

REVISTA ENERGETICA ENERGY MAGAZINE



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

LA FORMACION DE PRECIOS
EN LA ACTIVIDAD PETROLERA

PRICING IN PETROLEUM INDUSTRY ACTIVITIES

Héctor J. Ferro

POLITICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

FUEL PRICING POLICY

Gonzalo Palacios Vásquez

DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES
EN PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES WITH SMALL
HYDROPOWER STATIONS

OLADE

AÑO 12 No. 1 ABRIL 1988

YEAR 12 No. 1 APRIL 1988

LA FORMACION DE PRECIOS EN LA ACTIVIDAD PETROLERA 1/

Héctor J. Ferro *

1. INTRODUCCION

En todo análisis económico, las variables de costo y cantidad son elementos inseparables.

La experiencia ha indicado que, si bien las tasas de rentabilidad en cualquiera de las actividades de la industria petrolera (exploración, transporte, refinación, comercialización, etc.), son indicadores importantes que pasan a tener una significación secundaria, lo que realmente importa en este tipo de análisis es el precio de transferencia utilizado por los crudos.

Para efectos del análisis se usarán las siguientes categorías económicas que permitirán identificar los diferentes factores de poder:

- a. El Capital Petrolero (CP), que está compuesto por las multinacionales, las empresas independientes y las empresas del Estado.
- b. El Estado Petrolero (EP) que es el que percibe la renta petrolera CIF, con referencia al país que importa el crudo, y

1/ Los conceptos vertidos en esta exposición no necesariamente representan la opinión de los Organismos a que pertenece el autor PNUD-DTCD (Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo - Departamento de Cooperación Técnica para el Desarrollo).

* Asesor Técnico Principal de Naciones Unidas, Proyecto OLADE-PNUD-DTCD/RLA-82-011.

- c. La Industria Petrolera Internacional (IPI), que se refiere a las diversas etapas de la industria petrolera, independientemente de si la actividad es pública o privada. 2/

2. PRECIO DE PRODUCCION Y REPRODUCCION

Como se sabe, el valor es la cantidad de trabajo necesaria para producir un bien, en el que el precio de mercado está determinado por el precio de producción más elevado; es decir, el que se genera con el sistema menos eficiente de producción.

El concepto que permite diferenciar entre el precio de producción y el de reproducción está dado por los gastos de exploración más la utilidad sobre el capital. Diversos autores han precisado de distinta manera estos criterios. Lovejoy habla de "costos de reemplazo" y Bradley llega a estimar el "costo de reconstitución".

Así es como, una de las fórmulas más usadas es la siguiente:

$$\text{Costo de Reproduccion} = \frac{\text{CDP}}{\text{P}} + \frac{\text{CM} + \text{CE}}{\text{RP}}$$

Donde:

CDP costo de producción
P barriles producidos
CM costo de desarrollo
CE costo de explotación
RP barriles agregados como reservas probadas

La respuesta económica al problema que relaciona el precio de producción con el de reproducción la da Adelman con la noción del "Maximum Economic Finding Cost" (MEFC). Este concepto es el Costo de Desarrollo más alto de los yacimientos conocidos y de los que se están descubriendo. Si en la diferencia entre el costo real y el MEFC, el primero es superior, el país tiene una pérdida económica y, viceversa, se produce una ganancia que nos indica una competitividad de precios a mediano y largo plazo. De

2/ Angelier, Jean Pierre, La Rente Pétrolière, Centre National de la Recherche Scientifique CNRS, 1977.

todas formas esa diferencia se refleja en un superávit que desaparece rápidamente, resultando el costo real más sensible en economías de inflación -como las que estamos viviendo- con relación al MEFC.

Es más normal definir al "Costo de Desarrollo" (CM) como el costo marginal a largo plazo, que es igual a la sumatoria actualizada de las inversiones necesarias (EI), divididas por la sumatoria actualizada de las cantidades adicionales producidas (EQ).

$$CM = \frac{\sum EI}{\sum EQ}$$

Es decir, a un aumento de la demanda, el precio de producción del último yacimiento constituye el precio de reproducción del crudo (MEFC). Como luego se podrá apreciar, las diferencias entre el precio de mercado y de reproducción deben ser explicados a través de la teoría de la renta y, para analizar la renta petrolera se debe partir de la teoría del valor.

3. TEORIA DE LA RENTA

Se puede decir, sin mayor margen de equivocación, que los economistas que realizaron el mayor aporte a la teoría de la renta han sido David Ricardo, Karl Marx y Alfred Marshall. Los aportes del primero se conocen a través de sus ejemplos de las rentas de la tierra y que por ser del conocimiento general, no serán explicitados aquí. Pero sí es conveniente detenerse en los otros dos autores.

Marx clasificó a las rentas de la siguiente forma:

- | | | |
|------------------------|--|------------|
| | | Minería |
| | | Calidad |
| - Rentas Diferenciales | | Posición |
| | | Tecnología |
| | | |
| - Rentas Absolutas | | |
| - Rentas de Monopolio | | |

La Renta Minera es la diferencia entre los costos de extracción de dos yacimientos diferentes en un determinado mercado de consumo.

Se denomina Renta de Calidad a la diferencia de valorización económica dada por la densidad API, cantidad de azufre, grado de pureza, etc.

