

INDICE

ARTICULOS

MAXIMO VEGA-CENTENO. Un modelo para la estimación económica de daños ocasionados por un sismo 9

NORBERTO E. GARCIA. Un modelo de política económica de corto plazo, empleo e ingresos: Perú, 1983 33

CARLOS GIESECKE. Los tres principios de la economía de la energía 127

RUBEN M. SUAREZ-BERENGUELA. Comprobación de modelos macroeconómicos: modelos monetaristas de balanza de pagos, Perú 1950-1984 201

RESEÑAS

NERIDE SOTOMARINO. Introducción a la economía de la salud de J.G. Cullis y P.A. West; MAXIMO VEGA-CENTENO. *Econometrics and Quantitative Economics* F. Hendry y Kenneth Wallis (Eds.); MAXIMO VEGA-CENTENO. *A Guide to Econometrics* de Peter Kennedy 229

LOS TRES PRINCIPIOS DE LA ECONOMIA DE LA ENERGIA*

CARLOS GIESECKE**

INTRODUCCION

El objetivo central de este artículo es presentar y explicar los tres principios básicos de la economía de la energía. El primer principio nos dice que los costos marginales de todas las fuentes de energía primaria y secundaria tienen una relación única. Esta relación depende de las posibilidades técnicas tanto del proceso de transformación productiva como de las alternativas de sustitución en el consumo de energía del consumidor; según el nivel de competencia en el mercado de energía secundaria. Se define el sistema de precios energético de tal forma que deja un solo precio a ser determinado exógenamente, y por lo tanto, es unidimensional.

El segundo principio afirma la existencia de un recurso marginal, cuyo precio establece todos los demás dentro del sistema unidimensional de precios de la energía. En la determinación de dicho precio, el modelo de la teoría

* El presente artículo es la versión en español del segundo capítulo del libro *World computer model of oil markets: OPEC pricing strategy model in the short and the long run* (Kernforschungsanlage, Jülich, Alemania Federal, 1986). El autor ha intentado introducir aclaraciones sobre ciertos términos que resultaban demasiado especializados. Asimismo, se ha procurado independizar el contenido del presente artículo del trabajo original.

Traducción del inglés de Edgar Rodríguez Mas.

** Consultor en Energía de la Junta del Acuerdo de Cartagena y profesor del Departamento de Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú, del Magister del Programa de Física de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y director de Energía y Minas de la Dirección General de Planificación y Concertación Económica (DGPCE) del Instituto Nacional de Planificación (INP).

de la empresa líder aplicado al caso de Arabia Saudita como la "empresa líder", resultó ser la mejor aproximación a las condiciones reales del mercado internacional de la energía. El precio fijado por Arabia Saudita a su crudo ha sido el precio índice, al mismo tiempo que su crudo se ubicó como el recurso energético marginal. El modelo teórico fue examinado para determinar su relevancia práctica y su capacidad para explicar los cambios históricos experimentados en los precios absolutos de la energía.

Factores importantes para el funcionamiento del modelo de la firma líder son: el comportamiento del resto de productores de energéticos (esto es, se excluye a Arabia Saudita) y la elasticidad-precio de la demanda mundial de petróleo. Ambos componentes del modelo son explicados en el texto; sin embargo, hago una anotación en relación a la elasticidad mencionada. El valor de la elasticidad precio de la demanda mundial de energía es un valor agregado de las elasticidades precio de la demanda de cada producto que se consume como energía secundaria. La correspondencia es una función tan compleja como la de formación de precios energéticos y muy ligada a ella. Este punto no será desarrollado en esta oportunidad por cuanto está fuera del tema central que nos atañe.

El tercer principio establece que existe un precio para el recurso marginal de energía que minimiza el costo a largo plazo para el consumidor y maximiza el beneficio a largo plazo del productor del recurso marginal. Luego de la presentación del principio, he creído conveniente exponer y discutir los méritos de la teoría de los recursos naturales agotables. Se demuestra las limitaciones de dicho modelo teórico al ser aplicado al caso de los precios de largo plazo de la energía. Dichas limitaciones surgen principalmente en lo referente al proceso de sustitución en el largo plazo. Dicho modelo normalmente asume procesos simples entre dos productos.

Tanto para el análisis de sustitución de corto como de largo plazo se hace necesario manejar toda la complejidad de los precios relativos de la industria energética. Y si bien la teoría de la firma dominante nos proporciona los mecanismos de determinación del precio índice, su efecto sobre el proceso de fijación de los demás precios es complejo. Todo esto hace necesario el empleo del Modelo Energético Mundial (Ver esquemas en el Apéndice 1), donde se reproduce el alto grado de interacción entre los diversos componentes del sistema energético. No obstante, una descripción completa y el empleo de este modelo escapan al ámbito del presente artículo.

1. PRIMERA PRINCIPIO: UNIDIMENSIONALIDAD EN EL SISTEMA DE PRECIOS DE LA ENERGÍA

1.1. Presentación

Los precios de la energía existen como un sistema de $(n+1)$ variables interrelacionadas. Debido a la falta de la función de producción del petróleo

crudo carecemos de una ecuación; sólo tenemos n ecuaciones. De modo que si se da un precio para el petróleo crudo se encuentra una solución y el sistema queda resuelto. Este crudo será llamado el *crudo-índice* ("marker crude"). Los costos de producción del crudo-índice han perdido relevancia en las decisiones sobre fijación de precios en el corto plazo. En consecuencia, es el precio del crudo-índice, el que nos interesa, y no los costos de producción¹. El sistema de precios de energía se puede calificar como unidimensional, dado que sólo requiere de la definición de un solo valor (dado exógenamente al sistema de ecuaciones) y el resto de precios de la energía quedan determinados, de ahí que posea sólo un grado de libertad. Queda implícito que se asumen válidas ciertas condiciones que rigen la existencia de una solución (e.g. como que el determinante del jacobiano sea distinto de cero²); y además, se pueden representar todas estas ecuaciones y relaciones, referentes a la transformación y sustitución de energía, con ecuaciones lineales.

