

# Situación Petrolera en Colombia y en el Mundo

En el momento actual puede afirmarse que en lo que concierne al petróleo, no existe prácticamente ningún país autárquico<sup>1</sup>. El mercado del petróleo es eminentemente mundial, constituido por zonas oferentes y demandantes bien definidas. Por ello, antes de examinar la situación colombiana es conveniente dar un vistazo a la situación mundial, ésta última constituye el marco dentro del cual se desenvuelve la primera.

## A. La situación internacional

### 1. El mercado mundial del petróleo y los precios

El mercado mundial del petróleo se caracteriza por la concentración de las exportaciones y de las importaciones en unas pocas regiones no coincidentes<sup>2</sup>. A

largo plazo no parece que esta situación vaya a cambiar sustancialmente, a pesar de algunos descubrimientos de nuevas zonas productoras. Por otro lado, la mayor parte de la producción mundial de crudo está en manos de unas pocas empresas, integradas verticalmente en todas las fases de la industria (producción, transporte, refinación y distribución). Antes de 1950 el número de empresas era muy reducido.

Estos hechos permiten el surgimiento de situaciones de oligopolio y oligopsonio en el mercado petrolero, y así ha sucedido históricamente. Antes de 1939 existía un cartel abierto entre las compañías; de 1939 a 1957, hubo colusión tácita entre esas compañías, en un intento por evitar la legislación antimonopolios de los Estados Unidos<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Con excepción tal vez de la China continental, aunque su situación tiende a cambiar.

<sup>2</sup> Europa (50%), Estados Unidos (16 %) y Japón (13.5%) representan el 84% aproximadamente de las importaciones, mientras que el Medio Oriente (61%), Africa (22.5% del cual 17% corresponde al

Africa del Norte) y Venezuela (15%), representan el 98.5% de las exportaciones (Cf. *World Oil*, "26 the Annual Outlook Issue", agosto 15 de 1971, cifras para 1970).

<sup>3</sup> Cinco de las siete grandes compañías son norteamericanas.

A partir de 1950, comenzaron a aparecer en el mercado compradores independientes y vendedores marginales. Esto trajo como efecto una disminución del grado de monopolio de la industria y la aparición de un mercado abierto marginal, a partir de 1957, que reflejaba los precios reales del crudo y que permitía detectarlos. Al aumentar el grado de competencia en la industria, los precios comenzaron a bajar a partir de 1957 y mantuvieron esa tendencia hasta comienzos de la presente década.

A partir de 1971 la situación cambia de nuevo. Los países productores, por medio de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) forman un cartel que logre elevar los precios, mediante un sistema de tributación equivalente a un impuesto por barril (aunque tiene aparentemente la forma de un impuesto a la renta), presionando a las compañías para que acepten aumentos de impuestos, a cambio de no cortarles el suministro de crudo<sup>4</sup>. El grado de monopolio de la industria ha vuelto a aumentar, pero esta vez a beneficio de los países productores. La situación actual de alza de precios es eminentemente inestable y éstos pueden seguir subiendo, mientras persista el actual sistema de relaciones entre países productores, compañías y países consumidores, hasta alcanzar un precio de equilibrio de monopolio; situación que presionaría un aumento sustancial de la oferta de productos energéticos sustitutivos, o una disminución en el consumo de productos petrolíferos<sup>5</sup>. Este nivel de equilibrio de

monopolio puede estimarse "grosso modo" en unos cinco dólares por barril<sup>6</sup>.

El mercado del crudo presenta dos aspectos adicionales, una gran segmentación y diferencias en la calidad del crudo, que se traducen en diferencias de precios.

La segmentación del mercado se debe ante todo a la gran importancia de los costos de transporte dentro del precio CIF del petróleo y a la existencia de restricciones de importación y preferencias regionales de algunos países consumidores.

Las diferencias en calidad están dadas ante todo por la gravedad del crudo y por el contenido de azufre. Mientras mayor la gravedad API<sup>7</sup>, y menor el contenido de azufre mayor la calidad y por tanto el precio del petróleo<sup>8</sup>. Por ello es necesario tomar como referencia un petróleo de calidad dada y transformar los precios de otras calidades, llevándolos a la calidad de referencia, para hacerlos comparables. Se toma aquí como referencia un producto del 31° API y de contenido medio de azufre.

## 2. Los precios y sus tendencias futuras

Por lo que se acaba de ver, es evidente que no hay un precio del petróleo crudo en el mercado mundial, sino una estruc-

*and Petrochemical International*. Febrero 1973, Londres.

<sup>6</sup> En verdad es difícil aventurar una cifra para dicho nivel, cinco dólares parece bastante moderada. Hay estimativos más altos; sin embargo, se ha utilizado aquí la cifra ya mencionada.

<sup>7</sup> Menor la gravedad específica.

<sup>8</sup> Se considera como adecuada una diferencia de 1.5 centavos de dólar por grado API. Para el azufre, hasta hace poco, había diferencias de unos 10 centavos de dólar por barril entre petróleos de alto y bajo contenido. Actualmente son muchos mayores.

<sup>4</sup> Véanse al respecto: J. A. Akins, "The oil crisis: this time wolf is here", *Foreign Affairs*, abril de 1973; M. Adelman, "Is the oil shortage real? Oil companies as OPEC tax collectors", *Foreign Policy*, cuarto trimestre de 1972; que presentan posiciones diferentes respecto a la situación actual.

<sup>5</sup> Cf. Edith T. Penrose "Participation, prices and security of supply in the Middle East", *Petroleum*

tura de precios. Pero además la estructura de precios que interesa, es la de los precios reales de transacción, observables en el mercado abierto marginal.

Los precios de transacción interna de las compañías y los precios cotizados o de lista carecen de significado económico. Los precios cotizados, que empezaron a publicar las compañías a partir de 1950, fueron buenos indicadores del valor real hasta 1957 aproximadamente, pero luego, al comenzar la tendencia descendente de los precios reales, los países productores (de la OPEP) se opusieron a la baja de los precios cotizados, pues con base en ellos se liquidaban los impuestos. De esta forma dichos precios se fueron alejando cada vez más de los precios reales de transacción.

Debido a su calidad de principal oferente del crudo a largo plazo, el golfo pérsico constituye el punto a partir del cual se determina la estructura mundial de precios a largo plazo. Los precios CIF en los países consumidores se determinan, en situación de equilibrio, sumando el precio FOB golfo pérsico y el costo de transporte desde el golfo pérsico. El precio FOB en otras zonas productoras, competitivo con el golfo pérsico, se determina restando de los precios CIF los costos de transporte. Debido a la segmentación del mercado y a la variabilidad de los costos de transporte, a corto plazo se presentan situaciones de desequilibrio que favorecen a las zonas productoras más cercanas a un determinado consumidor.

