleo en la economía colombiana

Guillermo Perry R.[†]

I. Introducción

Colombia fue durante varias décadas un exportador neto de hidrocarburos; pasó a constituirse en un importador neto en 1976, apenas dos años después de que se habían cuadruplicado los precios del crudo en los mercados internacionales; conservó este carácter hasta 1985 y recuperó a partir de 1986 el de exportador neto.

El presente artículo ilustra los beneficios económicos que ha derivado el país de sus exportaciones petroleras y los altos costos que pagó durante la década en que se convirtió en importador neto. Para este propósito se analizan las consecuencias de las exportaciones e importaciones del petróleo y sus derivados sobre la balanza de pagos del país, el ahorro interno, la situación fiscal y las finanzas de Ecopetrol (secciones II y III).

En segundo lugar, el artículo precisa los determinantes de la evolución de la situación petrolera del país y, con base en este análisis, discute las perspectivas futuras. En esta parte, el estudio se centra en las variaciones que ha tenido la política de exploración durante el período analizado y sus consecuencias (sección IV). Se discute también, someramente, la incidencia de las políticas de precios y sustitución de los derivados del petróleo sobre el comercio neto de hidrocarburos, así como las prioridades de inversión de la empresa estatal (sección V).

En la última sección se discuten algunos de los principales interrogantes hacia el futuro. Se examina, en particular, hasta qué punto el país demuestra síntomas moderados de la denominada

[†] El autor agradece a Armando Córdoba y Julián García, de la Dirección de Planeación Corporativa de Ecopetrol, por el suministro de la información utilizada en este artículo.

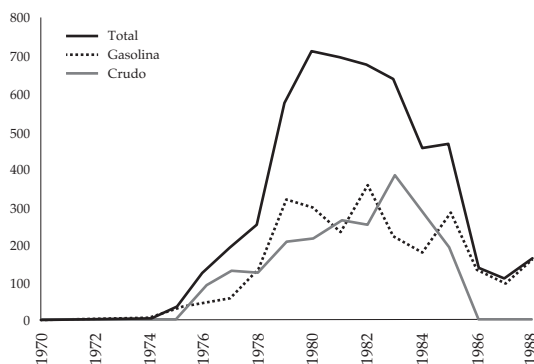
Este artículo originalmente se encuentra en "Coyuntura Económica" (Vol. 19 (1), pp. 95-120), 1989.

"enfermedad holandesa", por reacciones inapropiadas de la política cambiaria y de comercio exterior, o de la política fiscal ante la reciente generación de excedentes petroleros. Se discuten también los instrumentos y políticas que sería necesario adoptar para evitar estos riesgos y, al mismo tiempo, garantizar que el sector petrolero pueda continuar efectuando contribuciones a la economía nacional en el mediano y largo plazo (sección VI).

II. La evolución de las importaciones y exportaciones de hidrocarburos y su impacto sobre la balanza de pagos del país

Los Cuadros y los Gráficos 1 a 3 muestran la evolución de las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y su balance neto entre 1970 y 1988. Se indican también las compras en moneda extranjera de crudo de las compañías concesionarias y

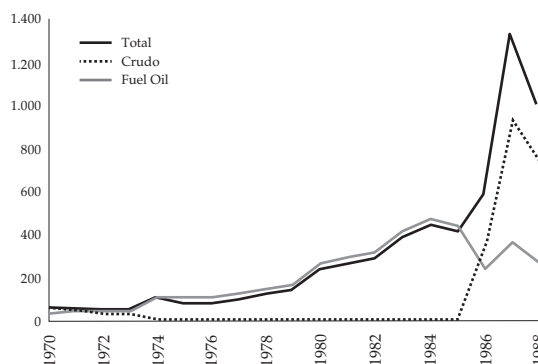
Gráfico 1
IMPORTACIONES DE PETRÓLEO Y DERIVADOS,
1970-1988 (Millones de US\$)



Fuente: Ecopetrol.

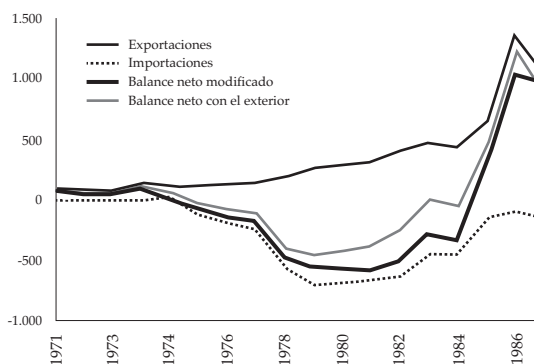
asociadas producido en el país. Como se observa, el país tuvo exportaciones netas de hidrocarburos hasta el año de 1975; entre 1976 y 1985 fue importador neto y recuperó el carácter de exportador neto a partir de 1986 (Cuadro 3, columna 7 y Gráfico 3).

Gráfico 2
EXPORTACIONES DE PETRÓLEO Y DERIVADOS,
1970-1988 (Millones de US\$)



Fuente: Ecopetrol.

Gráfico 3
BALANCE COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
(Millones de US\$)



* Equivale al balance neto con el exterior menos compras internas de crudo para refinación.

Fuente: Ecopetrol.

Cuadro 1
EXPORTACIONES DE CRUDO Y DERIVADOS

Año	Exportaciones de crudo				Exportaciones de Fuel Oil				Exportación de ACPM				Total Exportac.
	Compañías privadas		Compañías Ecopetrol		Compañías privadas		Compañías Ecopetrol		Compañías privadas		Compañías Ecopetrol		
	Volumen (MBPD)	Precio (US\$/b)	Valor (Millones US\$)	Volumen (MBPD)	Precio (US\$/b)	Valor (millones)	Volumen (MBPD)	Precio (US\$/b)	Valor (millones)	Volumen (MBPD)	Valor precio (millones US\$)	Valor (mill. US\$)	
1970	0.0	85.6	1.9	0.0	58.7	21.7	1.6	12.4	2.3	2.4	0.2	73.7	
1971	0.0	69.6	2.0	0.0	51.3	24.3	1.9	17.1	2.6	2.5	1.3	72.2	
1972	0.0	40.8	2.1	0.0	30.7	24.5	2.1	18.6	3.2	7.7	6.7	63.7	
1973	0.0	26.0	2.7	0.0	25.4	22.4	2.9	23.7	7.8	8.5	7.4	65.0	
1974	0.0	1.3	9.3	0.0	4.4	23.8	9.7	84.2	11.0	12.6	18.1	119.4	
1975	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.8	9.7	84.6	0.0	0.0	2.3	86.9	
1976	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.0	9.6	83.8	0.0	0.0	5.7	89.4	
1977	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.6	12.1	104.5	0.0	0.0	4.1	108.6	
1978	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.4	11.2	124.2	0.0	0.0	2.6	126.9	
1979	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.6	16.3	146.3	0.0	0.0	4.1	150.5	
1980	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.9	25.2	238.4	0.0	0.0	2.9	241.3	
1981	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.4	25.6	265.9	0.0	0.0	4.3	270.2	
1982	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.6	23.9	283.8	0.0	0.0	7.6	291.4	
1983	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.9	24.2	378.3	0.0	0.0	4.6	382.9	
1984	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46.0	26.4	442.6	0.0	0.0	2.4	445.0	
1985	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	51.7	21.6	406.6	0.0	0.0	3.3	409.9	
1986	45.3	36.4	11.9	196.7	158.3	52.6	10.8	206.3	3.4	14.4	3.3	582.2	
1987	71.1	72.3	17.6	456.6	464.4	58.6	15.5	331.0	8.0	20.3	5.7	1316.6	
1988	78.8	65.8	13.7	394.9	329.8	59.0	10.6	228.5	5.2	17.7	1.5	988.2	
Totales													
1970-1974	0.0	81.5	2.1	0.0	170.5	42.6	3.7	156.1	6.6	5.1	33.7	394.0	
1975-1985	0.0	0.0	n.d.	0.0	0.0	129.1	19.8	2558.9	0.0	n.d.	44.0	2602.9	
1986-1988	71.2	63.7	15.0	1048.0	952.5	62.1	12.3	765.8	6.0	18.3	10.5	2887.1	

Nota: MBPD, miles de barriles por día.
Fuente: Ecopetrol.