Cuando existe diferencia de localización; es decir, que la única diferencia la establece el transporte, el yacimiento más cercano se favorece con una Renta de Posición, mientras que la Renta Tecnológica se manifiesta por las economías de escala.

Para Marx, la Renta Absoluta nace de la diferencia del excedente del valor en relación al precio de producción. Es decir, hay una plusvalía agrícola, ganadera, etc. "...; pero la renta no puede salir sino del precio del monopolio, que no es determinado, ni por el precio de producción ni por el valor de los bienes, pero sí por la demanda y el poder adquisitivo de los compradores". ^{3/}

Por último, el mismo autor define la Renta de Monopolio como la diferencia de calidad y costos entre los bienes.

Otro economista que realiza un gran aporte al tema es Alfred Marshall, quien diferencia los ingresos provenientes del suelo y subsuelo, "...; mientras que la renta de la tierra se realiza anualmente, una sociedad minera la hace a través del royalty o regalías que resulta proporcional a las cantidades extraídas. Pero el royalty no es una renta. El royalty constituye el costo de reposición del petróleo crudo extraído". ^{4/} Es decir que las regalías se deben considerar como un "costo de reconstitución" realizado por el Capital Petrolero no propietario, debiendo ser incorporadas en el precio de reproducción.

Estas Rentas de Monopolio son tomadas por el Capital (Financiero) Petrolero. Pero hay otra forma de Renta de Monopolio: la percepción impositiva fiscal obtenida por los países consumidores. Esto se debe a que los mercados nacionales son cerrados, sin competir con la Industria Petrolera y, por ahora, la elasticidad demanda/precio es baja -particularmente en las gasolinas- lo que permite imponer precios altos. No obstante se debe mencionar que no se cree que esto sea válido en términos de precios de largo plazo.

^{3/} Marx, K., El Capital, Libro III, Tomo 3, p. 148.

^{4/} Marshall, A., Principios de Economía Política, Cap. 8, p. 117-118.

4. BARRERAS A LA ENTRADA

No se puede dejar de mencionar la importancia de la evolución producida, desde 1857 a la fecha, en las barreras a la entrada de la industria petrolera. Para ello se lo menciona a Bain, quien analiza los oligopolios heterogéneos; es decir, aquellos mercados en donde los productos no son totalmente sustituibles.^{5/}

El oligopolio exige que un número relativamente pequeño de firmas dispongan de ventajas que les permita evitar la entrada de nuevas firmas a la industria. Cuando ingresa una nueva empresa al mercado, en una primera etapa no puede beneficiarse de las ventajas de los costos absolutos (marcas, patentes, etc.); de la diferenciación de productos (calidad), y de las economías de escala. Sin embargo, una demanda en constante ascenso puede hacer bajar las barreras.

a. Barreras del Período (1857-1945)

Este período se caracteriza por un excedente de la oferta que reduce la Renta de Monopolio de las multinacionales. Esto hace que se realice el acuerdo de precios entre las empresas. Este acuerdo se lo conoce como de la línea roja y, mediante él, las multinacionales se aseguran el control del crudo del Medio Oriente. Como los precios continuaban bajando se produce un acuerdo de fijación de precios por medio del cual se reparten el mercado. Este sistema se lo ha conocido por el nombre de GULFPLUS.

Este sistema crea el "flete fantasma" en donde el proveedor más cercano se beneficia con el recargo por flete, siendo castigado el comprador más alejado.

b. Baja de las Barreras (1945-1970)

En este período se incorporan las empresas petroleras independientes privadas norteamericanas y las nacionales o estatales, como el Ente Nacional de Hidrocarburos de Italia (ENI-AGIP), HISPANOIL y otras más. No se puede dejar de mencionar antecedentes anteriores como el de PEMEX en México y el de Y.P.F. en Argentina, siendo esta última la primera empresa estatal creada en 1907.

^{5/} Deseo expresar mi agradecimiento a J.P. Angelier quien, me hizo partícipe de sus investigaciones sobre el tema.

En 1948, finalizada la segunda conflagración mundial, se produce el doble BASING POINT SYSTEM en donde los precios de los dos Golfos (Pérsico y de México) se igualan. Esto significa que la renta sigue manteniendo su nivel, pero deja de ser un "flete fantasma", para convertirse en una renta de Posición o Localización, en donde el nivel de la misma está dado por la diferencia de costos que hay entre los dos Golfos y el país comprador.

c. Evolución de las Barreras (a partir de 1970)

J.M. Chevalier considera que a partir de 1970 la industria petrolera pasa de una fase de costos de reproducción decrecientes a una fase creciente y que la única barrera que se opone al ingreso es la técnica. Se cree que la restricción, financiera sigue siendo la más importante. Esta restricción, el acceso al crudo junto con la necesidad de poseer una integración vertical son el trípode sobre el cual se apoyan las bases del ingreso al oligopolio. En este punto se encuentra focalizada la disputa intelectual entre Adelman, quien considera que se sigue en el tramo de los costos decrecientes y Chevalier que habla de la reversión de la curva de costos. Otros autores, particularmente Manguy, han respondido a ambos autores.^{6/}

5. CAPTACION DE LA RENTA POR INTERMEDIO DE LOS ESTADOS PETROLEROS

Se ha visto la forma en que las empresas captan la renta petrolera. Ahora se verá cómo lo hacen los Estados Petroleros. Hasta ahora se puede decir que hay cuatro etapas o estadios de tipo de contratos que han sido puestos en práctica.