Teniendo en cuenta estos principios, se ha elaborado el cuadro XI.1, para el período 1960-1972, donde se presentan los precios promedios reales de transacción del golfo pérsico y los precios competitivos con ellos en Cartagena, Colombia, para el mercado de Nueva York, que constituye uno de los mercados más

CUADRO XI - 1

PRECIOS REALES DE TRANSACCION EN EL GOLFO PERSICO Y PRECIOS COMPETITIVOS EN CARTAGENA COLOMBIA RESPECTO AL MERCADO DE NUEVA YORK<sup>1</sup> (US\$/barril)

Año	Precio F.O.B. Golfo Pérsico	Precio F.O.B. en Cartagena
1960	1.51	2.10
1961	1.49	2.08
1962	1.59	2.16
1963	1.55	2.12
1964	1.26	1.63
1965	1.21	1.58
1966	1.26	1.73
1967	1.21	1.66
1968	1.31	1.60
1969	1.20	1.55
1970	1.16	1.86
1971	1.68	2.45
1972	1.80	2.57

Fuente: FEDESARROLLO. "Una política petrolera para Colombia". Informe final. Capítulo VI. Circulación restringida.

<sup>1</sup> Para un crudo de referencia de 31° API y contenido medio de azufre.

<sup>2</sup> Competitivo con el del golfo pérsico para el puerto de Nueva York.

favorables para el crudo colombiano<sup>9</sup>. Puede observarse allí la tendencia a la baja durante toda la década pasada y el brusco cambio en dicha tendencia al comienzo de la presente<sup>10</sup>.

Ese cambio, como ya se dijo, se produjo al consolidarse el cartel de países

<sup>9</sup> El más favorable sería el del Caribe, por ser el más cercano. Por otra parte el mercado norteamericano no es propiamente abierto. Sin embargo, cantidades marginales de crudo como las que produce Colombia no encontrarían dificultad de acceso en ese mercado.

<sup>10</sup> El cambio de tendencia se presenta en 1971 en el golfo pérsico y en 1970 en Colombia. Esta discrepancia se amplía por un aumento en la tarifa de transporte de largo plazo en 1970, que se duplicó.

productores, por medio de su asociación (OPEP). Los primeros aumentos de impuestos se pactaron con las compañías en el Acuerdo de Teherán, en febrero de 1971. Dichos aumentos eran progresivos hasta 1975 y se reajustaban para tener en cuenta la inflación mundial. En febrero de 1972 se acordaron en Ginebra nuevos ajustes, que tenían en cuenta la devaluación del dólar ocurrida en diciembre de 1971. Luego de la segunda devaluación del mismo en febrero de este año, se llegó a un nuevo acuerdo de reajuste por devaluación monetaria, en junio de 1973, acuerdo que es más favorable para los países productores que el anterior de febrero de 1971.

Por otra parte, algunos países del golfo pérsico (Arabia Saudita y Abu Dhabi en particular), buscaron en 1972 negociar con las compañías internacionales acuerdos de "participación" en la propiedad y operaciones de las empresas, subsidiarias de dichas compañías internacionales, que trabajan en sus territorios. El 20 de diciembre de 1972, las compañías internacionales de un lado y Arabia Saudita y Abu Dhabi del otro, llegaron a un entendimiento que aumentaba la participación de estos países al 25% en 1973 y luego un 5% adicional cada año a partir de 1978, hasta llegar a 50% en 1982. En el acuerdo se determinan compensaciones y otros mecanismos de ajuste necesarios para el éxito de la participación.

De cualquier manera el efecto final del acuerdo es ante todo un aumento en el costo del petróleo, después de impuestos, para las compañías internacionales, que se refleja en aumentos de precios para los países consumidores<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Se calculaban al comienzo del año dichos aumentos en 9 centavos de dólar por barril de crudos de 31° API, Cf. *Petroleum Intelligence Weekly*, enero 8 y 15 de 1973 y marzo 9 de 1973. También, OPEP, *Weekly Bulletin* febrero 9 de 1973.

De lo anteriormente expresado se deduce que la coyuntura internacional actual del precio del crudo, muestra una tendencia al alza. Más aún, hasta 1975, año de expiración de los acuerdos de Teherán y Ginebra, el precio del crudo continuará ciertamente subiendo, al menos al ritmo que establecen dichos acuerdos. A más largo plazo se anticipa que los precios deberán seguir variando, y se moverán hacia arriba mientras continúe la actual estructura internacional del sector: cartel de países productores con sistemas de imposición asimilables a impuestos por barril, grandes compañías internacionales encargadas de la distribución del crudo; grandes países consumidores con intereses contradictorios entre ellos, algunos interesados en petróleo a bajos precios, otros que no lo parecen mucho<sup>12</sup>.

Con base en estas consideraciones se presenta en el cuadro XI.2, un conjunto de proyecciones, con un límite inferior y uno superior. La actual situación hace pensar que los precios se acercarán más al límite superior<sup>13</sup>.

### 3. Los costos internacionales de producción

La medida del costo de producción relevante es la del costo incremental por barril producido, que refleja los pagos necesarios para proveer los factores de producción requeridos para obtener un barril adicional y que permite una compa-

<sup>12</sup> Véase Adelman M, Op. Cit. Dicho autor parece inferir que esta última posición es la de los Estados Unidos.

<sup>13</sup> Con referencia al cuadro XI.2, US\$4/Bl. en el golfo pérsico, equivalen, para la tarifa de transporte proyectada, a unos US\$5/Bl. en la costa Este norteamericana, precio tomado "grosso modo" como de equilibrio. Recuérdese que hay estimaciones más altas; el "límite superior" se refiere pues a una proyección moderada.

CUADRO XI - 2

PROYECCIONES DE PRECIOS DE EXPORTACION 1973-1985 PARA CRUDOS DE 31° API Y  
CONTENIDO MEDIO DE AZUFRE, F.O.B. GOLFO PERSICO Y CARTAGENA<sup>1</sup>  
(US\$/barril)

Período	Golfo Pérsico		Cartagena <sup>1</sup>	
	Límite inferior	Límite superior	Límite inferior	Límite superior
Enero 1973	1.93	1.93	2.84	2.84
Junio 1973	2.14	2.14	3.05	3.05
Enero 1974	2.21	2.35	3.12	3.26
Enero 1975	2.28	2.65	3.19	3.56
Enero 1976	2.28	2.95	3.19	3.86
1977	2.28	3.25	3.19	4.16
1978	2.28	3.55	3.19	4.46
1979	2.28	3.85	3.19	4.76
1980	2.28	4.00	3.19	4.91
1981	2.28	4.00	3.19	4.91
1982	2.28	4.00	3.19	4.91
1983	2.28	4.00	3.19	4.91
1984	2.28	4.00	3.19	4.91
1985	2.28	4.00	3.19	4.91

Fuente: FEDESARROLLO "Una política petrolera para Colombia". Circulación restringida.

<sup>1</sup> El precio F.O.B. Cartagena es competitivo con el del Golfo Pérsico para el mercado de New York, para obtenerlo se utilizan proyecciones de tarifas de transporte de largo plazo.

ración directa con el precio<sup>14</sup>. El costo calculado así, equivale al concepto de "precio de oferta", que mide el precio mínimo al cual el productor estaría dispuesto, en condiciones de competencia, a ofrecer cantidades incrementales de su producto. Por tratarse de una industria en permanente expansión, el precio de oferta está relacionado con el costo incremental que incorpora la inversión requerida para aumentar la capacidad de producción en el largo plazo. Debe distinguirse éste del costo marginal de producción con un acervo de capital dado.