Cuadro 2
IMPORTACIONES DE CRUDO Y DERIVADOS

Año	Importaciones de crudo			Importaciones de gasolina			Importación de ACPM			Otras importaciones*		
	Volumen (MBPD)	Precio (US\$/lb)	Valor (mill. US\$)	Volumen (MBPD)	Precio (US\$/lb)	Valor (mill. US\$)	Volumen (MBPD)	Precio (US\$/lb)	Valor (mill. US\$)	Volumen (MBPD)	Precio (US\$/lb)	Valor (mill. US\$)
1971	0.0	0.0	0.0	2.2	3.5	0.0	0.2	4.4	0.3	3.2	3.4	
1972	0.0	0.0	0.0	0.6	4.8	1.1	0.0	0.0	0.0	0.2	1.2	
1973	0.0	0.0	0.0	0.4	4.5	0.6	0.0	0.0	0.0	0.1	0.7	
1974	0.0	0.0	0.0	0.6	12.6	2.6	0.0	0.0	0.0	0.8	3.4	
1975	0.0	0.0	0.0	5.5	12.9	26.0	0.0	0.0	0.0	0.4	26.3	
1976	18.4	12.5	83.6	6.9	14.0	35.3	0.1	13.8	0.5	1.2	120.7	
1977	25.8	13.9	130.5	9.5	14.8	51.1	0.6	16.3	3.4	1.5	186.6	
1978	24.2	13.6	120.4	22.0	15.5	124.3	0.2	21.0	1.6	0.2	246.5	
1979	24.6	23.2	207.6	25.5	33.5	311.6	2.8	44.0	45.7	1.0	565.9	
1980	19.7	29.6	212.9	20.7	38.5	291.2	2.8	45.1	46.2	150.8	701.1	
1981	20.9	34.4	262.0	15.2	40.3	223.3	0.0	0.0	0.0	200.0	685.4	
1982	20.0	34.0	248.2	25.6	37.9	353.9	0.6	39.9	8.5	53.8	664.4	
1983	37.9	27.6	308.8	17.7	32.7	210.7	0.0	0.0	0.0	32.5	624.1	
1984	26.8	27.8	271.6	15.5	29.3	165.9	0.0	0.0	0.0	7.1	444.7	
1985	18.5	26.7	180.4	25.8	29.3	276.1	0.0	0.0	0.0	2.7	459.2	
1986	0.0	0.0	0.0	21.0	15.7	120.4	0.0	0.0	0.0	13.4	133.8	
1987	0.0	0.0	0.0	12.9	19.2	90.7	0.0	32.5	0.1	12.2	103.0	
1988	0.0	0.0	0.0	22.6	18.6	153.1	0.2	20.2	1.5	1.2	155.7	
Totales												
1970-1974	0.0	n.d.	0.0	1.4	3.1	4.3	0.1	4.4	0.3	4.3	8.8	
1975-1985	86.4	24.3	2096.2	69.3	29.9	2069.4	2.6	40.7	106.0	451.3	4724.9	
1986-1988	0.0	n.d.	0.0	20.6	17.6	364.2	0.1	20.7	1.6	2.6	392.6	

* Incluye Gasoleo en periodo 1980-1983

Fuente: Ecopetrol.

Cuadro 3
BALANCE COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BALANCE COMERCIAL TOTAL DEL PAIS
(Millones US\$ y porcentajes)

Año	Millones US\$	Export. hidrocarb. totales (%)	Import. hidrocarb. totales (%)	Import. hidrocarb. + compra crudo (%)	Imp. hidrocarb. + compra crudo (%)	Exp.-Imp. hidrocarb. totales (%)	Bal. modif. hidrocarb. (1)-(5) Millones US\$	Exp.-Imp. totales (%)	Millones US\$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1971	72.2	10.5	3.4	24.3	2.6	68.8	47.9	-28.7	-20.0
1972	63.7	7.4	1.2	25.8	3.0	62.5	37.9	891.8	540.8
1973	65.0	5.5	0.7	25.7	2.4	64.3	39.3	55.5	33.9
1974	119.4	8.4	3.4	46.4	2.9	116.0	73.0	-64.3	-40.5
1975	86.9	5.9	26.3	78.7	5.3	60.6	8.2	-204.7	-27.7
1976	89.4	5.1	120.7	175.5	10.3	-31.3	-86.1	-84.5	-232.5
1977	108.6	4.4	186.6	257.6	12.7	-78.0	-149.0	-18.8	-35.9
1978	126.9	4.2	246.5	313.0	11.0	-119.6	-186.1	-71.9	-111.9
1979	150.5	4.6	565.9	631.0	19.5	-415.4	-480.5	-617.7	-714.5
1980	241.3	6.1	701.1	801.6	17.2	-459.8	-560.3	64.1	78.1
1981	270.2	9.1	685.4	848.2	16.3	-415.2	-578.0	18.5	25.8
1982	291.4	9.4	664.4	888.3	16.2	-373.0	-596.9	15.7	25.1
1983	382.9	12.4	624.1	906.0	18.2	-241.2	-523.1	12.8	27.7
1984	445.0	12.8	444.7	743.4	16.5	0.3	-298.4	0.0	29.6
1985	409.9	11.5	459.2	766.2	18.5	-49.3	-356.3	8.5	61.6
1986	582.2	11.4	133.8	329.0	9.2	448.4	253.2	29.4	16.6
1987	1316.6	26.2	103.0	319.0	7.5	1213.6	997.6	152.4	125.3
1988	988.2	19.6	155.7	349.5	7.0	832.5	638.7	1954.4	1499.4

Fuente: Ecopetrol, DANE y cálculos del autor.

Las variaciones en la incidencia cambiaria de esta evolución del intercambio comercial resultan más pronunciadas cuando se toman en cuenta las compras de crudo en moneda extranjera para refinación interna a las compañías concesionarias y asociadas (Cuadro 3, columna 9).

El Cuadro 3 presenta la evolución del balance comercial de hidrocarburos (columna 7), en relación con el balance comercial del país (columna 8), así como un balance modificado, teniendo en cuenta los pagos en moneda extranjera por crudo producido en el país.

Naturalmente, sería más deseable obtener una estimación completa del efecto neto del sector sobre la balanza de pagos, tomando en cuenta las importaciones de bienes y servicios y los ingresos netos de capital. Sin embargo, no se dispone de estos estimativos. La primera aproximación, para 1987, se presenta en el Cuadro 4.

Entre 1975 y 1980 las importaciones totales de crudo y derivados crecieron con gran rapidez, hasta alcanzar en ese último año un valor de US\$701.1 millones. A partir de ese año comenzaron a reducirse en forma continua hasta ubicarse en US\$103 millones en 1987 y volver a aumentar ligeramente a US\$155.7 millones en 1988. Si a las importaciones se añade el 75% de las compras de petróleo crudo a las compañías concesionarias y asociadas para refinar en el país, que se paga en dólares, esta cifra alcanza un valor de US\$906 millones en 1983 y comienza

a descender luego hasta US\$319 millones en 1987, para aumentar ligeramente a US\$349.5 millones en 1988 (Cuadro 3, columna 5).

Como porcentaje de las importaciones colombianas, las de hidrocarburos llegaron a representar

Cuadro 4
BALANZA DE PAGOS Y CAMBIARIA DEL
SECTOR HIDROCARBUROS EN 1987
(Millones de dólares corrientes)

Transacciones con el exterior (Balanza de pagos)	
Cuenta Corriente	115.8
Bienes (Balanza Comercial)	891.6
Balanza comercial de hidrocarburos	1225.2
Exportaciones de crudo y derivados	1328.2
Importaciones de derivados	-103.0
Otras importaciones de bienes (maq, equip, mat.)	-333.6
Servicios	-775.8
Servicios técnicos contratados con el exterior	-56.3
Intereses deuda externa Ecopetrol	-101.4
Ventas a naves internacionales	43.0
Renta de la inversión compañías extranjera	-661.1
Cuentas de Capital	-4.5
Crédito externo Ecopetrol (neto)	-126.0
Neto crédito largo plazo	-1.0
Neto crédito corto plazo	-125.0
Variación de activos en el exterior Ecopetrol	-90.6
Capital de inversión extranjera	212.1
Saldo de balanza de pagos del sector	111.3
Transacciones con el Banco de la República (Balanza cambiaria)	
Ecopetrol (saldo)	-38.1
Venta (compra) títulos en divisas a favor de Ecopetrol	-18.0
Reintegro de divisas por convenios	0.0
Déficit (superávit) de divisas	-20.1
Saldo de transacciones con Ecopetrol	-38.1
Resto del sector (saldo)	149.4
Capital petróleo	31.7
Reintegro de exportaciones de crudo	-119
Compra de divisas por compañías nacionales	-1.3
Saldo total	111.3

Fuente: Ecopetrol (preliminar).

el 17.5% y, adicionadas por las compras internas de crudo, el 19.5% en 1979 (Cuadro 3, columnas 4 y 6). La suma de las importaciones entre 1975 y 1985 alcanzó el valor de US\$4.724.9 millones, lo que unido con las compras de crudos nacionales en moneda extranjera ascendió a US\$6.409.5 millones. Para dar una idea de la importancia de estas erogaciones, estas cifras representan aproximadamente el 44.4% y 60.2%, respectivamente, de la deuda externa pública colombiana a finales de 1985. De no haber tenido el país que incurrir en ellas, y *ceteris paribus*, el país habría terminado en 1985 con una deuda externa inferior en un 71.9%¹ (o en 94.7%, si se consideran también los pagos en moneda extranjera de crudos nacionales), lo que hubiera facilitado enormemente el manejo de la crítica situación cambiaria que se vivió en ese año; o alternatively, con reservas internacionales superiores en un 331.0% o 436.1% a las de ese año.

El impacto de las importaciones netas sobre la situación externa del país en este período pudo haber sido mucho mayor. La coincidencia de la bonanza cafetera de 1976 a 1980 con el período de rápido crecimiento de las importaciones de hidrocarburos, permitió evitar las dificultades cambiarías que este podría haber ocasionado. Por su parte, el viraje de la política petrolera en 1974-1976 permitió que comenzaran a reducirse a partir de 1981, cuando, ante la "destorcida" de los precios del café, hubiesen podido tener consecuencias devastadoras sobre la

situación cambiaría del país. Además, a partir de 1979 se dio un incremento notable en la inversión extranjera en la exploración y desarrollo de campos.