1.2. Un ejemplo de unidimensionalidad

Un sistema de n ecuaciones lineales, con n variables dará una solución única, siempre y cuando el determinante de la matriz de coeficientes sea distinto de cero³. No se puede variar un coeficiente sin definir un nuevo conjunto único de soluciones. Si introducimos ahora una nueva variable, tal que el número de variables sea $m = n + 1$, entonces el sistema de ecuaciones es indeterminado, debido a que obtendríamos un nuevo conjunto "único" de soluciones cada vez que asignemos un nuevo valor a la variable de control.

Sea A la matriz de coeficientes de un sistema de n ecuaciones con m variables; donde $m = n + 1$; y donde X será un vector columna de m variables. Si C es un vector columna de n elementos que representan los términos independientes de cada ecuación, podemos escribir:

$$AX = C$$

La matriz A es de orden $m \times n$, y no siendo cuadrada, el sistema de ecuaciones lineales no puede ser resuelto. Sin embargo, puede ser convertida en una matriz cuadrada, reduciendo en uno el número de variables. Asuma-

-
1. En el primer principio se comparan precios, en el segundo los costos pueden tener importancia sólo si el recurso marginal tiene costos elevados (por ejemplo si fuera éste el carbón), y en el tercero son de suma importancia para evaluar los rendimientos económicos mínimos de las alternativas energéticas en el largo plazo.
 2. Chiang, A.C. *Fundamental Methods of Mathematical Economics*, Tokio, 1974, p. 225.
 3. Chiang, A.C., op. cit., capítulos del 1 al 5.

mos que hemos seleccionado la variable j para ser extraída del sistema. Todo lo que necesitamos hacer es eliminar la columna j (A_j) de la matriz A y el elemento j (x_j) del vector X . La matriz resultante será B de $n \times n$ y el nuevo vector de variables Y de $n \times 1$. De donde ahora tenemos:

$$BY = AX - A_j x_j = C - A_j x_j$$

$$Y = B^{-1} (C - A_j x_j)$$

Así, si el determinante de la matriz B es diferente de cero, una vez dado el valor de la variable x_j , el resto de las variables quedan determinadas unívocamente. Tanto cambios en x_j , como en cualquier elemento de A_j , C o B resultarán en un nuevo conjunto de soluciones.

Si las variables en X conforman un sistema de precios de la energía, entonces la variable x_j sería el precio del crudo-índice. Con propósito ilustrativo, vamos a presentar un pequeño ejemplo de cómo funciona este sistema unidimensional para el mercado de crudo⁴. Tomemos el caso hipotético de un refinador marginal de crudo con las siguientes relaciones de precios:

$$P_c + C_d = 0.25 P_n + 0.25 P_m + 0.50 P_h$$

$$\text{donde } C_d = \text{costo de destilación} = 1.0$$

La tonelada marginal de crudo produce 25% de nafta, 25% de destilados intermedios y 50% de residual (fuel-oil). Las variables P_i son todos los precios, y, para este ejemplo, se expresarán en unidades de dólares por barril (\$/barril).

Si operar el proceso de destilación conduce a un equilibrio económico a su vez para el refinador, la ecuación anterior es válida. Así tenemos que el costo de destilar un barril de petróleo es 1.0 \$/b; P_c = precio del crudo (e.g. el precio-índice); P_n = precio de la nafta; P_m = precio de los destilados intermedios; P_h = precio del residual.

Sin embargo, la producción de destilados intermedios puede aumentarse, reduciendo la de nafta, convirtiendo la nafta restante en kerosene.

$$P_m = 1.0 P_n + C_h$$

$$\text{donde } C_h = \text{costo de hidrofinamiento} = 0.1$$

4. No es la intención el dar a las ecuaciones del ejemplo mayor importancia que la de ilustrar aspectos concretos del sistema de precios de la energía. Ciertamente, se pudo haber presentado otras ecuaciones de transformación marginales con el mismo valor ilustrativo.

CUADRO 1

CUADROS CON LAS SOLUCIONES

(Las unidades son de US\$ por barril)

A.— Variable P_{CO}

P_{CO}	P_N	P_M	P_H
15	17.47	17.57	14.48
20	22.93	23.04	19.02
30	33.84	33.94	28.11

B.— Cambios en costos de procesamiento sobre el caso $P_{CO} = 30$

C_d = Costos de Destilación.

C_H = Costos de Hidrofinamiento.

C_c = Costos de Craqueo.

(Costos incluyen rentas).

C A S O

	CASO BASE	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
C_d	1.0	0.0					
C_h	0.1			0.2		1.5	1.5
C_c	0.1		0.2		1.5		1.5
P_N	33.84	32.75-	33.88+	33.81-	34.47+	33.45-	34.09++*
P_M	33.94	32.85-	33.98+	34.01+	34.57+	34.95+	35.59++*
P_H	28.11	27.20-	28.07-	28.09-	27.48-	27.80-	27.16---*

El signo refleja cambio respecto al caso base.

* El signo se refiere a cambios relativos al caso (5).

efecto mayor sobre los precios relativos que sobre el nivel de precios absolutos. Los precios absolutos son principalmente determinados por el precio del crudo-índice.

1.3. Programación lineal y el sistema de precios de la energía.

En el último ejemplo, se planteó el sistema de precios de la energía, de tal forma que todas las variables tomaban parte en la solución (aun cuando tuvieran valor cero). Todos los coeficientes eran relevantes para la estructura de precios. Una vez dado el crudo-índice, el sistema quedaba determinado y se hallaba fácilmente una solución.

En cualquier punto dado del tiempo, existe dentro del sistema de energía un conjunto de procesos seleccionados y en uso, de entre el total de posibilidades técnicas. Al mismo tiempo se presentan limitantes en la tecnología empleada, por agotamiento de recursos tanto naturales como de capital. Por lo tanto, el sistema de ecuaciones y variables relevantes dependen del estado definido en que se encuentra el sistema de precios de la energía. Esto es equivalente a decir que la selección de una técnica, a partir de todas aquellas disponibles, resulta diferente dependiendo de cada patrón de producción. En el proceso de seleccionar las actividades y tecnologías más convenientes, idealmente uno debe comenzar con el mayor número posible de usos alternativos razonables de los recursos escasos, con las restricciones bajo las cuales deben de operar. Si esta selección de procesos bajo restricciones es expresada en relaciones lineales (o en versiones linealizadas de relaciones no-lineales) entonces puede ser modelada a través de técnicas de programación lineal (P.L.). Cada solución óptima es única y da un sistema particular de ecuaciones. Una formulación típica de P.L. es la siguiente⁶.