Los gastos de inversión propiamente dichos están constituidos por los gastos de desarrollo de los campos. Los gastos de exploración no aumentan la capacidad productiva en forma predecible, ni pueden imputarse a uno u otro yacimiento productivo. Por ello no afectan el precio directamente sino a través de su efecto en otros costos. Resultan en un aumento de información, por lo que son asimilables a los gastos generales en investigación y experimentación en cualquier industria.

El costo de producción relevante tiene pues una componente de inversión, proveniente de los gastos de desarrollo y una componente de operación corriente, derivada de los gastos de extracción del petróleo con un acervo dado de capital. Este costo es función de las inversiones

<sup>14</sup> Véanse, entre otros, M. A. Adelman, *The World Petroleum Market*, Johns Hopkins Press, Baltimore, 1972 y Paul Bradley, *The Economics of Crude Petroleum Production*, North Holland Publishing Co., 1967, que han desarrollado dicha medida para la producción del petróleo.

de desarrollo, de los gastos de extracción, de las características básicas de los yacimientos (en particular sus tasas de declinación) y del costo del capital. Este último es elevado porque tiene en cuenta un riesgo económico alto, debido a las incertidumbres de la inversión petrolera: las de índole geológica y para las compañías extranjeras, adicionalmente, los riesgos de índole político.

Contrariamente a lo que piensan algunos autores, la industria petrolera no es de costos decrecientes a corto plazo, y no constituye por ello un "monopolio natural"<sup>15</sup>. La curva de costos incrementales (precios de oferta) contra producción, es creciente en un momento dado del tiempo<sup>16</sup>, bien sea para un pozo, un yacimiento o una región. Los gastos de explotación se acometen con el propósito de hacer que la curva se desplace hacia la derecha y de esta forma evitar que los costos incrementales de producción crezcan.

El costo de exploración por barril, en una situación de equilibrio, tendría como cota el aumento en el costo incremental por barril de no descubrirse nuevos yacimientos. Esta cota al costo en el futuro, dada por el aumento de los costos actuales, bajo el supuesto de no descubrir nuevos campos, es denominada por Adelman<sup>17</sup> "el máximo costo de hallazgo y explotación" y con base en él se calculan, para el futuro próximo, los costos incrementales que deben esperarse si se quiere abastecer el crecimiento de

la demanda mundial, con las zonas productoras de hoy.

En el cuadro XI.3 se presenta el cálculo de costos de producción hecho por Adelman y una proyección para mediados de el próximo decenio, en los países del golfo pérsico. El precio de oferta en el largo plazo estará determinado por los costos de producción proyectados para el golfo pérsico, principal oferente, en particular por el costo más alto allí, el de Kuwait de acuerdo con sus diversas ventajas de flete respecto al golfo pérsico. Se trata aquí por supuesto de precios de oferta antes de impuestos.

## B. La situación interna para el caso colombiano

### 1. *El marco institucional y jurídico*

En Colombia, los yacimientos de hidrocarburo son propiedad de la Nación, con unas pocas excepciones<sup>18</sup>. El subsuelo petrolífero puede sin embargo explorarse y explotarse por personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, con raras excepciones. Esto dá a Colombia la categoría de "país abierto", a la que pertenecen casi todas las naciones latinoamericanas<sup>19</sup>.

Esta orientación se explica por la magnitud de las inversiones petroleras, los conocimientos técnicos y la experiencia administrativa requeridos para la producción, y por los conocimientos y contactos requeridos para el transporte y comercialización de los crudos.

El carácter abierto no se opone a la existencia de empresas estatales que par-

<sup>15</sup> Adelman, op. cit., Capítulo I, insiste particularmente en este punto.

<sup>16</sup> Aunque con el tiempo, bajo la influencia del progreso técnico y los nuevos descubrimientos, puede desplazarse hacia la derecha, y así disminuyen los costos de producción pero sólo sobre curvas de costos incrementales distintas en el tiempo.

<sup>17</sup> M. Adelman, Op. Cit.

<sup>18</sup> El único campo petrolífero de propiedad privada en producción actualmente es el de Onaguáqui-terán de la Texas Petroleum Company, que produce aproximadamente el 5% del total nacional.

<sup>19</sup> Con excepción de Brasil y Chile y México parcialmente.



CUADRO XI - 3

COSTOS DE OPERACION Y DESARROLLO, Y PRECIO DE OFERTA A LARGO PLAZO  
(US\$/barril)

Región y años	Inversión de Desarrollo <sup>1</sup>	Desarrollo	Operación	Total	Operación + Desarrollo <sup>2</sup>
Estados Unidos 1960-1963	3.219	1.380	.168*	1.55	-
Venezuela 1966-1968	417	.351	.101	.462	-
Africa					
Libia 1966-1968	129	.074	.085	.159	-
Algeria 1966-1968	293	.180	.100	.280	-
Nigeria 1965-1966	165	.094	.070*	.164	-
Golfo Pérsico					
Irán 1963-1969	90	.047	.050	.097	.14
Iraq 1966-1968	47	.025	.045*	.070	.12
Kuwait 1966-1968	114	.060	.045	.105	.20
Arabia Saudita	78	.041	.045	.086	.18

Fuente: M. Adelman *The World Petroleum Market*.

\* Excluye oleoductos.

<sup>1</sup> Por barril diario.

<sup>2</sup> Medios del próximo decenio.

ticipen en las diversas fases de la industria petrolera. Así, en Colombia la Nación participa en la actividad petrolera a través de la Empresa Colombiana de Petroleos -ECOPETROL- creada en 1948.

La exploración y explotación puede efectuarse en Colombia por medio de *concesión*, otorgada por el gobierno nacional, o de asociación con ECOPE-TROL. La licitación se puede aplicar en casos especiales. La ley no parece excluir los contratos de servicios, entre ECO-PETROL y otras personas, pagables en especie.

El sistema de *concesiones* ha sido el más frecuente en Colombia. Sin embargo actualmente va cayendo en desuso, tanto en Colombia como en América Latina. Este sistema presenta, en efecto, múltiples

inconvenientes y rigideces de todo orden (político, jurídico, económico y administrativo). Algunas de ellas son:

- Se basa en una concepción anticuada de las relaciones entre el estado y el capital foráneo;

- Es de gran complejidad jurídica y hace difícil cualquier renegociación que actualice las condiciones pactadas;

- En Colombia ha hecho abstracción de las consideraciones de economía del petróleo;

- Excluye la participación de la nación en el manejo de la empresa.

Más particularmente el sistema de *concesiones*:

- No propicia una amplia e intensa exploración del subsuelo potencialmente petrolífero debido a la gran lentitud con

que se tramitan. De esta forma gran parte del subsuelo petrolífero queda congelado para la exploración;

Conlleva obligaciones de perforación insuficientes;

— Permite contratos de duración exageradamente larga (hasta 58 años);

— La participación del estado a través de regalías, es muy rígida.