De otro lado, las ventas externas de hidrocarburos que representaban el 10.5% de los ingresos externos por exportaciones del país en 1971, disminuyeron hasta un 4.23% en 1978, para volver a aumentar hasta un 26.2% en 1987 (Cuadro 3, columna 2). Si se consideran las exportaciones netas de importaciones y compras de crudos nacionales en moneda extranjera, este último porcentaje sería del 19.85%.

Como ilustra el Cuadro 5, las perspectivas inmediatas son las de un incremento sustancial de las

Cuadro 5
PRODUCCIÓN, EXPORTACIONES E
IMPORTACIONES 1989-1992
(MBPD)

	1989	1990	1991	1992
Producción				
Directa	90.4	102.6	110.3	107.6
Asociación	277.2	289.4	377.1	388.1
Concesión	64.3	58.3	52.6	44.3
Exportación				
Crudo	124.3	131.6	187.9	161.6
{ Ecopetrol				
{ Otros	77.5	77.5	112.5	120.4
Fuel Oil	57.0	60.2	56.1	56.2
Importación				
Gasolina	29.2	28.7	34.6	33.3

Fuente: Ecopetrol, información suministrada al DNP para informe a banca internacional.

¹ Considerando los intereses que se habría ahorrado el país durante el período.

exportaciones netas de hidrocarburos, las cuales, aun con una proyección conservadora del nivel del precio internacional, representarán un 27.3% de los ingresos por exportaciones del país en 1992².

El crecimiento de las exportaciones petroleras en los últimos años, junto con las de otros minerales y las "menores" agrícolas e industriales, ha permitido una considerable diversificación de la estructura de los ingresos externos del país. El café ha pasado apenas en una década de representar entre el 45 y el 60% de los ingresos por exportaciones, a cerca de un 30% en 1987 y 1988. En 1987, los ingresos por café se redujeron en más de US\$1100 millones con respecto al año anterior y esta reducción fue compensada casi en su totalidad por el incremento de exportaciones netas petroleras (de US\$734.4 millones) y de otros rubros, de modo que los ingresos totales por exportaciones del país fueron muy similares en los dos años. Gracias a ello, por primera vez en la historia económica reciente una "destorcida" de los precios internacionales del café no condujo al país a la inminencia de una crisis cambiaría.

En 1988, el valor de las exportaciones petroleras se redujo apreciablemente como consecuencia de la baja de precios en el mercado internacional y del efecto de los atentados terroristas sobre el nivel de producción (equivalente a un mes y medio de parálisis de las exportaciones de crudo). Este descenso,

sin embargo, fue compensado casi *con exactitud* por el incremento en otros rubros de exportación. En esta forma, el sector externo colombiano ha dejado de depender de las variaciones de los precios de un solo producto en el mercado internacional. Hacia el futuro, se espera que en situaciones de normalidad de precios se dé un crecimiento considerable de las exportaciones totales, con un incremento de la participación de las petroleras. En caso de que ocurra una crisis en los precios de alguno de los principales productos, el efecto de esta podrá ser por lo menos parcialmente compensado con los incrementos en valor de otras exportaciones, como ocurrió en 1987 y 1988.

En otras palabras, el país consiguió ya diversificar sus exportaciones, lo que constituyera en décadas pasadas uno de los principales objetivos de política económica. La economía colombiana goza hoy en día de la solidez que otorga una estructura diversificada de ingresos externos, en buena parte gracias a la evolución de su situación petrolera. Naturalmente, para mantenerse, esta solidez externa requiere que se continúe aplicando una política cambiaria apropiada, una política de desarrollo petrolero y minero y una apertura moderada de las importaciones (resistiendo la tentación de liberaciones abruptas) y que se practique una política prudente de financiamiento externo, que no conduzca a transferencias excesivas de recursos domésticos hacia el exterior.

² Ver proyección de la balanza de pagos del país presentada en Coyuntura Económica, Vol. XVIII, No. 4, diciembre, 1988, pp. 45-47.

III. Impacto sobre el ahorro público y la situación fiscal

El Cuadro 6 presenta la evolución de la situación financiera de Ecopetrol, su generación interna neta de fondos y sus superávits totales, en relación con el déficit consolidado del sector público. Como se observa, la empresa ha generado utilidades importantes durante los años en que el país ha sido exportador neto de petróleo y tuvo pérdidas significativas durante buena parte de los 10 años en que el país fue importador neto de petróleo. Además, la empresa ha tenido en, todos los años, con excepción de 1985, una generación interna neta de fondos superior al valor de sus inversiones. Estos superávits han contribuido de manera significativa a reducir los déficits consolidados del sector público. En particular, en 1987, el déficit consolidado hubiera sido superior en un 130.33%, de no haber mediado el altísimo superávit de Ecopetrol.

Por su parte, el Cuadro 7 presenta el pago de impuesto de renta o distribución de utilidades, los impuestos al consumo, las regalías y diversos aportes efectuados por la empresa. La suma de estas transferencias ha crecido en forma dramática en los últimos años en términos reales (columna 5), para llegar a representar hasta un 19.74% de los ingresos corrientes de la Nación en 1987 (columna 6). Lo mismo sucede con la contribución al ahorro total del país (columna 7), que ha representado porcentajes muy significativos del ahorro público consolidado y del ahorro nacional (columnas 8 y 9). Se observa cómo estas

contribuciones disminuyeron apreciablemente en los años de rápido crecimiento de las importaciones (hasta 1978-79), para volver a incrementarse luego.

A esta contribución de la empresa al ahorro público habría que añadir la contribución tributaria de las empresas concesionarias y asociadas y su reinversión de utilidades, para obtener una visión global de la contribución del sector petrolero al ahorro nacional y al ahorro público en particular. Desafortunadamente, no se dispone de información completa sobre el nivel de tributación de las compañías privadas, ni sobre la reinversión de utilidades en el país.

Debe señalarse que el manejo de los precios internos de los combustibles contribuye de manera significativa a determinar el nivel de ahorro generado en el sector. La gran diferencia en los niveles de ahorro obtenidos en épocas de exportación e importación se debe en efecto a dos factores: (1) las apreciables diferencias entre precios de exportación o importación con los costos de producción nacional (las rentas generadas por la producción petrolera); (2) el menor nivel de los precios internos frente a los precios internacionales, que determina un desahorro neto en períodos en que el país tiene que efectuar importaciones netas, como ocurrió entre 1976 y 1983 (Gráfico 4), a más de que reduce el nivel de exportaciones netas, al estimular en exceso el consumo interno de derivados.

La incidencia de este último factor es especialmente aguda sobre las finanzas de Ecopetrol, por

cuanto una buena parte del precio de los derivados al público está constituida por "impuestos al consumo", cuyo producto es recibido por entidades distintas de la empresa. Un precio doméstico por debajo del precio de exportación e importación representa una transferencia a los consumidores a expensas de la contribución de la empresa al ahorro público, como ocurrió entre 1973 y 1983. Un precio *neto de impuestos* inferior a ese precio internacional, como ha ocurrido en la totalidad de los años, repre-

senta una transferencia de la empresa a otras entidades públicas. Vale decir, en este caso la incidencia de los impuestos no recae sobre los consumidores (como es su objetivo) sino se constituye en una simple transferencia entre entidades públicas. Tal ha sido el caso durante todo el período analizado y por ello se incluyen los impuestos al consumo como parte de las transferencias de la empresa al resto del sector público, y de su contribución al ahorro, en el Cuadro 7.

Cuadro 6
FINANZAS DE ECOPETROL Y FINANZAS PÚBLICAS
(Millones de pesos constantes de 1975)

	Utilidad antes de impuestos	Depreciación y otras reservas que no causan erogación	Generación interna neta fondos (GIN) (1) + (2)	Inversiones	Superávit o déficit (3) - (4)	Déficit público consolidado	(5)/(6) (%)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1970	716.3	3789.7	4506.0			-3619.7	
1971	849.3	3734.9	4584.5			-8690.4	
1972	1285.9	3725.4	5011.3			-9503.7	
1973	1451.5	3693.7	5145.1			-12584	
1974	2798.4	4526.9	7325.3			-529.5	
1975	1403.1	4726.0	6129.1			369.0	
1976	817.8	4962.9	5780.6	3906.2	1874.5	5454.2	34.4
1977	271.4	4823.1	5094.4	3829.6	1264.9	-5220.4	-24.2
1978	-473.4	5276.3	4802.9	3546.8	1256.1	3881.9	32.4
1979	-409.8	5507.1	5097.3	3548.2	1549.0	1720.9	90.0
1980	-84.7	6211.0	6126.2	2479.3	3646.9	-3487.6	-104.6
1981	144.2	7140.7	7284.9	3045.8	4239.1	-15246.9	-27.8
1982	-144.0	7845.0	7701.0	4720.9	2980.1	-26499.9	-11.2
1983	148.5	8921.4	9069.9	4041.6	5028.4	-28560.6	-17.6
1984	423.8	12428.7	12852.5	4157.7	8694.8	-32573.3	-26.7
1985	-3008.3	10968.7	7960.4	12733.1	-4772.7	-42121	11.3
1986	318.6	15873.3	16192.0	9881.3	6310.6	2116.7	298.1
1987	3045.3	19389.7	22435.0	5835.1	16599.9	-12736.8	-130.3

Fuente: Ecopetrol, Cuentas Nacionales, Informes Contraloría y cálculos del autor.