El primal es:

$$\text{Minimizar } Z = \sum_j^{g+n} c_j x_j$$

$$\text{sujeto a: } \sum_j^{g+n} a_{ij} x_j = R_i \text{ para } i = 1 \dots n$$

$$x_j \geq 0$$

x_j son los $(m + n)$ procesos —o técnicas de producción— disponibles que hacen uso de los m recursos R_i —o que operan dentro del espacio de las

6. Chiang, A.C., op. cit., capítulos 8 y 9.

restricciones R_i . Los procesos no sólo representan las m actividades sino n posibles inactividades cuando se trata de los procesos dummy. Estos procesos son necesarios para transformar en igualdades las restricciones originalmente presentadas como desigualdades. Las variables dummy tienen coeficientes de costos iguales a cero.

Para este problema primal de P.L., existe el correspondiente problema dual. Así en el dual:

$$\text{Maximizar } Z^* = \sum_i^n R_i P_i$$

$$\text{sueto a: } \sum_i^n a_{ij} P_i = c_j \text{ para } j = 1 \dots m + n$$

$$P_i \geq 0$$

Aquí las variables son P_i , un total de m variables precio, una por cada recurso. Si los recursos se refieren a recursos energéticos, entonces el conjunto de P_i es el conjunto de precios de la energía.

Las variables duales conforman nuestro sistema de precios de la energía. Se puede probar que las variables P_j representan los precios marginales de los recursos energéticos y, que para cada solución, hay un único sistema de precios relativos de la energía, siendo este sistema unidimensional. Estos atributos se desprenden de la teoría del análisis de programación lineal y matemático⁷.

Para mostrar que las variables del dual son en este caso los precios de la energía, empezaremos con el teorema I de la dualidad: "Los valores óptimos de las funciones objetivo primal y dual son siempre idénticos, dado que existan soluciones óptimas factibles"⁸. Entonces podemos escribir:

$$Z^* = Z = \sum_i^n R_i P_i$$

y diferenciando para cada fuente de energía R_j :

$$\partial Z / \partial R_j = P_j$$

7. Chiang, A.C., op. cit. Muchos textos tratan estos temas de una u otra forma. Sólo haremos referencia al texto de Chiang.

8. Idem, p. 672.

Chiang⁹ interpreta esto como una indicación de que el P_i es una medida de la sensibilidad de Z (el valor óptimo de la función objetivo primal) a los cambios marginales en el recurso R_i ¹⁰. Esta es la ventaja de costo marginal en relajar R_i en el problema primal de minimización de costos totales. Como la solución de programación lineal es óptima, luego no hay cambio alguno en los costos marginales que puedan mejorar la solución.

En el modelo de energía aludido anteriormente, las restricciones R_i no se refieren estrictamente a recursos que se insumen para lograr la producción, que llamaremos los R_i recursos. En este vector de disponibilidad de recursos también se incluyen las demandas por productos, que llamaré los R_i demandas, las cuales tienen que ser satisfechas en la solución del modelo. Estas últimas no son recursos, y podría argumentarse en favor de un tratamiento aparte; sin embargo, su comportamiento económico —al igual que dentro del modelo— guarda un paralelo importante con los R_i recursos, que exponemos a continuación.

Las variables de la solución dual son los precios, los cuales tienen distintos significados económicos de acuerdo al recurso a que pertenezcan. Los R_i demandas operan como fuentes negativas que tienen que ser agotadas. Así los precios de los productos son el costo de suministrar la última unidad a la demanda del sistema energético. En cuanto a los R_i recursos tenemos, por un lado, los recursos en equipo cuyos precios representan las rentas marginales sobre la capacidad instalada. Por otro lado, están los precios de las fuentes de energía primaria que representan el costo de oportunidad de la última tonelada usada. Conviene reiterar, por último, que existe siempre el vínculo técnico económico entre todos los precios; y se reproduce en el mercado cuando el sistema de precios energéticos está en equilibrio.

El problema primal de programación lineal puede ser formulado como un problema de optimización clásico bajo restricciones. De esta forma, podemos relacionar los precios entre sí, esto es, encontrar la tasa de sustitución entre recursos. Empezando de la formulación del primal, podemos escribir:

Minimizar

$$\Pi = - \sum_j^{n+g} c_j x_j + \sum_i^n \lambda_i \left\{ R_i - \sum_j^{n+g} a_{ij} x_j \right\}$$

9. Chiang op. cit., p. 681.

10. Chiang muestra que los P_i son equivalentes a los multiplicadores de Lagrange en los problemas de optimización clásicos.

Estamos buscando $\partial R_i / \partial R_j$, por lo que podemos usar la regla de la cadena¹¹.

$$\begin{aligned} \Pi R_i d R_i + \Pi R_j d R_j &= 0 \\ \frac{d R_i}{d R_j} &= \frac{\partial R_i}{\partial R_j} = - \frac{\Pi R_j}{\Pi R_i} \\ \Pi R_j &= \frac{\partial \Pi}{\partial R_j} ; \quad \Pi R_i = \frac{\partial \Pi}{\partial R_i} \\ \frac{\partial R_i}{\partial R_j} &= - \frac{\partial \Pi / \partial R_j}{\partial \Pi / \partial R_i} = - \frac{\lambda_j}{\lambda_i} \end{aligned}$$

Los multiplicadores de Lagrange juegan un papel idéntico al de las variables duales¹², i.e. $\lambda_j = P_j$ y $\lambda_i = P_i$. De ahí que:

$$\partial R_i / \partial R_j = - P_j / P_i$$

Todas las fuentes pueden entonces relacionarse con un solo precio, el precio de crudo-índice. Así;

$$\partial R_{AL} / \partial R_j = - P_j / P_{AL} \text{ para } j = 1, \dots, n; \text{ y } j = AL$$

De este modo, tenemos un sistema de precios relativos. Si se determina el valor de P_{AL} , entonces todos los demás precios de la energía pueden también ser resueltos. Esta es una solución óptima y única.