Los contratos de asociación conjunta (*joint venture*) entre ECOPETROL y otras personas, permiten evitar los inconvenientes de la concesión. Su principal ventaja consiste en que la empresa nacional (ECOPETROL) no tiene que soportar el riesgo de la exploración que es alto y costoso. Dicho riesgo es asumido por el socio o socios. Sólo en caso de encontrar petróleo en cantidades comerciales, entra ECOPETROL a participar en el desarrollo del campo, además de pagar el 50% del valor de los pozos exploratorios perforados con anticipación y que hayan resultado comerciales.

Los contratos de asociación conjunta ofrecen mejores posibilidades de estudio y negociación y permiten incluir cláusulas de ajuste si fuese el caso. Además, la participación estatal que se obtiene con estos contratos es considerablemente mayor que con los de concesión. De otra parte, el carácter de asociación de esos contratos confiere una gran seriedad y solidez a las propuestas, proporciona instrumentos para impedir que ellas se lleven a cabo cuando no haya firmes intenciones de explorar y explotar nuevos yacimientos; además la rápida tramitación de los contratos evita que puedan quedar congelados, sin explorar, zonas potencialmente petrolíferas, como ocurre con el sistema de concesiones. De otra parte, su duración es menor, con un máximo de 31 años; sin embargo sería

conveniente reducir el período un poco más.

La asociación permite acceso a la tecnología y a la experiencia administrativa de las compañías petroleras, un mejor control de las explotaciones por parte del estado y una mayor y más adecuada información. Este es un punto clave dentro de esa industria.

## 2. El mercado interno

### a. Producción y demanda

El aumento del consumo neto total de energía en Colombia durante el decenio pasado (1960–1970) fue absorbido en su mayor parte por las fuentes de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y, en proporción menor, por la energía eléctrica. La participación del consumo neto de petróleo en el consumo neto de energía comercial pasó de 59% en 1960 a 65% en 1970, mientras que el carbón disminuyó su participación. (El consumo de carbón y de leña, esta última, energía no comercial, permaneció prácticamente estacionario en términos absolutos). El consumo de derivados del petróleo creció pues a una tasa anual mayor que el consumo neto total de energía comercial y/o no comercial (6.1% para los derivados del petróleo, contra 4.8% para la energía comercial y 2.4% para la energía total). Estas cifras muestran una presión acentuada en la demanda de hidrocarburos, preocupante en momentos en que el panorama de producción no se presenta muy halagüeño y los precios internacionales suben.

En cuanto se refiere a la oferta, la tasa regular de crecimiento de la producción de petróleo en Colombia fue del orden del 3.5% al año entre 1931 y 1970, pero ha disminuido sensiblemente durante los últimos años, (1.8% de 1962 a 1972). Actualmente la producción está decli-



nando, desde 1970, fenómeno debido en gran parte a que, después de Orito, no se han descubierto nuevos yacimientos de importancia. Este último hecho está asociado con una disminución del esfuerzo exploratorio observado durante los últimos trece años, ya que se ha comprobado que la correlación entre el esfuerzo exploratorio en un período dado de 7 años y la producción en el subsiguiente período de 7 años, es altamente significativa<sup>20</sup>.

Hacia el futuro, a corto plazo, se piensa que la producción de crudo continuará decreciendo a su tasa actual (7%), para pasar de 71.1 millones de barriles al año en 1972 a 54.1 en 1976. En esas circunstancias sería necesario importar crudo a partir de 1975, para satisfacer la demanda interna de refinados y especialmente de gasolina automotor<sup>21</sup>. A mediano plazo, hasta 1979, es muy probable que continúe el déficit de producción, a causa del bajo esfuerzo exploratorio en los últimos años.

La situación puede aliviarse sin embargo por medio de un desarrollo intensivo de los campos actuales, y eventualmente, por medio de desarrollo intensivo de campos "no comerciales" en el momento, pero que pasarían a serlo si los precios cambiaran. Las perspectivas a más largo plazo dependen ante todo del esfuerzo exploratorio.

No hay que olvidar sin embargo que a largo plazo existen también posibilidades de sustitución de fuentes de energía primaria. El país es rico en recursos carboníferos y en recursos hídricos, y debe

comenzar a tener en cuenta estas dos dimensiones dentro de su panorama energético<sup>22</sup>. En otros términos, es indispensable la planeación integral de los recursos energéticos.

#### B. Los costos

Puede estimarse actualmente el costo incremental de desarrollo por barril, para toda Colombia, en unos US\$0.44. El costo incremental de extracción se estima en unos 0.38 - 0.41 US\$ por barril. El costo de producción, o precio de oferta, antes de transporte, es pues en Colombia del orden de US\$0.82 - 0.85 por barril. El costo de transporte por oleoducto, sin el crudo de Orito, se estima en unos US\$0.14/barril; con Orito dicho costo sube a US\$0.28/barril. No hay que olvidar que el oleoducto de Orito no trabaja a plena capacidad (véase el cuadro XI.4).

Se observa que los costos de producción tienen en Colombia una amplia variación por campos. Ella no se explica, dentro de los márgenes de producción de los campos colombianos<sup>23</sup>, por las economías de escala, sino que obedecen principalmente a la situación del campo, a las condiciones del terreno, en particular su geología y tal vez, la mayor o menor eficiencia en la operación, así como a la edad del campo y su organización. Obsérvense los elevados costos del campo de la Cira, para el petróleo proveniente de recuperación secundaria.

Lo notable, sin embargo, es que campos pequeños, como Payoa y Provincia<sup>24</sup> tienen costos razonables. Es posi-

<sup>20</sup> Jaime Saldarriga, *Un análisis estadístico de la relación exploración-producción en la industria petrolera en Colombia*, FEDESARROLLO, circulación restringida, mayo 1973.

<sup>21</sup> Demanda que además corresponde a la demanda de crudo por parte de las refinerías.

<sup>22</sup> Y, a más largo plazo, se debe incluir la energía nuclear.

<sup>23</sup> Menos de 25 millones de barriles al año.

<sup>24</sup> Con menos de 10 millones de barriles al año de producción.

CUADRO XI - 4  
 COSTOS EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO PARA DIFERENTES CAMPOS  
 (US\$/barril)

Campo	Desarrollo	Extracción	Costo Incremental <sup>1</sup>	Precio de oferta <sup>2</sup>	
Río Zulia	0.17	0.08	0.25	0.42 <sup>4</sup>	0.58 <sup>5</sup>
Payoa	0.26	0.07	0.33		0.37 <sup>4</sup>
Provincia	0.32	0.18	0.50		n.d.
Orito	0.51	0.15	0.66	0.99	-1.09 <sup>3</sup>
Velásquez	0.56	0.66	1.12		1.24 <sup>4</sup>
La Cira <sup>6</sup>	0.53	1.21	1.74		1.74 <sup>4</sup>

Fuente y Metodología: Como fuente se utilizó la encuesta de FEDESARROLLO a las empresas petroleras que se empleó en el trabajo "Una política petrolera para Colombia" (Circulación restringida); la metodología fue explicada en el texto.

<sup>1</sup> O precio de oferta en el campo.

<sup>2</sup> En refinería o en puerto.

<sup>3</sup> En Tumaco.

<sup>4</sup> En Barrancabermeja.

<sup>5</sup> En Santa Marta.

<sup>6</sup> Para la recuperación secundaria.

ble que en Colombia existan muchos más campos así, pequeños pero buenos, que una intensificación de la exploración permitiría encontrar. Históricamente este tipo de campos no es raro. Su descubrimiento sería un alivio dentro de las perspectivas actuales.