a. Contratos de Concesión

Estos contratos derivan del Código de Napoleón (1810) en donde la propiedad alcanzaba al suelo y subsuelo, con excepción de las sustancias extraídas de interés nacional. El petróleo era uno de ellos. Por su parte, el derecho musulmán indica que es necesario tener el permiso del soberano para explotar tanto el subsuelo como la sustancia. Se puede decir que este fue el tipo de contrato usado o impuesto desde la iniciación de la actividad petrolera hasta mediados del presente siglo, con variaciones de acuerdo a las regiones y/o países. Aún hoy es usado en algunos

^{6/} Mayor información sobre el tema se encuentra en la serie de artículos que han aparecido en la publicación francesa Revue de l'Energie.

países, pero se puede afirmar que este tipo de contrato tiende a desaparecer ya que ha atentado no solo contra la soberanía de los países, sino también contra la seguridad nacional.

b. Variante del "fifty-fifty"

En 1954 se establece uno de los primeros acuerdos en base al 50%-50% entre el Estado Productor y el Capital Petrolero. El problema más delicado de este sistema radica en que el reparto se hace en base del "precio de referencia", ^{7/} que no tiene nada que ver con el precio de realización o venta. Este es otro argumento que sirve para demostrar que el "royalty" es un costo y no una renta. Por otro lado, este sistema de imposición frena la tendencia a la baja del Maximum Economic Finding Cost (MEFC), pero se debe insistir una vez más que, si se analiza a largo plazo, esta dificultad debe tender a desaparecer.

c. Contratos de Asociación y de Empresas (1957-1966)

En 1957 E. Mattei propone al Irán dividir la renta petrolera en 75% para el Estado y 25% para el Capital Petrolero italiano. A partir de 1966 se realizan ajustes al sistema mediante los acuerdos entre empresas. Entre estos últimos se puede mencionar el acuerdo entre la ERAP francesa y la NIOC iraní, en donde la primera presta a la segunda, sin interés, los capitales necesarios para cubrir los costos de exploración. De encontrarse petróleo, ERAP presta el capital con interés, hasta que el "cash-flow" le dé autosuficiencia financiera a la NIOC, permitiéndole financiar la producción.

Estos contratos entre empresas permiten beneficiar por igual al Capital Petrolero Financiero y a los Estados Petroleros.

d. Acuerdo entre OPEP y el Capital Financiero (a partir de 1970)

Estos acuerdos son los más recientes y, junto a los de asociación y de empresas, son los más comunes en la actualidad. Los acuerdos que se han realizado en los últimos años han tenido como objetivo cambiar la tributación a ser percibida por parte del Estado Petrolero.

^{7/} Más conocido como "posted price" o "prix affiché".

La evolución ha sido la siguiente:

Acuerdo de Teherán (1971)	Imposición sobre el precio de referencia	55,0%
Reunión de Quito (1974)	Subida del "royalty" a	14,5%
Reunión de Viena (1974)	Imposición sobre el precio de referencia	85,0%

Posteriormente (1975), el "royalty" es llevado al 20%. Como puede observarse, el Estado Petrolero capta cada vez más de la renta petrolera. Este aumento desmesurado lleva sin duda a la posibilidad de sustitución entre las diversas formas de energía, tanto convencionales como no convencionales, dando prioridad a las renovables. Es decir que, cuando el barril del crudo llegue a un precio lo suficientemente alto, éste permitirá el ingreso de nuevas formas de energía. Por lo tanto, solo se debe cumplir la alineación del precio-sustitución con el barril de crudo, para que se produzca un "impasse" en términos de los precios a largo plazo de este último.

Antes de dar por terminada esta parte, no se puede dejar de mencionar una posibilidad, en cuanto a la forma de determinar los precios por parte de los Estados Petroleros en un futuro no lejano, y que puede ser a través de la formación de la "canasta de monedas fuertes". Siguiendo el criterio del Banco Mundial con la creación de los Derechos Especiales de Giro (DEG), se tendería a solucionar el problema inflacionario (del dólar) y mantener los precios a valores constantes. Sin duda no se puede omitir la variable política, siendo ésta, probablemente, la razón por la cual lo mencionado anteriormente no ha sido aún concretado.

6. UN CASO PRACTICO: CARACTERISTICAS DE LA FORMACION DE PRECIOS PETROLEROS.

Determinar el precio final al consumidor del barril producido por la refinería, invita a analizar no solo las etapas que corresponden desde la importación CIF de llegada a un país hipotético hasta el consumidor final, sino la posibilidad de remontar el mencionado análisis hacia atrás, hasta llegar al valor de extracción.

Uno de los pocos valores monetarios conocidos es el referido al Costo de Producción o extracción. En las costas del Golfo Pérsico, se encuentran los pozos más productivos del mundo, lo que permite que los costos de producción sean los más bajos. Para el presente análisis se ha considerado en US\$ 0,40/barril.

El flete por importación varía todos los años, no solo por las diversas cantidades importadas y la variación WORLDSCALE, que en términos de tarifas de transporte hay para cada año, sino también por la incidencia fuerte que puede llegar a tener el mercado "spot" por importaciones no programadas. El valor registrado es el costo unitario de lo pagado por el país por flete y seguro, dividido por los millones de barriles importados en dicho período.