Cuando introducimos unidimensionalidad, se dijo que faltaba la función de producción del crudo-índice. El precio de este crudo no es conocido den-

11. Chiang, op. cit., p. 219-220.

12. Chiang, op. cit., p. 681.

$$\frac{d Z}{d R_i} = - \frac{\Pi R_i}{\Pi Z} = - \frac{\lambda_i}{-1} = + \lambda_i = P_i$$

Así, se establece una correspondencia directa.

tro del modelo, y es fijado exógenamente¹³. En términos del modelo de programación lineal este hecho se representa asumiendo que uno de los coeficientes de costos (c_i) en la función objetivo es en realidad desconocido; aquel que fija P_{AL} . Así tenemos que $P_{AL} = C_{AL} =$ incógnita. Una vez que este valor sea dado, se podrá establecer el precio de equilibrio de todas las demás fuentes.

En equilibrio, el nivel de precio es dado por el precio de la fuente marginal de petróleo. Se requiere de esta fuente marginal para satisfacer la demanda total de crudo, debido a que el volumen del resto de fuentes de energía no es suficiente para satisfacer la demanda de energía al precio marginal imperante¹⁴. En los mercados de petróleo, no hay solución posible sin el crudo-índice. El crudo-índice es el crudo marginal el que, a diferencia de otros crudos, tiene la capacidad de permanecer como crudo marginal para un amplio rango de precios. Finalmente, se debe puntualizar que el precio marginal es igualmente el precio de venta óptimo para los vendedores no marginales.

Hasta ahora hemos omitido toda mención de costos de producción de los recursos R_i , salvo para el caso del correspondiente al crudo índice como un mecanismo para introducir unidimensionalidad en el modelo de Programación Lineal. A otras fuentes de energía, como por ejemplo los crudos no-índices, también se les puede asignar externamente un costo distinto de cero en la formulación de programación lineal, i.e. $c_i > 0$. Los duales en este caso deben interpretarse como la diferencia entre el precio de equivalencia del recurso i , el P_i , y su costo de producción, c_i . Podemos escribir entonces que:

$$P_i = c_i + \text{Costo de oportunidad.}$$

Los costos de oportunidad se representan con c_{0i} . Al introducir valores positivos a los c_i , podemos estudiar tres alternativas de solución posibles según la relación entre costos de producción, precios de venta y precios de equilibrio para un productor i . Obsérvese en el análisis la consistencia de la solución única y cómo no pueden haber dos estructuras de precios vigentes en el mercado. Usaremos a continuación la distinción entre costo (c_i), precio de venta (P''_i) y precio de equilibrio (P_i).

— Cuando $0 < c_i < P_i$, entonces la solución es la misma que cuando $c_i = 0$. Se demanda el mismo volumen del recurso R_i . La diferencia ($P_i - c_i$) representa las rentas netas potenciales del crudo i (y son los c_{0i} mencionados más arriba), las cuales van al productor i si el precio real de venta (P''_i) iguala

13. Los criterios de determinación de precios se explican por el segundo principio de la economía de la energía. Los costos son irrelevantes por el momento.

14. El mecanismo que empuja a recurrir a la fuente marginal, y la importancia de su precio se encuentran tratadas nuevamente en el segundo y tercer principio de la economía de la energía.

al precio de equilibrio P_i del modelo¹⁵. El volumen empleado del crudo-índice también se mantiene constante. Todos los P_i restantes permanecen igual que cuando $c_i = 0$.

— Cuando $c_i = P_i$. Este caso es igual que el anterior, con la diferencia de que no se generan rentas en equilibrio ($c_{oi} = 0$). Esto significa que el costo de producir el crudo i es equivalente a su precio de equilibrio. Los consumidores aun siguen pagando P_i , el precio de equilibrio. El productor tiene poco margen de decisión sobre su precio de venta, ya que si P''_i , es menor al P_i , entonces incurre en pérdidas; si es mayor pierde ventas, según vemos en el caso siguiente.

— Cuando $c_i > P_i$. En este caso, la solución es distinta a la obtenida cuando $c_i = 0$. El precio de venta tenderá a ser mayor que el de equilibrio, al verse forzado a cubrir costos. El productor i pone un precio que lo ubica fuera del mercado. Al estar por encima de su costo equivalente al del crudo índice, el consumidor podrá consumir más del crudo índice. La producción del crudo-índice se eleva para compensar la del crudo i , el que queda sin usar¹⁶. Los P_i del resto de recursos pueden en este caso sufrir variaciones en relación a la solución cuando $c_i = 0$.

Para determinar los P''_i tenemos un problema de política de mercadeo que hipotéticamente parte de fijar como precio mínimo de venta el nivel de costos. Los precios de venta P''_i serían ajustados hasta conseguir la mejor oferta para el productor. Esto sólo puede suceder a los precios de equilibrio P_i . En todo momento, el sistema de precios de equilibrio permanece unidimensional y único.

Ahora se pueden trazar las conclusiones sobre el papel de los coeficientes de costos. Hay dos casos donde los cambios en el costo c_i de un recurso no alteran el sistema de precios relativos. Primero, cuando el costo se mantiene menor o igual que los precios de equilibrio y el productor permanece en el sistema de energía. Segundo, cuando los costos se mantienen mayores que los precios de equilibrio y el recurso permanece fuera del sistema. Cambios en el coeficiente de costo ocasiona modificaciones en la estructura de precios de la energía cuando dicho cambio hace transponer al costo el nivel de precio de equilibrio, ya sea pasando de menor a mayor o viceversa. Estas últimas variaciones en los costos producen un cambio de status del recurso —pasando de

15. Las rentas netas pueden ir al consumidor si el precio de venta en el mercado (P''_i) es fijado al precio de costo (c_i). También son posibles soluciones intermedias, i.e. $c_i < P''_i < P_i$.

16. Eventualmente el crudo-índice tiene también límites en su producción. Por ejemplo, debido al crecimiento de la demanda en el largo plazo. Entonces otras fuentes pueden reemplazar al crudo-índice en su papel de recurso energético marginal. En este caso, la fijación de precio marginal corresponde a la nueva fuente marginal. Ver la tercera ley de la economía de la energía más adelante.

estar dentro hacia fuera del sistema o viceversa. Después de la exclusión (o inclusión) de aquel recurso que modificó sus costos (o su precio de venta), se modifica la estructura de precios y el sistema retiene su unidimensionalidad bajo un nuevo conjunto de actividades. Queda descontado que si es el coeficiente de costos de la fuente marginal el que varía, entonces todo el sistema de precios se ajusta acordemente.