### C. Tributación. Perspectiva histórica

Se hace aquí breve referencia a la tributación del sector petrolero, antes de entrar a tratar los precios. Luego se volverá sobre las modificaciones necesarias en el sistema tributario, dentro del marco de una política de precios.

La tributación de la industria petrolera se compone:

a. Del impuesto a la renta y complementarios (exceso de utilidades, ICSS, vivienda);

b. De una serie de impuestos indirectos

generales (de timbre, predial, licencias, supersociedades, aduanas); y

c. De algunos pagos adicionales específicos de la industria a saber: regalías, cánones superficiales, impuesto para un fondo de becas e impuesto de transporte.

El pago total al estado colombiano, o participación estatal, se compone de la suma de los rubros arriba indicados.

En el cuadro XI-5 se presenta de una manera resumida lo que ha sido dicho pago por barril en el decenio pasado. Puede observarse que el impuesto a la renta solo asciende al 25% del pago total. Las regalías son indiscutiblemente la fuente principal de ingresos petroleros del estado, representando aproximadamente un 60% del pago total. En pesos corrientes, el impuesto por barril poco más que se dobló entre 1962 y 1970. No sucedió así en términos reales, como lo

CUADRO XI - 5

PAGO TOTAL DE LAS COMPAÑIAS AL ESTADO COLOMBIANO. 1962-1970  
(por barril de producción)

Año	Impuestos I <sup>1</sup> Col. \$/Bl.	Impuestos II <sup>2</sup> Col. \$/Bl.	Otros <sup>3</sup> Col. \$/Bl.	Total Col. \$/Bl.	Total US\$/Bl.
1962	0.97	1.39	0.40	2.76	0.28
1963	1.07	1.41	0.36	2.84	0.27
1964	0.91	1.69	0.52	3.12	0.27
1965	0.79	1.96	0.45	3.20	0.21
1966	0.56	2.21	0.76	3.53	0.20
1967	0.52	2.77	0.66	3.95	0.24
1968	1.67	3.23	0.68	5.58	0.34
1969	1.49	4.10	0.59	6.18	0.36
1970	1.43	4.56	0.74	6.73	0.37
<hr/>					
Promedios					
1962-67	0.80	1.91	0.53	3.24	0.25
1968-70	1.53	3.96	0.67	6.16	0.36
<hr/>					
Participación					
1962-67	25%	59%	16%	100%	
1968-70	25%	64%	11%	100%	

Fuente: FEDESARROLLO.

<sup>1</sup> Impuesto de renta, complementarios y especiales.

<sup>2</sup> Regalías, cánones superficiares e impuesto de transporte. Las regalías representan en promedio el 89% de lo recaudado por los tres rubros.

<sup>3</sup> Licencias, supersociedades, timbre, predial, aduanas y becas.

muestra aproximadamente el impuesto en dólares por barril: hasta 1967 disminuyó un poco y de 1968 a 1970 se ha mantenido más o menos constante, pero luego da un salto brusco en 1967, como consecuencia de diversas medidas sobre tasas de cambio petroleras, precios y ventas internas de crudo, que se adoptarán en ese año.

Actualmente, en las concesiones, el pago total al estado solo representa el 19.7% del ingreso bruto (precio por barril), lo que en términos internacionales

es bastante bajo. Se verá más adelante, sin embargo, que las utilidades de las empresas productoras tampoco son altas, en términos internacionales. De otra parte, el impuesto a la renta parece ser inelástico respecto al ingreso bruto y a la renta bruta. Así, de 1962 a 1967 y de 1968 a 1970 ha disminuido su recaudo en pesos corrientes por barril, mientras que el ingreso por barril, en pesos corrientes, ha debido aumentar con la devaluación.

En los contratos de asociación conjun-

ta, actualmente en fase de exploración, que ECOPETROL ha celebrado con las otras compañías, el pago total a la nación lo recibido por el gobierno más lo recibido por ECOPETROL, alcanzará el 35.6% del valor del producto<sup>25</sup>, razón de más para preferir esta clase de asociación, al tradicional contrato de concesión. A pesar del avance que esto representa, el pago total es inferior al recibido por naciones comparables a Colombia, como el Perú, donde los nuevos contratos de servicios dejan a la nación un pago de aproximadamente el 45%.

#### D. Los precios

En Colombia existe una regulación completa de los precios del crudo, del gas y de los productos refinados, así como de los precios de transporte por oleoducto. El control de los precios del crudo se reglamentó en detalle en 1967, año en el cual se creó la comisión de precios del crudo<sup>26</sup>; los precios de refinados son fijados por el Consejo Nacional de Precios, cuya secretaría técnica es ejercida por la Superintendencia de Precios, dependencia del Ministerio de Desarrollo<sup>27</sup>.

La determinación de los precios internos reales del crudo, efectivamente recibidos por las compañías y efectivamente pagados por unos refinadores, se complica en extremo por la existencia de disposiciones que obligan a vender 25% de la producción en pesos, y por el hecho de que la tasa petrolera es inferior a la del certificado<sup>28</sup>. Los refinadores pue-

den adquirir los dólares necesarios para comprar su crudo a la tasa petrolera.

Por esos motivos en Colombia existen actualmente:

1. Un precio decretado del crudo;
2. Un precio real de venta para las compañías productoras, o ingreso neto efectivo por un barril (inferior al precio decretado, si la tasa petrolera es menor a la del certificado); y
3. Un precio real, efectivamente pagado por los refinadores, inferior al precio real de venta y al decretado.

Antes de 1967, los precios se negociaban bilateralmente entre los refinadores y los productores; parte del crudo<sup>29</sup> se vendía desde entonces a la tasa petrolera.

Por todo esto, es difícil llegar a los precios internos reales de compra y venta del crudo en Colombia. Una estimación de ellos aparecen en el cuadro XI-6. Se observa allí, que los precios internos han tenido poca o ninguna relación con los internacionales<sup>30</sup>; de 1960 a 1967 no siguieron la evolución de éstos hacia la baja sino que fueron notoriamente superiores. De 1970 en adelante, la situación ha cambiado pues debido a la regulación interna instaurada en 1967, los precios internos no han seguido la reciente tendencia al alza de los internacionales.

Las compañías que exportaron crudo compensaron en algo esta situación interna, al vender sus exportaciones al precio competitivo internacional, superior al in-

<sup>25</sup> Para una asociación conjunta ("joint venture") del tipo 50-50.

<sup>26</sup> Decretos Leyes 444 de 1967 y 688 del mismo año.

<sup>27</sup> Decretos 1656 de 1960 y 2662 de 1968.

<sup>28</sup> Decreto Ley 444 y reglamentario 2008 de 1967.

<sup>29</sup> Se trataba de una parte variable con cada contrato.

<sup>30</sup> La comparación es aproximada por fuerza, pues los internacionales están referidos a 31° de densidad y sería necesario "acomodarlos" a la densidad y contenido de azufre del petróleo vendido internamente en Colombia.