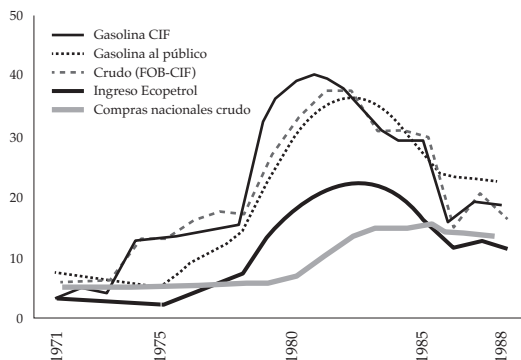
Cuadro 7
TRANSFERENCIAS Y CONTRIBUCIONES DE ECOPETROL AL AHORRO NACIONAL
(Millones de pesos constantes de 1975)

Año	(1)	(2)	(3)	(4)	Total transferencias		Total transfer.		Ahorro total		Ahorro total nación (%) (9)
					(1)+(2)+(3)+	Ingresos corrientes nación (%) (6)	(7)	(8)	(7)	(8)	
		Impuesto de renta o distribución de utilidades	Regalías	Aportes	(4)	(1)+(2)+(3)+	Ingresos corrientes nación (%) (6)	[= GIN+(2)+(3)] (7)	Ahorro sector público consolidado (%) (8)	Ahorro total	
1970	163.0	1270.7	977.0		2410.7	2410.7	8.7	6753.7	49.6	13.5	
1971	170.1	1533.9	926.5		2630.4	2630.4	8.7	7044.9	64.9	16.3	
1972	170.6	1682.8	809.5		2662.9	2662.9	8.9	7503.6	70.3	13.2	
1973	232.8	1498.1	670.7		2401.6	2401.6	7.7	7313.9	62.2	10.7	
1974	1474.2	1428.5	523.7		3426.4	3426.4	10.6	9277.6	57.9	12.4	
1975	66.2	1557.7	427.8		2051.7	2051.7	5.3	8114.6	40.9	11.7	
1976	239.0	2598.7	358.5		3196.2	3196.2	8.2	8737.8	30.6	10.8	
1977	0.0	2778.1	295.6		3073.7	3073.7	7.9	8168.1	24.9	8.6	
1978	43.1	3090.0	257.5		3390.5	3390.5	7.7	8150.4	24.8	8.3	
1979	34.7	3717.4	163.3	76.5	3991.9	3991.9	8.2	8978.0	38.2	9.0	
1980	0.0	4520.6	228.7	119.1	4868.4	4868.4	9.6	10875.5	44.9	10.6	
1981	0.0	5651.8	247.8	660.5	6560.0	6560.0	11.8	13184.4	86.9	14.5	
1982	0.0	5328.4	632.2	991.9	6952.5	6952.5	12.4	13661.6	136.7	16.7	
1983	0.0	5460.6	775.9	1294.4	7530.9	7530.9	14.3	15306.4	210.8	18.9	
1984	0.0	5607.4	853.0	1857.9	8318.3	8318.3	18.3	19312.9	110.6	21.9	
1985	0.0	5444.7	1025.1	2570.9	9040.7	9040.7	17.2	14430.1	59.7	14.4	
1986	75.4	5122.1	1640.2	2982.5	9820.2	9820.2	16.3	22954.3	49.0	16.9	
1987	1206.8	5232.9	3298.6	3597.3	13335.7	13335.7	19.7	30966.6			
Tasas de crecimiento (%)											
1972-74		3.0	-14.4		9.2	9.2		8.3			
1974-85		12.9	6.3		9.2	9.2		4.1			
1985-87		-2	79.4		21.5	21.5		46.5			

* El impuesto a las ventas está sólo desde 1976.

Fuente: Ecopetrol, DANE (Cuentas Nacionales) y cálculos del autor.

Gráfico 4
PRECIOS DE HIDROCARBUROS, 1971-1988
(Dólares por barril)



Fuente: Ecopetrol.

Este comentario no significa que no deba haber transferencias de la empresa al resto del sector público, sino que llama la atención sobre una modalidad inconveniente de esas transferencias. En efecto, los "impuestos al consumo" deberían calcularse sobre la base del costo de oportunidad de los derivados para la empresa. Los mayores excedentes financieros que de esta manera se generarían en Ecopetrol podrían ser transferidos en una proporción fija o variable, a través del impuesto de renta y otras formas de distribución de utilidades, a la Nación y otras entidades públicas.

La utilización de los excedentes petroleros está vinculada con el mecanismo de transferencias que se establezca entre Ecopetrol, la Nación y otras entidades públicas, así como con las prioridades de inversión de esas entidades y de la empresa misma.

Hasta 1973 se transfirieron porcentajes entre el 13.3% y el 22.8% de las utilidades de la empresa a la Nación en carácter de participación de utilidades. En 1974 se aplicó por primera vez un impuesto sobre la renta a la empresa (y se transfirió el 52.7% de las utilidades), pero este fue "desmontado" en 1977 ante su crítica situación financiera. A partir de 1987 (Ley 35 de 1986) se restableció el impuesto sobre la renta y se instituyeron dos nuevos canales de transferencias: una regalía del 8% y una "sobretasa" del 20% de las utilidades después de impuestos, a favor de la Nación. A fines de 1988, el nuevo Estatuto Orgánico del Presupuesto dispuso que cada año el CONPES definirá qué parte de sus utilidades serán incorporadas al Presupuesto Nacional en forma de recursos de capital.

Adicionalmente, se han utilizado otros sistemas de transferencia de excedentes, tales como el aporte a otras empresas (Carbocol, Resurgir, Minera del Guainía), y mecanismos financieros como, por ejemplo, el financiamiento por \$9.000 millones al Plan Vial de Rehabilitación a través de depósitos en bancos oficiales, y la suscripción de Títulos TREN por US\$100 millones, como respaldo al cubrimiento de parte de la deuda externa del sector eléctrico mediante el uso del Fondo de Monedas Extranjeras -FODEX-.

Los mecanismos instituidos en la Reforma Tributaria de 1986, permitían trasladar a la Nación hasta un 50% de las utilidades de la empresa; adicionalmente los diversos mecanismos de transferencia

financiera facilitaban utilizar excedentes temporales de liquidez para apoyar el financiamiento de otras entidades públicas, como se hizo en 1987. Estos mecanismos permitían a Ecopetrol y al gobierno contar con un flujo estimado de recursos para sus programas de inversiones. La Ley de 1988, en contraste, introduce una gran incertidumbre al respecto, por cuanto no se sabe a priori qué porcentaje de las utilidades serán trasladadas al presupuesto nacional. Este hecho, además de dificultar la programación financiera de Ecopetrol y del gobierno, puede conducir a que se descuide la generación de excedentes en la empresa, ante el hecho de que esta no dispondrá con certeza de parte alguna de ellos.

IV. Determinantes del comportamiento de las exportaciones e importaciones de hidrocarburos. La política de exploración

El balance comercial de hidrocarburos está determinado, naturalmente, por la evolución de la producción y el consumo interno de los mismos. El efecto cambiario neto está afectado igualmente por la participación relativa de Ecopetrol y las compañías asociadas o concesionarias en la producción. Finalmente, en los valores netos influye también la composición del consumo.

Los Cuadros 8 a 10 y el Gráfico 5 muestran la evolución de la producción y las reservas del país. La producción petrolera fue en aumento hasta 1970 y a partir de esa fecha comenzó a decrecer, como

consecuencia de la considerable reducción de reservas remanentes que se produjo en forma continua desde 1951 (y hasta 1978). En efecto, entre 1951 y 1978 las reservas halladas fueron sistemáticamente inferiores a la producción anual. Por lo tanto, buena parte de las exportaciones de petróleo hasta 1975 se hizo a expensas de disminuir las reservas disponibles.

A partir de 1979 se invirtió esta tendencia. Las reservas remanentes comenzaron a incrementarse en forma continua, a tiempo que se incrementó de manera rápida la producción desde 1981. En consecuencia, en este último período los incrementos en producción (y el mejoramiento del balance comercial de hidrocarburos) no se hizo a expensas de las reservas disponibles, sino que estas continuaron creciendo en proporción similar a la de la producción, lo que se refleja en la evolución de la relación reservas-producción, que aumentó de 8 años en 1978 a 20 en 1985 y se mantiene en 16 a finales de 1988.

Estos resultados han estado determinados fundamentalmente por el ritmo de exploración, como se observa en el Gráfico 5. En efecto, los bajos niveles de exploración (y en consecuencia, las muy modestas reservas encontradas entre 1951 y 1970) determinaron la tendencia descrita a que las nuevas reservas fuesen inferiores al nivel de producción anual. Se observa, de nuevo, cómo esta tendencia se invirtió a partir de 1979, lo que condujo a hallazgos de reservas anuales superiores a los crecientes niveles de producción a partir de 1981 (Cuadro 10).