En el rubro referido al costo de elaboración y transporte, la incidencia sobre el valor económico final del barril procesado para un país hipotético se ha establecido en el 9%.

Para la tributación que se aplicó a partir del acuerdo de Viena (1974) en donde fué fijada una alícuota máxima del 85% del precio de referencia y el "royalty" fué llevado al 20% (1975) del mismo, como puede verse en el cuadro que se adjunta, la participación impositiva en el precio promedio del barril importado alcanza el 80%.

La suma de las dos percepciones impositivas del Estado, la primera un valor fijo por barril de crudo importado y la segunda una alícuota ligeramente superior por gravamen a la importación de productos finales (derivados), permite que el gobierno capte el 1% del precio promedio del barril importado.

Como es normal en este tipo de análisis, resulta difícil, pero no imposible, conocer la rentabilidad de una refinería, máxime si se tiene en cuenta que hay varios criterios para determinarla y que a su vez difieren todos entre sí. 8/ Habida cuenta de este problema, se deja esta variable como cierre y, de la sumatoria de los conceptos mencionados hasta aquí, por diferencia con el precio del barril promedio importado y sin tener en cuenta la posible variación de stocks que se estimó igual a cero, surge una rentabilidad del 12%.

Los principales comentarios que emanan de lo dicho hasta aquí, son:

- Del precio pagado por el barril importado por el país (US\$ 15 683) el 64% lo perciben los Estados Petroleros, y un 14% la Industria Petrolera Internacional y el Gobierno. Quiere decir que el 78% del precio del barril corresponde a la renta petrolera.

8/ Entre los criterios más utilizados se pueden mencionar la inclusión o no de los intereses de las deudas a corto plazo en relación a la utilidad; índice DUPONT; rentabilidad sobre activos fijos; etc.

- Los conceptos de costos de producción, flete y seguro (27%) más el royalty (16%) conforman el 22% de costos sobre el precio medio del barril. 9/
- Resulta interesante ver como mientras en los países industrializados el Estado percibe una imposición que llega a ser similar a la aplicada por los Estados Petroleros en este caso de análisis ocurre exactamente lo contrario (1%).

Una vez ingresado el crudo al país y entregado a la refinería, se trata de llegar a determinar cuál es el precio que paga el consumidor final por un barril de productos finales.

La posibilidad de tener una sola refinería en un país permite obtener las producciones medias por derivado prescindiendo del valor económico de los derivados y productos como los lubricantes y asfaltos, que no son estimados en esta oportunidad y que si bien su participación física es ínfima, su incidencia en el valor económico es alta. Así es como se determinan los seis productos principales en donde se multiplica cada uno de ellos por su participación relativa, que surge de la producción anual de cada uno por el precio de venta del galón. 10/ Los incrementos de precios para un año determinado se estiman en base a los consumos mensuales, ponderando el precio a ser aplicado. Resta mencionar que el consumo total anual del país hipotético es de 3 089 602 barriles.

Como se hizo anteriormente, se puede establecer cuáles son los principales comentarios al respecto:

- Como es de conocimiento general, los productos más livianos (gasolinas) son los que generan una mayor renta petrolera.
- La producción y venta de los otros cinco derivados excede al valor económico de la importación del crudo. Es decir, el valor económico de las gasolinas es similar a la sumatoria de las rentas obtenidas por la Industria Petrolera Internacional (IPI), el Capital Petrolero (CP) y el Gobierno (G).
- El precio al consumidor final del barril refinado sería de US\$ 27,54.

9/ La falta del "cierre estadístico" se debe a que se estiman decimales en los cálculos.

10/ Existen en cada país tarifas regionales diferenciales que responden a la localización de los principales centros de consumo con referencia a la refinería. Para este análisis se ha fijado precios iguales para todo el país por derivado.

- La renta petrolera percibida por el Gobierno sería de US\$ 2,22 (8%); la Industria Petrolera Internacional captaría US\$ 9,30, que representa el 34% del valor final, correspondiendo a los Estados Petroleros el 36% restante.
- El costo total que va desde el proceso de extracción hasta la gasolina es de US\$ 6,03, que representa el 22% del valor económico final.
- Si bien no son iguales la renta petrolera de los Estados Petroleros y la de los otros tres factores de poder (Industria Petrolera Internacional, Capital Petrolero y Gobierno), 56% y 44% respectivamente, están reflejando un cierto equilibrio en la lucha por la captación de la renta.

7. CONCLUSIONES

Uno de los problemas más graves que afrontan los países desde hace décadas, es el del desarrollo económico. Mientras que los países industrializados lo lograron con una energía muy abundante sin restricción de oferta y a un precio muy bajo, Latinoamérica deberá hacerlo en los próximos años a un costo energético muchas veces mayor.

Resulta difícil predecir la evolución de los precios a futuro. La sustitución de energías tiene que hacerse a precios competitivos, ya que su costo de desarrollo resulta relativamente caro. En consecuencia se ve que el financiamiento del desarrollo se deberá realizar vía una canalización de los excedentes de las rentas energéticas, especialmente la petrolera. Para países con una fuerte incidencia de las importaciones energéticas en sus balanzas de pagos (caso de los países centroamericanos, entre otros), surge en primer lugar la necesidad de equilibrar en el corto plazo sus balanzas y, en el mediano y largo plazo, la necesidad de diversificar sus economías, de manera que estas no resulten tan vulnerables.