CUADRO XI - 6

PRECIOS REALES DE VENTA Y COMPRA  
INTERNOS DEL CRUDO. COLOMBIA. 1972-1971  
(US\$/Bl.)

Año	Precio real de venta interna <sup>1</sup>	Precio real de compra interna <sup>2</sup>	Precio compe- titivo interna- cional de export. <sup>3</sup>
1962	2.13	n.d.	2.16
1963	2.08	n.d.	2.12
1964	2.02	n.d.	1.63
1965	2.30	n.d.	1.58
1966	2.14	n.d.	1.73
1967	2.08	n.d.	1.66
1968	1.57	1.02	1.60
1969	1.40	0.96	1.55
1970	1.49	0.87	1.86
1971	1.44	1.39	2.45

Fuente: CIIP, Ministerio de Minas y Petróleos.  
Cálculos de FEDESARROLLO.

<sup>1</sup> Según cifras deducidas de datos de balanzas de pagos suministrados por el CIIP a FEDESARROLLO. Se excluyó la Gulf de todos los datos, tanto de ingresos como de producción y ventas internas. Cálculos directos efectuados por FEDESARROLLO no discrepan fundamentalmente con los resultados anteriores.

<sup>2</sup> Según cálculos de FEDESARROLLO.

<sup>3</sup> Para petróleo de 31° API y contenido medio de azufre. F.O.B. Cartagena.

terno a partir de 1970. Sin embargo, el ingreso por ese concepto se ha visto cada vez más afectado por el aumento del consumo, y la disminución de la producción interna, y por consiguiente de las exportaciones.

En síntesis, desde comienzos del presente decenio, el país enfrenta una nueva situación respecto a su petróleo; se combinan precios internos muy bajos respecto a los internacionales, con una actividad exploratoria lánguida, una producción declinante y perspectivas de importación de crudo a corto plazo. Ante esta situación es necesario preguntarse sobre la conveniencia de la política ac-

tual de precios y tratar de sentar las bases de una nueva orientación que se ajuste más al panorama actual.

Una política de precios (y de tributación) adecuada debería buscar dos objetivos:

1. La asignación eficiente de los recursos domésticos;
2. No discriminar a favor ni en contra de la inversión extranjera en el sector, en relación con las oportunidades que ella tiene en países similares.

El primer objetivo implica fijar precios del crudo y sus derivados que reflejen el costo de oportunidad social de su adquisición o disposición. Dicho costo es el precio competitivo internacional de exportación o de importación, que pueden diferir un poco, debido a la imperfección del mercado. Puede, sin embargo, tomarse el precio FOB competitivo de exportación como el nivel adecuado<sup>31</sup>. La perspectiva inminente de importar ha hecho que el país perciba más agudamente cuál es ese costo de oportunidad.

El país ha mantenido en estos últimos años un precio interno inferior al costo de oportunidad del recurso, que ha traído como consecuencia graves distorsiones en la economía. Vale la pena mencionar algunas:

En primer lugar, el país mantiene un subsidio apreciable a los usuarios de gasolina como bien de consumo, que son individuos en las más altas escalas de ingreso. Esto fomenta una demanda excesiva por ese producto, y por el transporte automotor individual. Otro es el caso del transporte público para el cual el subsidio puede justificarse. Pero éste

<sup>31</sup> Posiblemente se podría importar a ese precio, de países vecinos productores (Venezuela, Ecuador, Perú).



debe hacerse *directo, específico y explícito* para el transporte público y no *generalizado, indirecto y disfrazado*, como en la actualidad.

En segundo lugar, se subsidia a los usuarios de crudo y derivados como bienes intermedios. Esto ha llevado, por un lado, a un uso excesivo e ineficiente de ACPM y FUEL OIL como fuentes de producción de energía eléctrica, en comparación con otras, como la hidroeléctrica y el carbón. Por otro lado, se ha creado un estímulo artificial al desarrollo de la industria petroquímica en el país, en detrimento de otras industrias, cuyo valor agregado y empleo generado por peso invertido es mucho mayor. El desarrollo de la petroquímica no es necesariamente lo más conveniente para países como Colombia, productores marginales de crudo, donde el costo de oportunidad de la materia prima (el crudo) es elevado y el capital escaso, mientras en el mercado internacional pueden presentarse largos períodos de precios bajos<sup>32</sup>. En esta forma se encarecen los insumos para el sector agropecuario (como los fertilizantes) y para las industrias textiles en las cuales el país tiene ventaja comparativa para la exportación<sup>33</sup>.

Finalmente, la asignación de recursos para la refinación también se ha visto distorsionada por el precio artificialmente bajo del crudo, planeándose una expansión exagerada de la capacidad de refinación, en detrimento de la exploración y explotación del crudo, etapas reconocidas como las más rentables de la industria petrolera. Así, se planeaba una refi-

nería en Tumaco, totalmente dedicada a la exportación, pero ante la perspectiva de tener que importar la materia prima (crudo) se vio que la rentabilidad del proyecto se debía exclusivamente al mantenimiento de precios internos artificialmente bajos. El país debería dedicar a la refinación un monto de recursos apenas suficiente para suplir la demanda interna normal, es decir, la resultante de precios adecuados<sup>34</sup>.

El segundo objetivo, no discriminar a favor ni en contra de la inversión extranjera, se propone con base en dos consideraciones. En primer lugar, como ya se mencionó al hablar de Colombia como país "abierto", las inversiones y el riesgo en el sector son altos y por lo tanto parece inapropiado comprometer su desarrollo con la utilización exclusiva de capital nacional, que es un recurso escaso. En segundo lugar, tampoco parece apropiado el buscar una política de autoabastecimiento o exportación a costa de mantener insignificante el producto fiscal de la explotación del petróleo colombiano y ofrecer a las compañías extranjeras utilidades desproporcionadas a aquellas que obtienen en países de condiciones similares.

#### E. El nivel de tributación y los precios internos

El primer objetivo expresado proporciona un criterio para la fijación del precio interno del crudo, acorde con su costo de oportunidad. El segundo permitirá fijar la tributación en un nivel adecuado. Para volver operacional este último objetivo, se requiere postular un modelo de comportamiento de las empresas extranjeras, para determinar bajo qué condiciones se discrimina a favor o en contra de sus inversiones en el país.

<sup>32</sup> Cf. N.A. Adelman M. y Martin B. Zimmerman. *La industria petroquímica en un país subdesarrollado*, FEDESARROLLO, Bogotá abril de 1973.

<sup>33</sup> La integración de Venezuela al Grupo Andino (país con capital abundante y costo de oportunidad bajo la materia prima, que es excedente allí) podría cambiar este panorama.

<sup>34</sup> Pues los márgenes de refinación son moderados en el mercado mundial, y los costos de transporte de refinados son más altos que los de crudo.