Cuadro 8
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
(Miles de barriles por días)

Año	Ecopetrol directo	Asociación	Concesión	Total	Total Ecopetrol	Tasa crecimiento total (%)
1951				105.2		
1952				106.0		0.8
1953				108.0		1.9
1954				109.5		1.4
1955				108.8		-0.6
1956				123.2		13.2
1957				125.4		1.8
1958				128.5		2.5
1959				146.8		14.2
1960				152.8		4.1
1961				145.9		-4.5
1962				142.2		-2.5
1963				165.3		16.2
1964				171.5		3.8
1965				199.1		16.1
1966				195.7		-1.7
1967				188.7		-3.6
1968				174.4		-7.6
1969				210.4		20.6
1970	130.2	10.7	77.2	218.1	134.5	3.7
1971	131.1	8.8	74.0	213.9	135.6	-1.9
1972	116.9	7.5	69.9	194.3	119.9	-9.2
1973	109.3	6.3	66.7	182.3	111.8	-6.2
1974	100.3	5.8	60.3	166.4	102.6	-8.7
1975	94.5	5.1	54.1	153.7	96.7	-7.6
1976	85.1	6.2	51.5	142.8	87.2	-7.1
1977	78.3	5.8	51.2	135.3	80.7	-5.3
1978	73.9	8.8	48.2	130.9	76.0	-3.3
1979	71.4	8.6	44.3	124.3	73.9	-5.0
1980	71.5	9.7	44.6	125.8	74.5	1.2
1981	69.4	12.3	53.0	134.7	74.3	7.1
1982	67.2	14.8	58.9	140.9	75.1	4.6
1983	68.0	20.2	62.6	150.8	78.9	7.0
1984	69.9	31.9	65.6	167.4	85.6	11.0
1985	67.6	40.8	67.0	175.4	90.6	4.8
1986	71.3	162.4	66.4	300.1	168.9	71.1
1987	79.5	243.7	62.1	385.3	223.6	28.4
1988	81.1	234.0	58.8	374.0	219.2	-2.9

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Planeación Corporativa.

Cuadro 9
RESERVAS ENCONTRADAS DE PETRÓLEO*
(Miles de barriles por día)

Año	Reservas nuevas				Revaluación reservas originales	Acumulado total
	Ecopetrol directo	Asociación	Concesión	Total nuevas		
1950	0.0	0.0	0.0	0.0	1736.0	1736.0
1951	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1736.0
1952	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1736.0
1953	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	1753.4
1954	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1753.4
1955	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1753.4
1956	0.0	0.0	0.0	0.0	59.8	1813.2
1957	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1813.2
1958	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1813.2
1959	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1813.2
1960	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1813.2
1961	0.0	93.2	0.0	93.2	0.0	1813.2
1962	0.0	0.0	0.0	0.0	77.2	1890.4
1963	0.0	0.0	0.0	0.0	146.2	2036.6
1964	0.0	0.0	0.0	0.0	75.0	2111.6
1965	0.0	0.0	0.0	0.0	126.3	2237.9
1966	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2237.9
1967	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	2252.3
1968	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2252.3
1969	0.0	96.2	0.0	96.2	211.6	2463.9
1970	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2463.9
1971	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2463.9
1972	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2463.9
1973	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2463.9
1974	0.0	23.1	0.0	23.1	0.0	2463.9
1975	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	2464.8
1976	0.0	0.3	0.0	0.3	4.8	2469.6
1977	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2471.7
1978	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2471.7
1979	0.0	10.5	0.0	10.5	96.2	2567.9
1980	0.0	0.0	0.0	0.0	168.7	2736.6
1981	0.0	0.0	0.0	0.0	31.0	2767.6
1982	0.0	0.0	0.0	0.0	148.7	2916.3
1983	0.0	0.0	0.0	0.0	116.2	3032.5
1984	11.2	0.0	0.0	11.2	531.0	3563.5
1985	17.1	0.0	0.0	17.1	235.1	3798.6
1986	18.3	110.5	0.0	128.8	767.6	4566.2
1987	81.0	153.0	11.8	245.8	225.8	4792.0
1988	83.8	217.4	0.0	301.2	301.8	5093.8

* Incluye pendientes comercialidad.

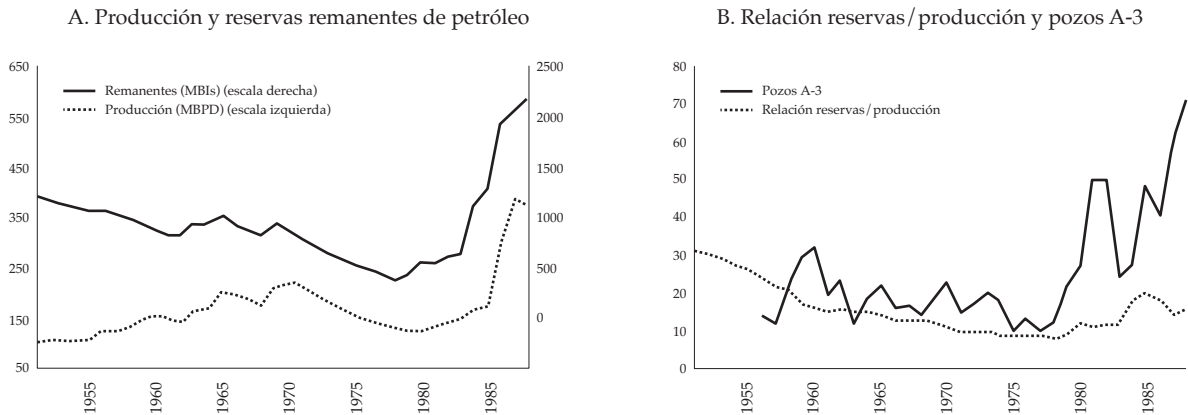
Fuente: Ecopetrol, Dirección de Planeación Corporativa.

Cuadro 10
RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO Y RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN
(Miles de barriles y número de años)

Año	Directo (MMBls)	Asociación (MMBls)	Concesión (MMBls)	Total (MMBls)	Relación reservas/ producción (años)
1951	109.0		1083.4	1192.4	31
1952				1153.7	30
1953				1131.7	29
1954				1091.7	27
1955				1052.0	26
1956				1066.8	24
1957				1021.1	22
1958				974.2	21
1959				920.6	17
1960				864.8	16
1961				811.6	15
1962				836.9	16
1963				922.7	15
1964				935.1	15
1965				988.8	14
1966				917.3	13
1967				863.1	13
1968				799.5	13
1969				934.2	12
1970				854.1	11
1971				776.0	10
1972				704.4	10
1973				637.5	10
1974				576.7	9
1975				519.0	9
1976				471.0	9
1977				422.8	9
1978				375.1	8
1979				425.7	9
1980				548.8	12
1981				530.9	11
1982	272.6	175.0	162.6	610.2	12
1983	256.3	224.5	154.3	635.1	12
1984				1114.6	18
1985				1285.5	20
1986	484.1	1340.1	118.6	1942.8	18
1987	546.3	1340.1	141.7	2028.1	14
1988	600.0	1471.0	120.0	2191.0	16

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Planeación Corporativa.

Gráfico 5 PRODUCCIÓN, RESERVAS Y POZOS EXPLORATORIOS (1951-1988)



Fuente: Ecopetrol.

En consecuencia, la capacidad del país de mantener su situación de exportador neto depende fundamentalmente del nivel de exploración. Cuando este es suficientemente alto, como ha ocurrido aproximadamente a partir de 1980, se hace posible incrementar la producción y mejorar el balance comercial de hidrocarburos en forma *sostenida*, gracias a que las nuevas reservas anuales aumentan en mayor grado que la producción.

La siguiente pregunta es, por supuesto, qué ha determinado la evolución de los niveles de exploración en el país. A partir de 1974 ocurrieron simultáneamente dos hechos que contribuyen a explicar la reactivación de la actividad exploratoria:

el incremento en los precios internacionales del crudo y el viraje en la política petrolera que tuvo lugar entre 1974 y 1976. El Estudio Nacional de Energía³ encontró que si bien la variación de precios internacionales contribuyó de manera significativa a explicar la variación de los niveles de exploración del país, una parte del incremento que ocurrió a partir de 1979 no se explica por ese solo fenómeno y, en principio, debe atribuirse al viraje de la política.

El análisis llevado a cabo en dicho Estudio encontró dos aspectos principales en el cambio de política que contribuyeron a aumentar los niveles de exploración. El primero fue la decisión de eliminar hacia el futuro el sistema de concesiones, de

³ Estudio Nacional de Energía, Departamento Nacional de Planeación y Mejía Millán y Perry Ltda., Bogotá, 1980.

"descongelar" las áreas comprometidas mediante solicitudes de concesión en trámite y de canalizar toda la actividad exploratoria privada a través de Contratos de Asociación con Ecopetrol. El estudio sobre la industria petrolera colombiana llevado a cabo por Fedesarrollo en 1972-1973⁴, encontró que de aproximadamente 45.900.000 hectáreas en que se estimaba el área potencialmente petrolífera del país, 6.569.921 estaban comprometidas en 124 concesiones vigentes y 27.962.821 estaban "congeladas" mediante solicitudes pendientes. Vale decir, aproximadamente el 75% del área potencial (y el 40% de la del país) estaba por fuera del mercado. El trámite de las solicitudes de concesión podía extenderse por varios años, lo que convenía a las compañías, que en esta forma mantenían las áreas respectivas "reservadas", pudiendo comprometer sus disponibilidades de capital para explorar en otros sitios del mundo donde había que definir el interés contractual en un plazo más corto y se les imponían requisitos de exploración más estrictos. Al mismo tiempo, las concesiones vigentes imponían requisitos de exploración y de evolución de áreas sumamente modestos, con lo que estas áreas se podían también mantener "congeladas" con muy bajos niveles de exploración. Esos hechos, en conjunto con la incertidumbre generada por los sistemas de pago al petróleo encontrado (véase más abajo), contribuyeron a que, en opinión de varios analistas, Colombia se constituyera en esa época

en una amplia "zona de reserva" de las compañías multinacionales.