Para ello hay una sola salida, que consiste en la ayuda urgente por parte de los países industrializados, sea a través de una política conjunta (por un cambio en la orientación de asistencia por parte de los organismos internacionales prestatarios), o sea vía acuerdos bilaterales y/o la concreción de un apoyo efectivo que canalice parte de los excedentes (renta) petroleros por parte de la OPEP.

De no concretarse esta ayuda en los próximos años, estos desequilibrios aunados a otros que ya se observan, llevarán a una mayor desestabilización política del área con los resultados previsibles.

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION DE PRECIOS PETROLEROS

COMPOSICION DEL PRECIO PARA PAIS COMPRADOR (CIF) bbl			PRECIO QUE PAGA EL CONSUMIDOR FINAL POR UN BARRIL DE PRODUCTOS FINALES					
	US\$	%	Producto	Precio US\$/gal	Equiv. gal/bbl	Producción %	Precio US\$/bbl	Particip. %
Costo de Producción	0,400	3						
Flete País Centroamericano	0,630	4	Gasolinas	1,080	42	25	11,340	41
Costo Elaboración y Comercialización	1,500	9	Kerosenes	0,505	42	8	1,697	6
Impuesto y Royalty OPEP (20%)	10,000	64	Diesel Oil	0,565	42	40	9,492	35
	2,500	16	Fuel Oil	0,360	42	21	3,175	11
			GLP	0,870	42	2	0,731	3
Impuesto del Gobierno	0,205	1	Av-Jet	0,660	42	4	1,109	4
Rentabilidad	0,450	3						
PRECIO PROMEDIO BARRIL	15,685	100	VALOR ECONOMICO FINAL				27,544	100
RENTA PETROLERA	10,655	68						
Estados Petroleros	10,000	64	BARRIL IMPORTADO PROMEDIO (CIF)				15,685	57
IPI + CP + G	0,655	4	RENTA PETROLERA				11,859	43
COSTOS	5,030	32						
			Gobierno				2,012	7
			IPI + CP				9,847	36

	US\$	%
Valor Económico Final (bbl)	27,544	100
- Costos	5,030	18
- Renta Petrolera	22,514	82
Estados Petroleros	10,000	36
IPI + CP	10,502	38
Gobierno	2,012	8

RELACIONES MACROECONOMICAS	(Millones de US\$) de 1978	
Valor Económico del Petróleo	85,1	
Renta Petrolera	69,6	
Estados Petroleros	30,9	
IPI + CP	32,5	
Gobierno	6,2	
Producto Nacional Bruto (PNB)	1 740,5	
Inversión Bruta Interna (IBI)	447,0	25,6 %
Inversión Pública	190,0	10,9 %
Importaciones de Bienes y Servicios (CIF)	695,9	40,0 %
Importación Combustibles y Lubricantes	74,6	10,7 %

PRICING IN PETROLEUM INDUSTRY ACTIVITIES 1/

Hector Ferro *

1. INTRODUCTION

In any economic analysis, the variables of cost and quantity are inseparable elements.

Experience has shown that, even though profitability rates in any of the petroleum industry activities (exploration, transportation, refining, marketing, etc.) are important, they are indicators of secondary significance. What is truly important in this type of analysis is the transfer price used for crude oils.

For the sake of analysis, the following economic categories will be used in identifying the different power factors:

- a. The Petroleum Capital (PC), which is composed of multinational companies, independent firms and State-owned enterprises.
- b. The Petroleum State (PS), which receives CIF oil revenues, according to the countries which import its crude oil.

1/ The concepts discussed herein do not necessarily represent the opinion of the organizations to which the author belongs: UNDP-DTCD (United Nations Development Program/ Department of Technical Cooperation for Development).

* United Nations Chief Technical Advisor, OLADE-UNDP-DTCD Project RLA-82-011.

- c. The International Petroleum Industry (IPI), which refers to the various stages of the petroleum industry, no matter whether the activity is public or private. 2/

2. THE PRICE OF PRODUCTION AND REPRODUCTION

The value of any good depends on the amount of work needed to produce it, and the market price is determined by the highest price of production, i.e. the one resulting from the least efficient system of production.

The concept which makes it possible to differentiate between the price of production and the price of reproduction is based on the cost of exploration plus capital yield. Different authors have specified these criteria in different ways. Lovejoy speaks of "replacement costs"; Bradley estimates "reconstitution costs".

One of the most commonly used formulas is as follows:

$$\text{Cost of Reproduction} = \frac{CP}{P} + \frac{CM + CE}{RP}$$

where:

CP = cost of production
P = barrels produced
CM = cost of development
CE = cost of exploitation
RP = barrels added as proven reserves

The economic response to the problem of relating the price of production to the price of reproduction is noted by Adelman, under his notion of "Maximum Economic Finding Cost" (MEFC). This concept is the highest cost of development for known reservoirs and for those that are being discovered. If the real cost is higher than the MEFC, the country shows an economic loss; otherwise, there are gains which indicate the ability of prices to remain competitive in the medium and long term. In any case, this difference is reflected in a surplus which rapidly disappears. In inflationary economies, such as those we are now experiencing, the real cost becomes more sensitive to the MEFC.