En un modelo de programación lineal, los precios de equilibrio de la energía son las variables duales de la solución de minimización de costos, cuando los $c_j = 0$. Si el modelo de programación lineal es una buena representación del mundo real, entonces se convierte en un instrumento útil en la predicción de las relaciones de los precios de la energía. A continuación mencionaremos las partes principales del Modelo Energético Mundial, que se ajusta a todo lo expuesto hasta este punto. El Modelo de Energía Mundial (World Energy Model) ha sido empleado por la Unidad de Investigación de Energía del Queen Mary College, Universidad de Londres¹⁷.

La estructura del modelo primal se diseña de tal forma que tenga que satisfacer la demanda por energía secundaria (estos son los R_j demanda), con las fuentes primarias disponibles (los R_j recurso). Las restricciones delimitan la calidad de los productos finales, la capacidad instalada, la ubicación y calidad de la materia prima. La función objetivo de este modelo es minimizar el costo total global del sistema energético. Como se anotó anteriormente, es el dual de este problema de programación lineal el que constituye el sistema de precios de la energía, de ahí que cada fuente y producto energético sea valorado en términos del otro.

Descripciones detalladas de cada parte del modelo han sido hechas antes conjuntamente con aplicaciones concretas¹⁸. En este artículo no es necesaria una descripción más minuciosa, porque la discusión se concentra en los principios de la economía de la energía y en cómo el modelo de Energía Mundial puede ser de utilidad.

Los precios de la energía determinados por la solución del modelo toman en cuenta la energía primaria y secundaria. El modelo considera las alter-

17. Energy Research Unit, Queen Mary College, "World Energy Modelling: The Development of Western European Oil Prices", en *Energy Policy*, Vol. 1, N. 1, Junio 1973, Surrey, Reino Unido, pp. 21-34.

18. Comenzando por el libro del cual se extrae el presente artículo, Giesecke, C. *World Computer Model*. . . Ver también World Energy Models Limited, *Understanding Energy*, WEML, Londres, 1977. Este artículo también fue publicado como Deam, R.J. "Understanding Energy: A rational basis for planning alternative strategies" en Dunkerley, J. (ed) *International Energy Strategies*", Cambridge, Mass., 1980. Ver también: World Energy Models Limited, *7. Area Short Term World Energy Model Technical Description*; WEML, Londres, 1977. También World Energy Models Limited, *World Energy Models, a Technical Description*; WEML, Londres, 1977.

nativas para los productores, así como la sustitución por parte de los consumidores. En el primer caso, éstas son procesos de los cuales se obtiene el mismo producto. En el segundo caso, el consumidor usa productos sustitutos para el mismo propósito. Los procesos del consumidor se tornan en opciones técnicas para el mismo fin (e.g. un automóvil a gasolina o a diesel).

Al proponer un sistema único de precios equivalentes asumimos que dados estos precios, resulta indiferente elegir entre dos factores de producción (insumos energéticos) o dos bienes de consumo (productos energéticos). El consumidor toma el precio final para orientar su demanda, la cual es a su vez tomada por el refinador para organizar su producción¹⁹. Para maximizar su ingreso, un ofertante (en este caso, un ofertante de energía secundaria) debe igualar sus ingresos marginales con sus costos marginales. Ningún productor, en el mercado internacional de energía secundaria, es capaz de influenciar por su cuenta los precios de manera significativa, lo que significa que para maximizar ingresos tendrá que igualar sus costos marginales a los precios porque "... cuando hay competencia perfecta, el ingreso marginal es igual al precio"²⁰.

Los precios marginales calculados por el MEM han sido probados para el mundo real. Los resultados confirman su valor como una representación bastante aproximada del sistema de precios de la energía²¹. Dado que existen rezagos en el mercado, luego de ser corregidos, los resultados dieron un buen ajuste, para aceptar el modelo con un sistema adecuado de procesos y restricciones, y por tanto útil para la estimación de precios de la energía.

1.4. Conclusión

El principio de unidimensionalidad fue elaborado por la Unidad de Investigación de Energía del Queen Mary College²², y modelado en el Modelo de Energía Mundial con una exactitud aceptable; así, lo citamos ampliamente:

-
19. Los impuestos provocan una brecha importante entre el precio de venta y el precio para el refinador. El precio final es el que cuenta para los consumidores. Este precio es igual a los costos del refinador más otros agregados al costo (transporte, costo de venta al menudeo, impuestos). Así, se establece la conexión. Obsérvese que el precio para el refinador es el que cuenta para los mercados internacionales.
 20. Robinson, J. *The Economics of Imperfect Competition* Londres, 1969 (2a. edición), p. 95. Es una conclusión básica de microeconomía, para el caso de la competencia perfecta y costos marginales crecientes.
 21. O'Carroll, F.M. *Price determination and Economic Mechanisms in the European Oil Industry, 1964-1971*. Tesis de PhD, Queen Mary College, Londres, 1974.
 22. Ver ENERGY RESEARCH UNIT, op. cit. El profesor R.J. Deam era el jefe de la unidad.

“El precio de la energía es unidimensional, todos los precios dependen del precio índice dado. . . Si tenemos ecuaciones que son un reflejo preciso de la situación en el mundo real, entonces conociendo el precio del crudo-índice, todos los otros precios pueden ser calculados. El problema es determinar estas ecuaciones. Circunstancias cambiantes —tales como cuando en Europa hubo un exceso de oferta de nafta y ésta fue usada como residual pesado— necesitan de nuevas ecuaciones, las cuales, por supuesto, generan nuevos precios”²³.

El modelo de energía es un modelo de Programación Lineal, y aquí vamos a plantear el vínculo entre los precios en este modelo y en aquel que representamos con los precios como producto de un sistema lineal de n ecuaciones y $(n + 1)$ variables precio (ver sección 1.2 arriba). Con un sistema de ecuaciones donde hay exceso de una variable, basta con dar exógenamente el valor de una de ellas para resolver el sistema. En P.L. el sistema de ecuaciones y variables tampoco es cuadrada. Si se tienen n ecuaciones en el dual, tenemos también m variables precio (una por recurso en el primal), más n variables precio dummy del problema de P.L. del dual. El proceso de optimización se encarga de dar en el resultado solo n variables precio activas, equivalente en número a las n ecuaciones²⁴. De las variables del dual que entran en la solución, y asumiendo $m < n$, algunas serán cero y otras positivas. Asimismo algunas se referirán a recursos reales del primal y otros a recursos dummy del dual. Este aspecto formal del problema no interesa ahora. Sólo interesa señalar que en la solución tenemos n ecuaciones y n variables precio activas, cuyos valores forman parte de la solución.