El Decreto 2310 de la Emergencia Económica de 1974 prohibió en adelante el sistema de concesiones y dispuso que en el caso de solicitudes en trámite, el solicitante tendría derecho a una primera opción para suscribir Contratos de Asociación, o de lo contrario, tendría que devolver el área para ser explotada mediante esta modalidad contractual con otras compañías interesadas. En esta forma, se "descongeló" la mayor parte del área.

Simultáneamente, a partir de 1974, los Contratos de Asociación adoptaron una forma "standard", limitando los puntos a negociar exclusivamente al área contratada y a las obligaciones de exploración. El proceso de contratación se hizo así muy expedito y una vez suscritos, los contratos impusieron obligaciones estrictas de exploración y devolución de áreas, a diferencia de lo que ocurría en los viejos contratos de concesión.

El complemento a estas medidas de 1974 lo constituyeron las definiciones sobre precios adoptadas en 1975 y 1976. Hasta esa fecha, el proceso de fijación del precio de compra y la existencia de una tasa diferencial de cambio para el petróleo, constituían un desincentivo claro a la actividad exploratoria, principalmente por cuanto introducían

⁴ La Industria Petrolera en Colombia, Fedesarrollo, *Mimeo*, 1974.

un factor de riesgo adicional a los inherentes a esta actividad. En efecto, el precio de compra era fijado en forma discrecional por el gobierno y parte de las compras se pagaban en pesos a una tasa de cambio diferencial, ocasionando un menor valor en dólares cuyo monto dependía de la incierta evolución de la inflación interna frente a la inflación internacional.

Entre 1960 y 1967 ocurrió con frecuencia que el precio interno fue fijado por encima del precio internacional efectivo. Sin embargo, a partir de esa fecha, se fijó sustancialmente por debajo, en un intento deliberado por compensar la exigua tributación de las compañías petroleras bajo el régimen de concesión y los amplios beneficios tributarios de que gozaba. El estudio de Fedesarrollo sobre la industria petrolera encontró que, para 1973, la rentabilidad de la exploración petrolera en Colombia no era más baja que la de otros países en condiciones similares. No obstante, advirtió que el sistema de fijación de precios y la tasa diferencial de cambios aplicada al petróleo constituían un desestimulo considerable a la exploración petrolera, al incrementar notablemente el "riesgo" financiero asociado con esta actividad. Este hecho venía a añadirse a las características ya comentadas del sistema de concesión vigente, para inducir a que Colombia fuera mantenida como un área de reserva, con bajísimos niveles de exploración. En consecuencia, el estudio propuso eliminar el sistema de concesiones (tal y como se hizo en 1974) y reconocer en los Contratos de Asociación un precio equivalente al internacional sobre la parte del petróleo correspondiente a

los asociados, incrementando al mismo tiempo el nivel de tributación. Concluía el estudio que, de esa forma, se reactivaría considerablemente el proceso exploratorio y, al mismo tiempo, el país ganaría en participación en la producción y en la contribución fiscal de la explotación petrolera.

Desde 1976, se otorgó a las compañías un precio equivalente al precio CIF de importación por su participación en la asociación y, adicionalmente, se estimuló la exploración en las antiguas concesiones mediante el reconocimiento de un precio mayor para el crudo "incremental", que el pagado al crudo "básico" procedente de los yacimientos ya desarrollados.

Tal y como lo predijo el estudio de Fedesarrollo, este paquete de medidas facilitó un incremento sustancial en la actividad exploratoria -Cuadros 11 y 12-, impulsado, además, como ya se dijo, por la mejoría en los precios internacionales. Al mismo tiempo, Ecopetrol pasó a disponer del 60% del nuevo petróleo producido (frente a las regalías del 7% al 14.5% características de las concesiones previas) y aumentó la tributación de las compañías, tanto por el incremento en las regalías, como por la eliminación de las deducciones y exenciones especiales por agotamiento que concedía el sistema tributario hasta la reforma de 1974.

Aún más claro resulta el efecto de la "política petrolera" sobre el nivel de exploración a partir de 1987. En efecto, en los dos últimos años, y en

particular en 1988, se han obtenido los niveles más altos de exploración en la historia petrolífera del país (Cuadro 11) en una época de precios internacionales inferiores a los que caracterizaron el mercado entre 1979 y 1985 (y que fueron especialmente bajos en 1988).

El efecto de las políticas y la incidencia de los precios internacionales se observa no solamente en las cifras sobre pozos exploratorios perforados,

Cuadro 11
POZOS EXPLORATORIOS

Año	Ecopetrol A-3	Asociación A-3	Concesión A-3	Total país
1970	0	6	17	23
1971	1	2	12	15
1972	0	3	14	17
1973	1	8	11	20
1974	1	13	4	18
1975	1	8	1	10
1976	4	7	2	13
1977	2	8	0	10
1978	1	11	0	12
1979	8	13	0	21
1980	2	25	0	27
1981	12	34	4	50
1982	5	45	0	50
1983	0	22	2	24
1984	3	22	3	28
1985	5	37	7	49
1986	5	30	5	40
1987	17	42	1	60
1988	20	52		72
Total 51-88	109	396	381	886
Media 51-75	1.0	2.4	14.3	17.7
Media 75-85	3.9	21.1	1.7	26.7
Media 86-88	14.0	41.3	2.0	57.3

Fuente: Ecopetrol.

sino también, de manera especial, en el número de contratos suscritos y renunciados. El Cuadro 12 muestra cómo hubo un incremento en el número de contratos suscritos a partir de 1973 y, especialmente, desde 1980, y cómo, después de una reducción apreciable en 1986, a partir de 1987 se produce de nuevo un incremento sustancial en el número de contratos suscritos y vigentes.

Las medidas que permitieron este impacto favorable sobre el nivel de exploración de 1987 fueron las siguientes:

- De una parte se establecieron cuatro modalidades para la actividad exploratoria, para cubrir de manera completa todas las áreas potencialmente petrolíferas según su riesgo relativo. Así, se instruyó a Ecopetrol a elaborar un plan de exploración directo en aquella parte de sus áreas de reserva que considerara de menor riesgo y/o más promisorio. Como consecuencia de esta definición, Ecopetrol pasó de hacer cinco pozos A-3 (*wild cat*, vale decir, pozos que pueden encontrar nuevos yacimientos) al año en 1985-1986 a 17 en 1987 y 20 en 1988. En segundo lugar, el resto de las áreas de reserva se ofreció para contratación con compañías privadas, bajo una nueva modalidad contractual denominada de "participación de riesgo". Bajo esta modalidad, Ecopetrol entra a participar desde la etapa exploratoria -consiguiendo así una importante transferencia tecnológica, que apoyará sus propios programas de exploración directa-, asume parte del riesgo

financiero (un 30% de los gastos a partir del tercer año de exploración) y obtiene una participación mayor en la producción (60% después de regalías, comparado con el 50% de los contratos de asociación). Hasta la fecha se han suscrito doce contratos de este tipo en áreas anteriormente inactivas, ya que formaban parte de la reserva de Ecopetrol pero no eran sometidas a exploración por parte de la empresa. En tercer lugar, se

introdujo el sistema de licitación por bloque en cuencas "nuevas" de mayor riesgo. En este caso, la licitación exige condiciones mínimas algo inferiores a las del contrato de asociación, con el objeto de estimular el interés de las compañías. La primera licitación efectuada, en la Cuenca del Pacífico, condujo a la suscripción de dos contratos en esta área en condiciones idénticas a las de los contratos de asociación.

Cuadro 12
CONTRATOS DE ASOCIACIÓN Y DE RIESGO*
(Número de contratos)

Año	Contratos de asociación			Contratos de riesgo		
	Suscritos	Renunciados	Vigentes	Suscritos	Renunciados	Vigentes
1956	1	0	1	0	0	0
1970	2	0	3	0	0	0
1971	8	1	10	0	0	0
1972	6	0	16	0	0	0
1973	13	6	23	0	0	0
1974	11	11	23	0	0	0
1975	10	4	29	0	0	0
1976	11	10	30	0	0	0
1977	8	10	28	0	0	0
1978	11	10	29	0	0	0
1979	9	12	26	0	0	0
1980	18	3	41	0	0	0
1981	12	11	42	0	0	0
1982	8	12	38	0	0	0
1983	22	18	42	0	0	0
1984	23	5	60	0	0	0
1985	30	3	87	0	0	0
1986	8	19	76	0	0	0
1987	17	14	79	3	0	3
1988	19	14	84	9	0	12
Total	246	163		12		

* Incluye otros contratos especiales y de evaluación técnica.

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Planeación Corporativa.