2/ Angelier, Jean-Pierre, "La Rente Petroliere," National Center for Scientific Research (CNRS), 1977.

It is more common to define the "cost of development" (CM) as the long-term marginal cost, which is equal to the updated summation of the required investments (EI), divided by the updated summation of the additional amounts produced (EQ).

$$CM = \frac{\sum EI}{\sum EQ}$$

In other words, as demand increases, the price of production for the last reservoir constitutes the price of crude oil reproduction (MEFC). The differences between the market price and the price of reproduction can be explained by the theory of rent; and to analyze oil rents, it is necessary to work on the basis of the theory of value.

3. RENT THEORY

The economists who have made the largest contribution to the theory of rent are David Ricardo, Karl Marx and Alfred Marshall. The contributions of the first of these three are known through his examples of rents from the land; since these are widely known, they will not be discussed here. It is worthwhile, however, to take a moment to review the contributions of the other two.

Marx classified rents as follows:

- | | | |
|----------------------|---|---|
| - Differential rents | [| Mining
Quality
Position
Technology |
| - Absolute rents | | |
| - Monopoly rents | | |

Mining rents are the difference between the cost of extraction from two different reservoirs for a given consumer market.

Rents based on quality refer to the difference in the economic value derived from API density, amount of sulphur, degree of purity, etc.

When there is a difference in location, entailing differences in transport needs, the closer reservoir is favored by rents based on position. Rents based on technology appear in economies of scale.

For Marx, absolute rents grew out of the difference between the surplus value and the price of production. There are surpluses in farming, livestock-raising, etc. However, they can "only come from a monopoly price, which is not given either by the price of production or by the value of the commodities, but rather by the demand and purchasing power of the buyers." ^{3/}

Finally, the same author defines monopoly rents as the difference in the quality and cost of commodities.

Another economist who has made a great contribution to this subject is Alfred Marshall, who differentiates between the rents coming from the surface and subsurface..."whereas the profits from the land are earned annually, a mining society earns through royalties, which are proportional to the amounts extracted. A royalty, however, is not a rent. It constitutes the cost of replacing the extracted crude oil." ^{4/} In other words, the royalty should be considered as a "reconstitution cost" paid by Petroleum Capital coming from a source other than the owner and incorporated into the price of reproduction.

These monopolistic earnings are allocated to the Petroleum (Financial) Capital. However, there is another form of monopoly rents: the government taxes obtained by the consumer countries. This is due to the fact that the national markets are closed; they do not compete with the International Petroleum Industry. For now, the demand/price elasticity is low, particularly for gasoline, and this makes it possible to set high prices. Nevertheless, it is worthwhile to note that this is not considered valid in terms of long-range prices.

4. BARRIERS TO ENTRY

Special mention must be made of the importance of how the barriers for entry into the petroleum industry have evolved since 1857. Take, for example, Bain, who analyzes the heterogeneous

^{3/} Marx, Karl, *Das Kapital*, Book III, Vol. 3.

^{4/} Marshall, A., *Principles of Economic Policy*, Chp. 8.

oligopolies, i.e. those markets in which products are not completely substitutable. ^{5/}

In an oligopoly, a relatively small number of firms have advantages allowing them to prevent the entry of new firms into industry. When a new firm enters the market, in a first stage it may not enjoy the advantages of absolute rents (brand names, patents, etc.), the differentiation of products (quality) and economies of scale. However, a constantly rising demand can lower the barriers.

a. Barriers in the 1857-1945 Period

This period was characterized by a surplus supply, which reduced the monopoly rents of the major companies. This led to the so-called "red-line" price agreement among companies, by means of which the transnationals ensured their control over crude oil from the Middle East. Since prices continued to fall, another price agreement was reached, to divide the market.

This system was known as "GULFPLUS", and it created a "phantom freight charge" in which the closest supplier was benefitted and the farthest was penalized.

b. Lowering of the Barriers (1945-1970)

In this period, the independent, privately-owned North American oil companies and the national or State-owned companies such as the National Hydrocarbons Entity of Italy (ENI-AGIP), HISPANOIL and others, were incorporated; but even remoter examples cannot be overlooked, e.g. PEMEX in Mexico and YPF in Argentina, the latter being the first State-owned oil company ever created (1907).

In 1946, following the end of the Second World War, the Dual Basing Point System emerged, and the prices of the Persian Gulf and the Gulf of Mexico struck a balance. This means that rents continued to hold their level, but the "phantom freight charge" ceased to exist, taking the form of Position or Location Rents, which was given by the difference in costs caused by the difference in distance between each of the two gulfs and the purchasing country.