CUADRO XI - 7

NIVELES DE IMPOSICION ESTATAL Y DE UTILIDADES PARA UN PRECIO INTERNO DEL CRUDO DE US\$3,05 BARRIL

Tipo de producción	Precio interno US\$/Bl.	Imposición total US\$/Bl.	Imposición total <sup>3</sup> %	Costo de producc. por barril US\$/Bl.	Utilidad por barril US\$/Bl.	Utilidad por dólar invertido	Monto de la regalía <sup>4</sup>
I. De nuevos descubrimientos							
a) Campo regular <sup>1</sup>	3.05	1.32	43.5	0.66	0.76	1.5	43.5% <sup>5</sup>
b) Campo bueno <sup>2</sup>	3.05	1.32	43.5	0.30	1.12	5.6	43.5% <sup>5</sup>
II. Intensiva de campos actuales	3.05	0.50	16.5	1.50	0.75	1.50	10.2% <sup>6</sup>
III. Primaria de campos actuales	3.05	1.69	55.5	0.85	0.23	0.53	53.5% <sup>6</sup>

Fuente: FEDESARROLLO.

<sup>1</sup> Con costos parecidos a los del campo de Orito: desarrollo 0.51 US\$/Bl.; operación 0.15 US\$/Bl.; total 0.66 US\$/Bl. Se supone un costo de transporte de 0.30 US\$/Bl.

<sup>2</sup> Con costos del orden de 0.20 US\$/Bl. para el desarrollo y 0.10 US\$/Bl. para la operación. Transporte: 0.30 US\$/Bl.

<sup>3</sup> Como porcentaje del precio.

<sup>4</sup> Para alcanzar el nivel propuesto de imposición.

<sup>5</sup> Para una explotación tipo "asociación conjunta", 50% ECOPELROL, 50% compañías privadas.

<sup>6</sup> Para los campos actuales con contratos de concesión.

Si se considera a las compañías en una situación relativamente competitiva a nivel mundial, puede mostrarse que un inversionista racional asigna su presupuesto ordenando los proyectos según su utilidad por dólar invertido<sup>3 5</sup>, hasta agotar los fondos, o alternativamente, ejecutando inclusive aquellos proyectos cuya utilidad por dólar invertido sea igual al costo de obtener capital prestado, más un margen mínimo de ganancia empresarial. El inversionista racional emprenderá, ante todo, el desarrollo de yacimientos muy grandes con utilidades por dólar invertido apreciables (con los cuales el país no es competitivo) y en el margen, entre inversiones comparables, escogerá según utilidad por dólar invertido.

Si por el contrario se considera a las compañías en una situación de cartel típico, con cuotas de producción, una decisión racional ordenaría las inversiones según la utilidad neta por barril, hasta agotar su cuota. El criterio no discriminatorio sería en este caso, dejar a las compañías utilidades por barril semejantes a las que obtienen en otros países con campos comparables a los colombianos.

Un modelo del primer tipo interpreta mejor la realidad actual del mercado internacional del petróleo. Por ello, el indicador utilidad por dólar invertido es el más adecuado como criterio para fijar condiciones no discriminatorias, frente a países con yacimientos de características económicas comparables a las de Colombia.

A mediados de 1972, para el nivel de precios competitivos, a las escalas de

<sup>3 5</sup> Dada por la relación  $Y_b/C_d$ , donde  $Y_b$  es la utilidad por barril y  $C_d$  es el costo incremental de desarrollo por barril.

tributación prevalecientes, la utilidad en Venezuela era del orden de 0.80 a 1.22 dólares por dólar invertido, La utilidad por dólar invertido para el conjunto de Colombia era de aproximadamente 0.50 dólares por dólar, bajo las condiciones de precios internos reinantes (aunque en Colombia también los mejores pozos tenían utilidades intramarginales del orden de 4 y 5 dólares por dólar invertido, es decir algo inferiores a las obtenidas en Venezuela<sup>36</sup>.

Si Colombia quiere estimular la producción adicional del petróleo, mediante descubrimiento de nuevos campos (eventual resultado de intensificar la exploración) o el desarrollo intensivo de los actuales (que incluye recuperación secundaria), una de las medidas a tomar es, hacer esa nueva producción competitiva, es términos de utilidad por dólar invertido. Ello implicaría ajustar el nivel de precios<sup>37</sup> y el de tributación de tal manera que la utilidad por dólar invertido en un nuevo campo, con costos medianos<sup>38</sup>, fuera del orden de la de las inversiones marginales en Venezuela (0.80 – 1.22 dólares por dólar invertido), o un poco superior, como estímulo adicional (del orden de 1.50)<sup>39</sup>.

<sup>36</sup> La comparación con los países del golfo pérsico, donde las inversiones y por tanto los costos de producción por barril son mucho más bajos, no es aquí relevante pues se trata de países intramarginales. Las utilidades en dichos países son del orden de las de los mejores campos de Venezuela.

<sup>37</sup> Como ya se expresó, el precio debía reflejar el costo de oportunidad, igual al precio competitivo de exportación del crudo. Se ajustarían pues simultáneamente el precio y el nivel de tributación.

<sup>38</sup> Del orden de los del campo de Orito por ejemplo.

<sup>39</sup> En un campo nuevo con costos de desarrollo bajos, como el río Zulia, el ajustar así los precios y la tributación daría una utilidad por dólar invertido mucho mayor o del orden de 4.50 dólares, comparable con la de los mejores campos de Venezuela.

De la misma forma, un estímulo a la producción *intensiva* en los campos actuales, se lograría dejando a las compañías una utilidad por dólar invertido de 1.5 para cada barril de *producción intensiva*, es decir, la producción que sobrepase a la que tendría cada campo actual con inversiones futuras nulas<sup>40</sup>. Esta última producción, que podría denominarse *primaria* se calcula extrapolando la producción de los tres últimos años de cada campo actual. Para dicha producción *primaria*, la utilidad por dólar invertido se mantendría al nivel que ha tenido en los últimos años. El país tendría pues interés en negociar con las compañías el aumento de los precios internos contra cambios en los sistemas impositivos, de tal manera que las utilidades por barril quedaran a los niveles que acabamos de ver para cada tipo de producción: nueva, intensiva y primaria.

Para un nivel interno de precios de US\$3.05, igual al precio competitivo en Cartagena a mediados de este año, resultarían los niveles de imposición total consignados en el cuadro XI-7. En el mismo cuadro se señala el nivel al cual habría que ajustar las regalías de cada tipo de producción, con el fin de alcanzar dicho nivel de imposición, después de tener en cuenta el pago al Estado del impuesto de renta y de los otros impuestos de la industria (menos las regalías).

Si el precio internacional subiere, el precio interno debería subirse y el nivel de imposición (ajustando las regalías) debería también elevarse de tal manera que las compañías recibieran las mismas utilidades por dólar invertido que antes. Este sistema presenta un marco adecuado para el aumento de las inversiones en ex-

<sup>40</sup> Con gastos de desarrollo nulos, es decir, con solo gastos corrientes de operación.

ploración y producción del petróleo, que debe ser complementado por la acción directa de ECOPETROL en la negociación de contratos de asociación conjunta, y la del gobierno en la liberación de tierras solicitadas en concesión y aún no adjudicadas, para darlas a ECOPETROL. Esta empresa se encargaría de negociar con los antiguos solicitantes, contratos de asociación conjunta,

El impacto de esas medidas sobre el nivel interno de precios de los combustibles es pequeño. Además, puede graduarse de tal manera que al comienzo el recaudo adicional por concepto de impuestos se utilice como un subsidio generalizado al proceso de refinación, de tal manera que los precios permanezcan constantes, o se eleven muy poco. Luego puede disminuirse gradualmente el subsidio a lo largo de un período de 5 años, con un alza total de solo 5 centavos de dólar por galón de gasolina<sup>41</sup>. Simultáneamente podría ampliarse el subsidio al transporte público urbano para mantener las tarifas actuales, con un moderado costo fiscal. No obstante, estos subsidios y la eventual disminución del impuesto a la gasolina, el Estado obtendría importantes recaudos adicionales.