- De otra parte, se removieron varios obstáculos que estaban desestimulando la exploración privada. Se aceleró la construcción del Oleoducto Central de los Llanos, que estaba virtualmente paralizado; se reforzó la capacidad del oleoducto que une el Huila con el Magdalena Medio y se definió la construcción de un nuevo ramal para ese trayecto y de un nuevo oleoducto que unirá el Magdalena Medio con Coveñas. Con estas obras se podrán desarrollar plenamente todos los yacimientos encontrados en los últimos años en el Huila y el piedemonte llanero. Ante esta perspectiva, se reactivó considerablemente la exploración en estas dos áreas, que hoy concentran la mayor parte de la actividad de exploración en el país. Además, se reglamentaron algunas decisiones del gobierno anterior que habían generado una considerable incertidumbre en la industria. Estas se refieren al manejo del oleoducto Caño Limón-Zulia-Coveñas por parte de Ecopetrol como operador de la Asociación Gravo Norte, a las prioridades de carga de crudos a las refinerías y a la exportación de los excedentes y a los reintegros de divisas por exportaciones.
- Por último, se reactivó la exploración en búsqueda de depósitos de gas libre, que había estado estancada en el curso de la última década ante la ausencia de una política clara de utilización del gas natural. Como consecuencia, en 1988 se hallaron dos yacimientos grandes de gas libre (en el Norte de Santander y en Casanare)

después de cerca de 15 años en que no se habían encontrado nuevas reservas importantes. Asimismo, se han suscrito aproximadamente cinco contratos nuevos en áreas potencialmente gasíferas (en Guajira, el Golfo de Morrosquillo, etc.).

La concepción de esta nueva etapa de la política exploratoria en el país obedeció a las consideraciones siguientes. La literatura técnica de la última década ha demostrado la importancia de adecuar las normas contractuales en el campo de la exploración petrolera y minera a las condiciones diferenciales de riesgo en las áreas a explorar, tal y como lo hace la nueva política. Al proceder así, se puede maximizar simultáneamente la actividad de las compañías (al proveer un estímulo a la exploración en áreas de mayor riesgo) y la participación del país en la producción del petróleo (al tener mayores porcentajes de participación en áreas de menor riesgo). Desde el punto de vista del país, el problema puede verse como uno de composición de un portafolio de inversiones. En un extremo, se puede obtener una importante rentabilidad de las inversiones de Ecopetrol sin que esta empresa incurra en ningún riesgo (en los contratos de asociación); en otros casos, la rentabilidad es aún mayor (contratos de participación de riesgo y, especialmente, exploración directa de Ecopetrol) con riesgos crecientes para la empresa, pero de todas maneras limitados por cuanto se reservan para la exploración directa precisamente las áreas de menor riesgo. En estas condiciones, la solución "óptima" consiste en tener

un portafolio diversificado entre inversiones de mayor rentabilidad y mayor riesgo e inversiones de menor rentabilidad y cero riesgo. El equilibrio entre uno y otro tipo de actividad debe depender de la capacidad financiera y técnica de la empresa. Así, resultaba muy difícil "arriesgar" sumas altas en exploración directa durante el período importador, cuando Ecopetrol atravesó por una crítica situación financiera. En contraste, la política de exploración directa se hizo más viable precisamente cuando mejoró la situación financiera de la empresa como consecuencia de que el país recuperara su posición de exportador neto.

El aumento en el nivel de exploración directa ha requerido de un enorme esfuerzo de capacitación y de asistencia técnica, mediante convenios firmados con entidades tales como el Beicip francés, Petrocanadá y la Universidad de Carolina del Sur. Los resultados a la fecha, en términos de número de pozos perforados, de actividad sísmica y, sobre todo, de reservas encontradas, han sido sumamente satisfactorios, como se aprecia en el Cuadro 11. De hecho, la tasa de hallazgos de Ecopetrol ha sido mayor que la del promedio de las compañías asociadas. Como debería esperarse dado que la empresa está trabajando en áreas de menor riesgo.

De otra parte, la nueva política garantiza una mayor estabilidad en el nivel de exploración en el país. En efecto, como se observó atrás, la actividad exploratoria de las compañías privadas varía significativamente con el nivel de los precios inter-

nacionales del crudo. En consecuencia, se requiere que Ecopetrol esté en capacidad de mantener e inclusive de aumentar su actividad de exploración directa en los años de precios bajos. Para ello, es necesario garantizar la disponibilidad de recursos para exploración en épocas de precios bajos, precisamente cuando disminuye por esta razón la capacidad financiera de la empresa. Esta fue la razón para haber creado en 1986 (como lo había propuesto varios años atrás el Estudio Nacional de Energía) un Fondo Nacional de Exploración, al que se destinó el 10% de los ingresos brutos por exportaciones de la empresa y que debe capitalizarse en los años de precios altos o medios, tal y como ocurrió en 1987. Desafortunadamente, las nuevas normas de presupuesto nacional pueden impedir la capitalización oportuna del fondo, poniendo en peligro la estabilidad de la política exploratoria del país y, en consecuencia, su capacidad de mantener el carácter de exportador neto de hidrocarburos. Más aún, esta política es la única que permite aprovechar los precios altos del crudo para efectuar exportaciones. En efecto, si en los períodos de precios bajos no se lleva a cabo un nivel suficiente de exploración (como ocurrió hasta 1974), posteriormente el país no tiene capacidad de producción suficiente para exportar en los períodos de precios altos (tal y como ocurrió entre 1974 y 1980).

Finalmente, debe señalarse que hay otros factores, además de los mencionados, que influyen o pueden influir en el nivel de exploración en el país. Tal es el caso de los hallazgos efectuados (que

afectan las expectativas de nuevos hallazgos), de la condición de exportador del país (que permite la disponibilidad de parte del crudo para ser exportado y garantiza la estabilidad de las políticas), de la estabilidad de las "reglas del juego" y la observancia de un criterio comercial y de equidad en su aplicación y, por supuesto, del clima de orden público. En el Estudio Nacional de Energía se intentó estimar la influencia de algunos de estos factores sobre el nivel de exploración, pero no se encontraron resultados estadísticamente significativos. Sin embargo, resulta evidente de las cifras que el incremento en actividad exploratoria en 1985, frente a los dos años anteriores, se debió en buena parte al hallazgo excepcional del yacimiento de Caño Limón.

V. La política de precios, sustitución y prioridades de inversión de Ecopetrol

Como se dijo atrás, la política de precios domésticos determina el nivel de consumo interno y su composición y en consecuencia influye sobre el balance comercial de hidrocarburos del país. El Gráfico 4 muestra cómo el país ajustó sus precios internos a la evolución de los precios internacionales con un cierto rezago entre 1974 y 1980 y pudo aprovechar la época posterior de descenso de los precios para situar los precios al consumidor a niveles semejantes a los de los precios internacionales de importación. Sin embargo, los precios de los derivados al consumidor son por lo general con-

siderablemente más altos en otros países, debido a la práctica generalizada de establecer impuestos al consumo con destino a la construcción y mantenimiento de vías (como una forma de cobrar a los usuarios de las carreteras parte de los costos en que incurre el Estado en su construcción y mantenimiento) así como a rentas generales de la Nación. En el caso colombiano, como se observa, el precio neto que ha recibido Ecopetrol ha estado sistemáticamente por debajo del precio internacional, con lo cual los impuestos a las ventas y para el Fondo Vial no han sido cubiertos por los usuarios de los combustibles y las carreteras, sino que -en su mayor parte- han constituido simples transferencias de la empresa al Fondo Vial y a la Nación.

Por su parte, el incremento en las exportaciones de fuel oil a partir de 1978, aproximadamente, fue causado en buena medida debido a su sustitución por gas natural en la Costa Atlántica, gracias a la construcción del Gasoducto Troncal de la Costa que permitió aprovechar parcialmente las grandes reservas encontradas en la Guajira en 1973. El potencial de sustitución adicional de fuel oil, ACPM y gasolina (a través del uso de gas natural comprimido en vehículos de transporte público y de sustitución del cocinol), mediante la construcción de una red de gasoductos que una los principales centros productores de gas con los centros de consumo actual y potencial, así como mediante el desarrollo de redes urbanas de gas, permitirían mejorar significativamente el balance comercial de hidrocarburos. Esta política permitiría, además,

diferir parte de las grandes inversiones requeridas en expansión del sistema eléctrico y reducir los subsidios que este sector se ve hoy en día obligado a otorgar al consumo residencial (que absorbe más de la mitad de la generación de energía eléctrica en el país), lo que facilitaría en el mediano plazo superar la difícil situación financiera que afrontan las empresas de este sector, a tiempo que bajaría el costo de las facturas energéticas para los usuarios residenciales y los agentes productivos. Este es uno de los grandes retos de la política petrolera para los próximos años. El actual gobierno comenzó a avanzar en esa dirección con los proyectos del denominado programa de "gas para el cambio".

El Cuadro 13 muestra la evolución de la composición de las inversiones de Ecopetrol. La empresa dedicó la mayor parte de su capacidad de inversión entre los años 1960 y 1979 en favor de la refinación y la industria petroquímica e invirtió un porcentaje muy bajo de sus recursos en el hallazgo y desarrollo de yacimientos de crudo, hasta 1976. Esta composición de las inversiones de la empresa tuvo una incidencia importante en el tránsito que hiciera el país de exportador a importador neto de hidrocarburos. En buena parte se explica por la estructura de precios que enfrentaba la empresa. Ante la posibilidad de comprar crudos a precios bajos a los productores privados y de vender los productos refinados y, sobre todo, los petroquímicos a precios superiores a los internacionales. Ecopetrol actuó como una empresa privada buscando maximizar sus utilidades a corto plazo. Esta, sin embargo, fue

una posición miope, como quiera que no contempló apropiadamente el impacto que sobre las finanzas de la empresa tendría el tránsito de importador a exportador neto de hidrocarburos. El ejemplo más extremo de esta situación lo constituye el hecho de que la empresa decidió iniciar la construcción de una gran refinería en Tumaco para la exportación de derivados, a tiempo que el país pasaba a ser importador neto de hidrocarburos; este proyecto tuvo que ser suspendido, naturalmente, en 1974. El estudio de Fedesarrollo de 1973 hizo especial énfasis en la in apropiada composición de las inversiones de la empresa por esa época.