^{5/} I would hereby like to thank J. P. Angelier, who shared with me his research on this topic.

c. Evolution of the Barriers (1970 to date)

J.M. Chevalier considers that, starting in 1970, the petroleum industry left a phase of declining costs of reproduction and started an upward trend, where the only barrier which opposed revenues was technical in nature. It is thought that the financial restriction continues to be the most important. That restriction, together with the access to crude oil and the need for vertical integration, form the tripod on which the bases for entry into the oligopoly rest. This is the focal point of the intellectual dispute between Adelman (M.I.T.), who considers that the declining costs continue, and Chevalier, who speaks of a reversal in the cost curve. Other authors, particularly Manguy, have responded to these two. ^{6/}

5. CAPTURE OF REVENUES BY PETROLEUM STATES

The way in which companies capture oil revenues has been reviewed. Now, the way in which Petroleum States do so will be seen. So far, it can be said that there are four stages or stadiums for the types of contracts which have been implemented.

a. Licensing Contracts

These are derived from the Napoleonic Code (1810), whereby ownership rights extend over the surface and subsurface, with the exception of the substances of national interest which may be extracted. Petroleum was one such substance. For its part, Muslim law indicated that it was necessary to have permission from the sovereign in order to exploit both the subsoil and the substance. It may be said that this was the type of contract used, or imposed, from the time that petroleum activities were initiated, until the middle of this century, with variations by region and/or country. Although it is still used in some countries today, this type of contract is tending to disappear, for it has been detrimental for national sovereignty and security.

b. The "Fifty-fifty" Approach

In 1954, one of the first 50-50% agreements was established between a Producing State and Petroleum Capital. The touch-

^{6/} Further information can be found in the series of articles which have been published by the Revue de l'Energie.

iest problem in this system lies in the fact that the sharing is done on the basis of the "posted price", which has nothing to do with the sale price. This is another argument to demonstrate that the royalty is a cost and not a rent. Furthermore, this taxation system hinders the downward trend in the Maximum Economic Finding Cost (MEFC), but it must again be insisted that in a long-range analysis this difficulty should tend to disappear.

c. Partnerships and Company Contracts (1957-1966)

In 1957, E. Mattei proposed to Iran that the oil revenues be divided 75% for the State and 25% for Italy's petroleum capital. As of 1966, adjustments were made in the system through agreements among companies. Among these, mention can be made of the agreement between France's ERAP and Iran's NIOC, where the former lent to the latter the capital needed to cover exploration costs, at no interest. If oil were found, ERAP would continue lending capital, with interest, until the cash-flow could make NIOC financially self-sufficient enough to underwrite production costs.

These contracts between companies make it possible to attain equal benefits for the Petroleum Capital and the Petroleum States.

. Agreements between OPEC and Petroleum Capital (As of 1970)

These agreements are the most recent, and, together with the partnership and company contracts, are the most common at present. The agreements which have been signed in recent years have been aimed at changing the taxes received by the Petroleum State.

They have evolved as follows:

Teheran Agreement (1971)	Tax on marker oil	55%
Quito Meeting (1974)	Increase in royalty, to	14.5%
Vienna Meeting (1974)	Tax on marker oil	85%

Later on (1975), the royalty rose to 20%. As can be seen, the Petroleum State takes an increasingly larger share of the oil revenues. This unmeted increase undoubtedly led to the possibility for substituting among the various forms of energy, both conventional and non-conventional, granting

priority to the renewable forms of energy. In other words when a barrel of crude oil reaches a sufficiently high price, this will allow new forms of energy to be incorporated. Therefore, price-substitution must be aligned with barrel of crude oil to produce an impasse in terms of the long-range prices of oil.

Before this first part ends, it cannot fail to mention that in a more immediate future the Petroleum States may determine prices on the basis of a "basket of strong currencies". Following the World Bank's criterion when it created the Special Transfer Rights (STR), the inflationary problem (of the dollar) would tend to be solved and constant values maintained. Without doubt, the political variable cannot be neglected; it is probably the reason why the aforementioned hypothesis has not yet become a reality.

6. A PRACTICAL EXAMPLE: CHARACTERISTICS OF OIL PRICING

To determine the price to the final consumer of each barrel produced by the refinery calls for an analysis not only of the stages which range from CIF imports to a hypothetical consuming country, but also the possibility of carrying the analysis back to the extraction value.

One of the few known monetary values is the Cost of Production or Extraction. The world's most productive wells lie along the Persian Gulf coasts, and their production costs are therefore the lowest. For the present analysis, they have been estimated as US\$ 0.40/barrel.

The import freight varies every year, not only due to the different amounts imported and to the variation in the WORLDSCALE transport rates set each year, but also due to the heavy incidence that the spot market may come to have on unscheduled imports. The registered value is the unit cost of what the country pays for freight and insurance, divided by the millions of barrels imported in that period.

Under the item of the cost of elaboration and transport, the incidence on the final economic value of each barrel processed for a hypothetical country can be established as 9%.

The taxation applied following the Vienna Agreement (1974) set a maximum quota of 85% of the posted price and raised the royalty to 20% (1975), as can be seen in the chart attached

herewith; the tax's share in the average price of imported barrel of oil was 80%.

The sum of the State's two tax revenues --the first a fixed value per barrel of imported crude oil, plus a quota slightly higher than the import tariffs on end products (derivatives)-- makes it possible for the Government to capture 1% of the average price per imported barrel.

As is common in this type of analysis, it is difficult, but not impossible, to know how profitable a refinery is, especially taking into account the fact that there are various criteria for determining this and that these differ among themselves. 7/

Taking this problem into account, this variable is left as a threshold and, from the summation of the concepts discussed thus far, from the difference with the average price per imported barrel, and without taking into account the possible variation in stocks, which was estimated as equal to zero, profitability is 12%.