La forma adoptada para introducir el precio del crudo-índice es ponerlo como uno de los parámetros de costos en la función objetivo del primal. El coeficiente de costos c_{AL} es parte del vector de constantes del problema dual. Ya explicamos que la solución del primal incluye la variable de producción del crudo-índice, la cual es imprescindible para que el problema sea factible. En consecuencia, en el dual, poner en actividad el consumo del crudo índice se manifiesta como un insumo cuyo costo debe ser cubierto por los precios de los productos producidos a partir de él. En el dual, la restricción correspondiente a la actividad del primal de consumir el crudo índice será siempre limitante. En la solución del dual tenemos entonces:

$$P = A^{-1} (C_1 + C_2)$$

donde P es el vector de precios marginales de la energía. La matriz A es cuadrada de orden $(n \times n)$ y corresponde a la parte relevante a la solución de la matriz original del dual. $(C_1 + C_2)$ es el vector columna de los coeficientes

23. Deam, R.J. (1980), op. cit.

24. Los criterios de selección son dados por la función objetivo.

donde C_1 tiene $P_{AL} = 0$, y C_2 es todo cero, excepto para P_{AL} (el precio del crudo-índice). Si A^{-1} existe, la solución es única para cada valor de P_{AL} ²⁵.

Una nota final sobre el alcance de la unidimensionalidad. Cuando se encuentran en el mercado, todos los precios de la energía se ajustan de tal forma que corresponden al sistema cerrado de relaciones y diferenciales de precios aquí descritos, por lo tanto éste puede ser descrito como un sistema de precios alineados. Con bastante frecuencia, el esquema unidimensional de precios alineados no es seguido en el mundo real. Esto es debido a la naturaleza misma del error-prueba y de los rezagos de tiempo en el mercado. Las decisiones políticas pueden ser otra causa de desalineamiento. Condiciones de desalineamiento resultan en la generación de rentas o pérdidas de desequilibrio en algún lugar del sistema de energía²⁶ no previstas en el esquema de unidimensionalidad. Los sistemas de precios no alineados son generalmente inestables y debería ser posible predecir los movimientos de precios relativos, basados en el sistema de precios de equilibrio, dado por una solución del modelo y los precios vigentes del crudo índice.

Hasta el momento, el modelo es construido con un precio-índice indefinido, el cual tiene que ser dado exógenamente y aun, arbitrariamente. El segundo principio de la economía de la energía trata de los criterios para determinar P_{AL} , un tema íntimamente ligado a la estructura de oferta de mercado de la energía, así como a la elasticidad precio de la demanda.

2. EL SEGUNDO PRINCIPIO: SOBRE POLITICA DE PRECIOS DEL CRUDO-INDICE – LA FUNCION DE PRODUCCION DEL PETROLEO

2.1. Presentación

Sin la función de producción del petróleo, los precios de la energía quedan indeterminados. Por lo tanto, la formación de los precios queda determinada al introducir el precio-índice del petróleo exógenamente, considerando que el primer principio muestra que existe un conjunto único de precios relativos. Con el uso del segundo principio, podemos modelar la función de for-

25. Estas observaciones fueron completamente refrendadas en simulaciones, usando la versión de una sola refinería en el modelo MEM.

26. En 1977, la OPEP fracasó en su intento de ponerse de acuerdo sobre un sistema de precio unificado para sus crudos, resultando así dos niveles de precios. Sin embargo, en menos de un año, se volvió nuevamente a un sistema de precio alineado. Entre 1979 y 1980, el sistema de precios quedó de nuevo fraccionado. Los precios oficiales se incrementaron sucesivamente en plazos muy cortos, con el único fin de obtener ganancias extraordinarias a muy corto plazo. El precio oficial del crudo de Arabia Saudita no parecía respetarse, ni siquiera por los propios vendedores de ese país. Los precios oficiales excedieron de lejos el diferencial técnico. Este proceso concluyó al volverse a un sistema unificado.

mación de precios del crudo-índice, y de ahí mostrar cómo se determina el precio absoluto de la energía. En la práctica, modelamos la función de oferta —o producción— de la OPEP.

Una presentación sucinta del segundo principio antecede en esta sección a la formulación de un modelo teórico general. Luego viene una aplicación del modelo a los mercados del crudo, un análisis de temas anexos y, finalmente, las conclusiones.

Empezaremos señalando de una exposición anterior:

“En el corto plazo, es razonable asumir que la producción de energía alternativa es fija e independiente del precio del crudo-índice P_m (las nuevas inversiones tienen períodos de maduración largos). Así, en el corto plazo, la única variable de oferta es la producción de petróleo”²⁷.

En consecuencia, para maximizar los ingresos de corto plazo, la razón de la producción del productor del crudo-índice sobre la producción mundial de energía (equivalente a la demanda de energía en condiciones de equilibrio en el mercado) debería igualar el módulo de la elasticidad precio de demanda, adecuadamente corregida por el valor presente neto de las reservas petroleras del productor de crudo-índice.

$$\frac{q_m}{q_o + q_m} = |n| \frac{P_m - P_N}{P_m}$$

donde: q_m = producción del productor de crudo-índice
 q_o = producción del resto de productores
 n = elasticidad precio de demanda mundial de energía
 P_N = valor presente neto del productor de crudo-índice (o el costo de usuario de sus reservas)
 P_m = precio del crudo-índice

Más adelante se hará la derivación de esta ecuación. Los supuestos son:

P_m se asume ser aplicable a toda fuente de energía primaria, no sólo petróleo, vía los criterios de unidimensionalidad debido a que el sistema de precios de la energía está alineado.

q_o se refiere a toda la producción de petróleo y energía en el MAC (Mundo fuera de Areas Comunistas), y no sólo a las exportaciones de energía.