## F. El mercado externo. Balanza de pagos

Las actividades de exploración y producción de petróleo no están sometidas al régimen del control de cambios. Por el contrario, la producción de gas, la refinación, la distribución y las empresas de servicios sí lo están, aunque dicho control no es muy efectivo.

Existen poderosos argumentos a favor de que la producción de petróleo no esté

sometida al control de cambios; en primer lugar, la conveniencia de la inversión petrolera se analiza detalladamente al celebrar el contrato de exploración y explotación, con lo cual uno de los objetivos del control de cambio, que es justamente constatar dicha conveniencia, queda cumplido. En segundo lugar, si se quiere evitar que la inversión grave inmoderadamente la balanza de pagos, segundo objetivo del control de cambios, puede actuarse sobre la carga tributaria de las empresas petroleras, para dejar a las empresas como utilidad, solamente aquella que mantenga al país en posición competitiva con otros productores; el resto del saldo neto en moneda extranjera de las explotaciones petrolíferas permanecerá en el país para pago de impuestos.

Por otro lado, subsiste para la industria petrolera un régimen especial de tasas cambiarias. Hasta 1967 había dos tasas específicas para el petróleo: la del capital petrolero, para la compra de las divisas a las compañías, y la de refinación, a la cual se vendían dólares para adquirir parte del petróleo para refinación interna. La primera se suprimió en 1967. La segunda subsiste actualmente, al nivel de 20 pesos por dólar (o sea inferior a la tasa del certificado). La obligación de las compañías de vender el 25% de su producción a la tasa petrolera, y la venta que hace el Banco de la República de dólares para refinación a esa tasa, constituyen un subsidio disfrazado al consumo de productos petroleros, a costa de un menor ingreso de las compañías y una carga para la cuenta especial de cambios de la nación, que repercuten en el presupuesto. No es aconsejable esta situación y por ello debe suprimirse también la tasa de refinación. Si hay que subsidiar, es mejor hacerlo en forma explícita, y no disfrazada, como en este caso.

<sup>41</sup> Y disminuciones moderadas del impuesto a la gasolina, que se verían más que compensadas con el aumento del recaudo fiscal por concepto de producción de crudo.

Un resumen de los principales rubros de la balanza de pagos petrolera se muestra en el cuadro XI.8 para el período 1962-1970.

El resultado neto, reflejado en las remesas del exterior, muestra un saldo favorable para el país, aunque pequeño. Dicho resultado neto ha sido la consecuencia del saldo positivo sistemático en la cuenta de capital y de un saldo casi nulo o negativo (en los últimos años) en la cuenta corriente. Las remesas hacia el país se han logrado pues, ante todo, por el saldo neto favorable de la cuenta de capital.

Aunque el resultado es satisfactorio, y el flujo de capital ha sido bastante estable entre 1962 y 1971, no tiene sin embargo, por naturaleza, la misma regularidad de la cuenta corriente. Por este motivo el simple incremento que pueda registrarse en él, no sustituye el efecto más firme de un mejor resultado en cuenta corriente. Por ello, hacia el futuro, un mejoramiento de la balanza de pagos debe tratar de conseguirse, también, por medio del objeto de la producción y las exportaciones, simultáneamente con la aplicación de medidas tributarias adecuadas, que se desprenden de lo expresado en este informe, de tal manera que el resultado de la cuenta corriente sea favorable también.

Por otro lado, medidas como las que ocasionalmente se han propuesto a veces, de obligar a vender a las compañías una porción mayor al 25% de su crudo en pesos, no tiene ningún efecto sobre la balanza de pagos, sino existe simultáneamente control de cambios para la industria<sup>42</sup>. Estas medidas conducirían a un mejor ingreso de dólares, desde el exterior, para compras locales, ya que las

<sup>42</sup> Ni tasas de cambio diferenciales, cuyos efectos son subsidios disfrazados, según se vió.

CUADRO XI-8

BALANZA PETROLERA, SALDO NETO DE LAS PRINCIPALES CUENTAS. 1962-1971  
(US\$ millones)

Años	Cuenta corriente	Cuenta de capital	Remesas del exterior <sup>1</sup>
1962	2.3	20.9	-23.2
1963	3.1	20.4	-23.5
1964	-1.0	27.2	-26.3
1965	-1.3	23.5	-22.1
1966	-3.6	18.2	-14.6
1967	-25.0	25.7	- 0.7
1968	-24.2	29.9	- 5.7
1969	-11.6	24.1	-12.5
1970	-16.0	11.7	4.3
1971	-22.1	20.8	1.2

Fuente: FEDESARROLLO.

<sup>1</sup> El signo negativo indica flujo de remesas hacia el país.

compañías obtendrían los pesos para dichas compras, o bien a un aumento de las utilidades excedentes y su consecuente remesa al extranjero.

Si se estableciera el control de cambios para evitar estas situaciones, los resultados no serían mejores, pues se crearía un excedente de pesos para las empresas del cual tratarían de deshacerse, tomando participación en empresas nacionales o comprándolas, cosa que no sería aconsejable.

## G. Conclusiones

El sector petróleo se ha quedado en Colombia a la zaga de los cambios internacionales. La política petrolera colombiana está en mora de algunas reformas fundamentales, que lo integran en el marco internacional del cual es inseparable, y lo relacionen con el problema energético global.

Los cambios a efectuar han sido expuestos en este informe, o se deducen de lo dicho en él: el marco institucional debe acomodarse a nuevos horizontes. El sistema de concesiones debe ser reemplazado por formas más modernas de contratación, como la asociación conjunta. La producción debe estimularse procurando intensificar la exploración. Para ello, el país debe ofrecer una situación competitiva en el panorama internacional, sin sacrificar un nivel justo de participación fiscal al cual tiene derecho, como dueño del petróleo. El sistema de precios internos debe basarse en el costo de oportunidad del petróleo, dado por su precio competitivo internacional, para evitar distorsiones en la asignación de los recursos de la economía. La tributación debe ajustarse de acuerdo con el sistema de precios y con la utilidad que el país

le reconozca a las compañías. El nivel de utilidades debe ser tal que el país mantenga una posición competitiva en el mercado internacional. El aumento de la producción y el mejoramiento de la tributación deben producir efectos favorables en la balanza de pagos, en especial en la cuenta corriente. Los subsidios disfrazados deben eliminarse y reemplazarse por los subsidios explícitos que sean absolutamente indispensables. Estos son algunos de los cambios a efectuar.

Además, el país debe comenzar a dar los pasos y efectuar los estudios para formular una política energética coherente y adecuada. Esta política debe permitir prevenir las soluciones que requieren tanto el sector como la economía en su conjunto. Este informe muestra una de las caras de dicha política: la del petróleo. Es necesario comenzar a descubrir otras.