The main comments to be made on the basis of the points discussed thus far are as follows:

- Of the price paid by the country for each barrel imported (US\$ 15.683), 64% is received by the Petroleum States and 14% by the International Petroleum Industry and the Government. This means that 78% of the price per barrel corresponds to oil rents.
- The concepts of the cost of production, freight and insurance (27%) plus royalty (16%) comprise 22% of the costs in the average price per barrel. 8/
- It is interesting to see how, while in the industrialized countries the State receives taxes which are similar to those applied by the Petroleum States, in this analytical case exactly the opposite occurs (1%).

Once the crude oil has entered the country and been delivered to the refinery, what must be determined is the price which the final consumer will pay for each barrel of end products.

7/ Among the most widely used criteria, mention should be made of the inclusion or exclusion of the interests on short-term loans with respect to profit; the Dupont index; profitability on fixed assets, etc.

8/ The figures' failure to "coincide" is due to the fact that the decimals have been rounded off.

The possibility of having one single refinery in a country makes it possible to obtain average production by derivative, without taking into account the economic value of the derivatives and products such as lubricants and asphalts, which are not estimated in this instance, and which, although their physical participation is slight, have a large incidence on economic value. The six major products are determined as follows: each one of them is multiplied by its relative share, which emerges from its annual production, times the sale price per gallon. 9/ The price increases for a given year are estimated on the basis of monthly consumption, weighting the price to be applied. The total consumption of the hypothetical country is 3 089 602 barrels.

Again, the main comments may be established, as follows:

- As is widely known, the lightest products (gasolines) usually generate more oil rent.
- The production and sale of the other five derivatives exceeds the economic value of crude oil imports. In other words, the economic value of gasolines is similar to the total sum of the rents obtained by the International Petroleum Industry (IPI), Petroleum Capital (PC) and the Government (G).
- The final price to the consumer for each refined barrel would be US\$ 27.54.
- The oil rents received by the Government would be US\$ 2.22 (8%), whereas International Petroleum Industry captures US\$ 9.30, or 34% of the final value. The remaining 36% goes to the Petroleum States.
- The total cost, which encompasses the extraction process up to gasoline production, would be US\$ 6.03, which represents 22% of the final economic value.
- Although the oil rents of the Petroleum States and those of the other three power factors (International Petroleum Industry, Petroleum Capital and Government) are not equal, with 56% and 44%, respectively, they reflect a certain amount of equilibrium in the struggle to capture rents.

7. CONCLUSIONS

One of the most serious problems facing the Latin American and Caribbean countries for several decades has been economic development. While the industrialized countries went through the process using abundant amounts of energy, with no supply restrictions and at very low prices, Latin America will have to do so in the coming years at an energy cost many times higher.

It is difficult to predict the evolution of prices in the future. The energy substitutes must have competitive prices, since their development cost is relatively high. Consequently, it can be seen that development financing should be channeled from the surplus energy revenues, especially oil rents. For countries having a strong energy-imports impact on their balance of payments (as in the case of the Central American countries, among others), they need first of all to reach an equilibrium in their balances in the short term; and in the medium and long term, they need to diversify their economies so that they will not be so vulnerable.

There is only one way to do this: through urgent support from the industrialized countries, either through a joint policy (implying a change in the assistance orientation of international lending agencies) or through bilateral agreements and/or effective support geared to channeling part of the OPEC oil revenues.

If such aid is not forthcoming, these disequilibriums, together with others already observed, will lead to greater political destabilization in the area, with the consequent results.

CHARACTERISTICS OF PETROLEUM PRICING

PRICE COMPOSITION FOR THE BUYING COUNTRY (CIF) bbl			PRICE PAID BY THE FINAL CONSUMER FOR ONE BARREL OF END PRODUCTS					
	US\$	%	Product	Price US\$/gal	Equiv. gal/bbl	Production %	Price US\$/bbl	% Share
Production cost	0.400	3						
Freight Central Am. country	0.630	4	Gasolines	1.080	42	25	11.340	41
Cost of processing and marketing	1.500	9	Kerosenes	0.505	42	8	1.697	6
Tax and OPEC royalty (20%)	10.000	64	Diesel Oil	0.565	42	40	9.492	35
	2.500	16	Fuel Oil	0.360	42	21	3.175	11
Government tax	0.205	1	LPG	0.870	42	2	0.731	3
Profitability	0.450	3	Jet Fuel	0.660	42	4	1.109	4
AVERAGE PRICE PER BARREL	15.685	100	FINAL ECONOMIC VALUE				27.544	100
PETROLEUM RENT	10.655	68	AVERAGE IMPORTED BARREL (CIF)				15.685	57
Petroleum States	10.000	64	PETROLEUM RENT				11.859	43
IPI + PC + G	0.655	4						
COSTS	5.030	32	Government				2.012	7
			IPI + PC				2.817	

	US\$	%
Final Economic Value (bbl)	27.544	100
- Costs	5.030	18
- Petroleum Rent	22.514	82
Petroleum States	10.000	36
IPI + PC	10.502	38
Government	2.012	8

MACROECONOMIC RATIOS (Millions of 1978 US\$)

Economic Value of Petroleum	85.1	
Petroleum Rent	69.6	
Petroleum States	30.9	
IPI + PC	32.5	
Government	6.2	
Gross National Product (GNP)	1 740.5	
Gross Domestic Investment (GDI)	447.0	25.6 %
Public Investment	190.0	10.9 %
Imports of Goods and Services (CIF)	695.9	40.0 %
Imports of Fuels and Lubricants	74.6	10.7 %