P_N es el costo de usuario para el caso competitivo de valuación de reservas. También referido como el valor presente neto de las reservas petroleras del productor de crudo-índice.

27. Deam, R.J. y C. Giesecke, “Towards Three Laws of Energy Substitution” en Tempest, P. (ed): *Energy Economics in Britain*; Londres, 1983, p. 253-260. Cita de la p. 253.

La ecuación usada para calcular P_N es:

$$P_N = \frac{P_B}{(1+r)^N}$$

donde: P_B = precio límite para el reemplazo
 r = tipo de interés del mercado
 N = tiempo de vida esperado de las reservas

2.2. Aplicación del modelo de la empresa líder

2.2.a. Introducción

El supuesto inicial es que "...hay una gran empresa dominante en la industria y varias empresas pequeñas"²⁸. Esta gran empresa puede en principio ser la OPEP, un solo país o una combinación de productores de petróleo. Veremos por qué es más satisfactoria la opción de que Arabia Saudita sea la "empresa dominante grande".

El ambiente económico de los productores no-líderes, léase las pequeñas empresas, queda establecido porque "Cada firma debería comportarse como si estuviese en una atmósfera competitiva"²⁹. Las empresas pequeñas son precio-aceptantes.

El precio es fijado por el de la empresa líder; por lo que ahora sigue un análisis de su comportamiento óptimo en política de precios³⁰.

En la presente versión de la teoría de la empresa líder en el mercado mundial de petróleo, quien lidera los precios no es una empresa, sino un país, i.e. Arabia Saudita. Se asume entonces que es en este país donde reside la política de precios del crudo y no en el cartel de la OPEP. Otros miembros de la OPEP y productores de petróleo no pertenecientes a la misma, así como el resto de productores de energía, son considerados como precio-aceptantes y maximizan su ingreso neto de acuerdo con el precio-índice imperante y su propia capacidad productiva.

28. Leftwicht, R.S. *The Price System and Resource Allocation*, Londres, 1970, p. 249.

29. Idem.

30. Las soluciones no-óptimas se verán más adelante.

2.2.b. El modelo de la empresa líder

Aquí se observa la segunda ley:

$$\frac{q_m}{q_o + q_m} = -n \frac{P_m - P_N}{P_m}$$

En el mercado energético hay una función de demanda $D(P)$ y una función de oferta $S(P)$, ambas en función de los precios. La cantidad demandada es D . Así;³¹

$$D = D(P)$$

y la cantidad ofertada es:

$$S = S(P)$$

En equilibrio tenemos que:

$$D = S$$

$$D(P_m) = S(P_m)$$

P_m es el precio al cual el mercado se equilibra. Si existe alineamiento de precios, y los mercados están en equilibrio, el precio imperante es siempre el precio-índice (P_m).

La oferta de energía es el agregado de una diversidad de funciones de oferta, q_i , así:

$$S(P) = \sum q_i(P)$$

Para cada ofertante, incluido el país como empresa líder, el objetivo es el de maximizar ingresos: $R_j = q_j \cdot P$ (asumiendo que no hay costos de producción). La condición de maximización es:

$$\frac{\partial R_j}{\partial q_j} = \frac{\partial q_j P}{\partial q_j} = P^* + q_j^* \frac{\partial P}{\partial q_j} = 0 \quad \text{ecuación 1}$$

31. Esta función pudo estar en términos del PBI y/o muchas otras variables. La ecuación propuesta simplemente señala que sólo se permite que el precio induzca a cambios como variable independiente.

p^* y q_j^* son tanto el precio como la producción óptima para R^* ($=p^* q_j^*$), ingreso óptimo. Esta es la condición de primer orden aplicable a cualquier vendedor en cualquier estructura de mercado. Ahora seremos más específicos en la notación y el desarrollo. Entonces q_m^* y p_m^* de la ecuación 1 son la producción y el precio óptimos de la empresa líder³²,

$$q_m^* = q_j^* \quad \text{y} \quad p_m^* = p^*$$

(La producción índice se denota con el subíndice "m"). Así podemos resolver para el precio o la cantidad óptimos:

$$q_m^* = - p_m^* \frac{\partial q_m}{\partial p_m} ; \quad p_m^* = - q_m^* \frac{\partial p_m}{\partial q_m}$$

Ahora p_m y p se referirán ambos al precio del crudo-índice, por lo que podemos ahorrar el subíndice m. Seguiremos el análisis para la producción óptima. De acuerdo a la condición de oferta;

$$q_m^* + \sum q_i = S ; \quad \text{o} \quad S(p) = q_m^*(p) + \sum q_i(p)$$

y si se encuentra en equilibrio:

$$q_m(p) + \sum q_i(p) = D(p)$$

$$q_m(p) = D(p) - \sum q_i(p)$$

Si pretende liderar el mercado, la empresa líder deberá llenar la brecha de $D(p) - \sum q_i(p)$ ³³

$$q_m^* = - p \left(\frac{\partial D(p)}{\partial p} - \frac{\partial \sum q_i(p)}{\partial p} \right)$$

$$q_m^* = - p \frac{\partial D(p)}{\partial p} + p \frac{\partial \sum q_i(p)}{\partial p}$$

33. Esto implica que:

$$\frac{\partial q_m}{\partial D} = 1$$

32. Veremos que debido a la limitación en la capacidad de producción, habrá espacio para solamente una empresa líder en el mercado energético.

$$q_m^* = - P \frac{\partial D(P)}{\partial P} \left(\frac{D(P)}{D(P)} \right) + \sum \left(P \frac{\partial q_i(P)}{\partial P} \frac{q_i(P)}{q_i(P)} \right)$$

Por definición de elasticidades, tenemos:

$$\text{elasticidad precio de la demanda de energía en función del precio} \quad n(P) = \frac{P}{D(P)} \frac{\partial D(P)}{\partial P_m}$$

$$\text{elasticidad precio oferta del productor } i \text{ de energía en función del precio} \quad \epsilon_i(P) = \frac{P}{q_i(P)} \frac{\partial q_i(P)}{\partial P_m}$$

así;

$$q_m^* = - n(P) \cdot D(P) + \sum \epsilon_i(P) \cdot q_i(P) \quad \text{ecuación 2}$$

Dividiendo la ecuación 2 entre $D(P)$, obtenemos una ecuación en términos de las participaciones del mercado (m_m y m_i):

$$\frac{q_m^*}{D(P)} = m_m = - n(P) + \sum \epsilon_i(P) \cdot m_i(P) \quad \text{ecuación 3}$$

donde m_i y m_m son las participaciones en el mercado del productor i y del productor líder.