Contribuye también a explicar esta composición de inversiones, el hecho de que Ecopetrol nació de la reversión de la Concesión de Mares, en la que encontró unos yacimientos sin producción, una refinería y una red de oleoductos. Así, desde un principio la empresa empezó con una considerable capacidad de manejo en estas áreas y la fue desarrollando en los años siguientes. Aun hoy la empresa tiene el perfil de una compañía productora, refinadora y transportadora y tiende a generar un mayor número de proyectos de inversión en estas áreas que en otras, tales como la exploración y la distribución y utilización de gas.

Además, durante muchos años la empresa consideró como su obligación el asegurar un suministro oportuno de derivados del petróleo, pero no consideró que fuera responsable del autoabastecimiento de petróleo del país, ya que esta política estaba

Cuadro 13
COMPOSICIÓN DE LAS INVERSIONES DE ECOPETROL
(Millones de dólares y participación)

Año	Exploración y desarrollo campos*		Cravo Norte		Refinación y petroquímica		Transporte y almacenamiento		Otros		Total	
	Valor	Part. (%)	Valor	Part. (%)	Valor	Part. (%)	Valor	Part. (%)	Valor	Part. (%)	Valor	Part. (%)
1976	24.0	17.0	0.0	0.0	89.2	63.1	27.8	19.7	0.3	0.2	141.3	100
1977	49.9	29.6	0.0	0.0	100.4	59.5	17.7	10.5	0.7	0.4	168.7	100
1978	47.0	27.3	0.0	0.0	88.3	51.3	23.1	13.4	13.7	8.0	172.1	100
1979	66.0	33.6	0.0	0.0	99.5	50.7	14.9	7.6	15.9	8.1	196.3	100
1980	66.3	42.1	0.0	0.0	42.9	27.2	24.5	15.6	23.8	15.1	157.5	100
1981	99.7	48.4	0.0	0.0	41.2	20.0	43.0	20.9	22.2	10.8	206.1	100
1982	147.8	43.6	0.0	0.0	55.5	16.4	108.4	32.0	27.2	8.0	338.9	100
1983	136.9	48.2	0.0	0.0	42.1	14.8	81.7	28.8	23.2	8.2	283.9	100
1984	152.0	54.5	14.8	5.3	14.9	5.3	70.6	25.3	26.8	9.6	279.1	100
1985	181.9	24.1	439.8	58.2	18.4	2.4	94.1	12.4	22.0	2.9	756.2	100
1986	160.5	29.1	263.7	47.8	23.8	4.3	82.9	15.0	21.1	3.8	552.0	100
1987	124.8	38.5	61.4	18.9	21.0	6.5	72.1	22.2	45.1	13.9	324.4	100

* Incluye exploración, desarrollo directo y participación en Asociación.

Fuente: Ecopetrol y cálculos del autor.

fundamentalmente en manos del Ministerio de Minas y Energía y de otras entidades del gobierno, mediante la administración del sistema de concesiones, la determinación del precio de compra y de la tasa de cambio petrolera, etc.

A partir de 1974 se ha venido procurando cambiar esta composición de inversiones de la empresa, orientándola cada vez en mayor medida a la producción de petróleo y en los últimos años a la exploración, y buscando que facilite la inversión privada en desarrollo de la industria petroquímica. En efecto, el Cuadro 13 muestra cómo la participación de la inversión en exploración y desarrollo de campos pasó del 17% en 1976 al 82.2% en 1985 y se ha mantenido en niveles superiores al 60% en 1986 y 1987.

VI. ¿Síntomas moderados de la enfermedad holandesa?

Aunque Colombia no ha contado propiamente con una "bonanza" petrolera, cabe preguntarse si la reciente generación de excedentes significativos en 1987 condujo a la aparición de síntomas de lo que en otras latitudes se ha denominado "enfermedad holandesa". Esta consiste, en esencia, en que ante un "boom" de ingresos de divisas y de ahorro, provocado por altos precios del petróleo u otro producto de exportación de origen primario, la política económica permite reevaluar la moneda nacional, liberar en exceso las importaciones o descuidar otras exportaciones, debilitar el recaudo

de otros impuestos, aumentar inmoderadamente el gasto público o debilitar la generación de ahorro privado. En estas condiciones, al terminar el período de precios altos, la economía se precipita a una crisis cambiaria y/o fiscal.

En el frente cambiario, se advierten tentaciones para la política económica. Ante los altos ingresos de divisas petroleras en 1987 y la previsión de que estas se incrementarían aún más en 1988, el gobierno procedió a finales de 1987 a una apertura significativa de las importaciones, que condujo a que durante el primer semestre de 1988 estas crecieran en un 20% en dólares, frente a igual período del año anterior. Sin embargo, ante el descenso en los ingresos por exportaciones de petróleo debido a la baja en los precios y el efecto de los atentados terroristas y la voz de alerta de varias entidades independientes, en el segundo semestre del año se suspendió el proceso de liberación y el año terminó con un crecimiento alto, pero no excesivo, de las importaciones. En 1989, con un panorama de divisas de nuevo despejado, las autoridades económicas han anunciado que procederán a una liberación significativa de las importaciones.

Adicionalmente, se ha desatado una polémica sobre la conveniencia de frenar el proceso de devaluación para contribuir al control y desaceleración del proceso inflacionario. Esta discusión difícilmente se hubiera presentado en ausencia de perspectivas tan despejadas de los ingresos por exportaciones, tal y como ocurrió hacia 1978 cuando se incurrió en una

considerable sobrevaluación de la moneda que, en conjunto con una apertura rápida de las importaciones condujo a la inminencia de una crisis cambiaria hacia 1984 y 1985. No obstante, en esta oportunidad el gobierno ha mantenido por fortuna una política de mantener la paridad de la tasa de cambio.

En el frente fiscal se advierten también los peligros de una moderada enfermedad holandesa. En primer lugar, a finales de 1986 el gobierno tomó el riesgo de expedir una reforma tributaria que redujo significativamente las tarifas del impuesto de renta a las sociedades anónimas (que contribuían en cerca de un 40% al producto total de los impuestos directos de la Nación), eliminó la doble tributación para los accionistas mayores de estas sociedades y debilitó el régimen de renta presuntiva, contando con el producto previsto de las nuevas transferencias e impuestos a cargo de Ecopetrol para compensar cualquier efecto negativo sobre recaudos de las medidas mencionadas. En 1987 el recaudo del impuesto de renta se incrementó en términos reales en forma significativa, gracias al efecto temporal de la ampliación de los sistemas de retención y anticipo y del producto de una amnistía tributaria. En 1988, las cifras preliminares sugieren un crecimiento real moderado y aún no es posible determinar el efecto permanente de la reforma sobre el nivel real de recaudos.

De otra parte, en 1987 y 1988 se incrementaron en forma notable los gastos corrientes de la Nación. Ante esta presión de gasto, el gobierno decidió for-

talear el presupuesto de la Nación a costa de trasladar a él la totalidad de los superávits liquidados por los institutos descentralizados y una porción de las utilidades de las empresas industriales y comerciales del Estado, que determinará en cada año el CONPES. El efecto esperado de esta tendencia y las nuevas medidas es, por ende, que disminuya el ahorro consolidado del sector público. En este frente, más claramente que en el externo, parece estar incubándose el germen de una enfermedad holandesa a la colombiana.

En 1988, cuando se redujeron los excedentes petroleros por las causas indicadas atrás, el gobierno insistió en mantener el nivel de transferencias programado para ejecutar sus planes previstos de gasto e inversión pública. Esta experiencia indica los peligros de las nuevas medidas adoptadas. Ellas pueden conducir a que en un período de precios altos del petróleo se traslade una proporción muy alta de estos al presupuesto nacional y se incremente el gasto público, en forma tal que luego resulte difícil reducirlo cuando bajen los precios. En otras palabras, las medidas adoptadas tienden a trasladar a las finanzas públicas la inestabilidad propia de los precios internacionales del petróleo, repercutiendo de manera especial en las finanzas de la empresa y en su capacidad de mantener un ritmo apropiado de exploración e inversiones de desarrollo en períodos de precios bajos, tal y como ocurrió en 1988.

Ante esta experiencia y la de la mayoría de los países exportadores de petróleo del continente a

finales de la década pasada, parecería prudente establecer más bien un mecanismo de estabilización de los gastos financiados con excedentes petroleros. Un instrumento apropiado podría ser un Fondo de Estabilización que en períodos de precios altos del crudo ahorre una porción de los excedentes y en

períodos de precios bajos desaccumule parte de los fondos ahorrados, para poder mantener una cierta continuidad tanto en el nivel de inversiones de la empresa, como en el nivel de gasto e inversión pública de la Nación y de otras entidades que se financien con parte de los excedentes petroleros.