Debido a que la oferta y la demanda están en equilibrio, $D(P)$ puede reemplazarse por $S(P)$ en la ecuación 2. Así;

$$q_m^* = - n(P) \cdot (q_m^* + \sum q_i(P)) + \sum \epsilon_i(P) \cdot q_i(P)$$

$$q_m^* + n(P) \cdot q_m^* = - n(P) \cdot \sum q_i(P) + \sum (\epsilon_i(P) \cdot q_i(P))$$

$$q_m^* = \sum \frac{(\epsilon_i(P) - n(P))}{(1 + n(P))} q_i(P) \quad \text{ecuación 4}$$

La diferencia entre la ecuación 2 y 4 es que en esta última, no se hace referencia explícita a la demanda, por lo que la producción del crudo índice depende de la función de oferta de otros productores de energía.

La ecuación 2 da la producción óptima de crudo-índice, en términos de la demanda total y de la oferta del resto de productores de energía. La ecuación 3 da la participación óptima en el mercado del productor líder, en térmi-

nos de la participación de los productores menores. La ecuación 4 da la producción óptima de crudo-índice, simplemente respecto a la producción de los otros productores. No hay una diferencia fundamental entre las ecuaciones 2, 3 y 4. En estas ecuaciones, se usaron elasticidades de demanda y también de oferta, lo cual tiene algunas ventajas:

- Las elasticidades son más fáciles de entender; usualmente se encuentran más disponibles para los cálculos de optimización a corto plazo, además de servir como una buena base para la comparación de los supuestos principales en diferentes modelos.

- Las elasticidades pueden simplificar el tratamiento de la dinámica de precios y producción cuando se asumen constantes dentro de un rango limitado de precios.

Las ecuaciones 2, 3 y 4 determinan la cantidad óptima a producir de crudo-índice. Sin embargo, en la práctica el productor de crudo-índice fija el precio, mas no la cantidad. Este ha sido el modus operandi de la OPEP. Existen dificultades al aplicar la regla de fijación de q_{im} , debido a que ésta no puede ser determinada exactamente a lo largo de un año. Los efectos estacionales, así como otras perturbaciones de corto plazo, requerirían de ajustes continuos los que invariablemente se harían con retrasos. Si el productor de crudo-índice no produce exactamente q_{im}^* , entonces los precios del crudo serían inestables. Sin embargo, para nuestro análisis, nos es más útil estimar el volumen óptimo por ser el camino más simple y directo.

Se puede estimar la demanda mundial de energía a partir de la ecuación 4 si reemplazamos q_{im} usando la ecuación $D(P) = q_{im} + \sum q_i$. De ahí obtenemos la ecuación 5,

$$D(P) - \sum q_i(P) = \sum \left[\frac{\epsilon_i(P) - n(P)}{1 + N(P)} \right] \cdot q_i(P) \quad \text{ecuación 5}$$

De la ecuación 5, podemos predecir o estimar cuál será el nivel de demanda mundial de energía, si se aplican los criterios de optimización³⁴. De ahí que:

34. Se puede mencionar aquí que el precio que resuelve la ecuación 5 sería nuestro precio óptimo, el cual entonces lleva al volumen de producción adecuado. Una computación directa del precio del crudo-índice también puede hacerse por ejemplo, luego de reformular el conjunto de ecuaciones de optimización, al introducir:

$$D^{-1}(D) = P_d(D) = P$$

una función del precio para la demanda mundial de energía, inversa a la función original de curva de demanda. Lo mismo se aplica para todas las funciones de oferta usadas; i.e.

$$P = s^{-1}(q_i) = P_s(\sum q_i)$$

$$D(P) = \Sigma \left[\frac{\epsilon_i(P) + 1}{1 + n(P)} \right] \cdot q_i(P) \quad \text{ecuación 6}$$

No es difícil reducir el modelo general de la empresa líder a los elementos básicos del segundo principio de la economía de la energía. Esto es hecho a partir de la ecuación 3, y de dos supuestos adicionales: primero, asumir que toda la oferta es fija (poca sensibilidad a los cambios en precios), de ahí que todos los $\epsilon_i(P) = 0$; y en segundo lugar, asumir que para el rango de precios bajo consideración, se presume constante la elasticidad precio de la demanda de energía, por lo que $n(P)$ es simplemente n . En consecuencia:

$$\frac{q_m}{q_m + q_0} = -n$$

donde q_0 es la oferta fija agregada de los productores menores. Esta es la segunda ley de la economía de la energía sin la corrección en la valuación de las reservas.

El análisis, hasta el momento, asume que el ingreso total es la función maximizadora del productor de crudo-índice (se asume costos de producción cero). Esto debe corregirse para los ingresos netos totales. Antes de hacerlo, introducimos el costo de producción para el productor líder. Así tenemos:

$$BN = q_m \cdot P - C(q_m) \quad ; \quad BN = \text{beneficios netos}$$

donde $C(q_m)$ es la función de costo total. Ahora buscamos el máximo de ingresos.

$$\frac{\partial BN}{\partial q_m} = \frac{\partial q_m P}{\partial q_m} - \frac{\partial C(q_m)}{\partial q_m} = 0$$

$$q_m = CM \cdot \frac{\partial q_m}{\partial P} - P \frac{\partial q_m}{\partial P}$$

donde $CM = \text{costos marginales del productor de crudo-índice}$, $MC = \frac{\partial C(q_m)}{\partial q_m}$

Reemplazando $q_m = D(P) - \Sigma q_i(P)$, y asumiendo,

$$q_m = \frac{(MC - P)}{P} \left\{ P \cdot \frac{\partial D(P)}{\partial P} - \sum \left(\frac{\partial q_i(P)}{\partial P/P} \cdot \frac{q_i}{q_i} \right) \right\}$$

$$\frac{q_m}{q_m + \sum q_i(P)} = -n(P) \frac{P - MC}{P} + \sum \epsilon_i(P) \cdot \frac{q_i(P)}{D(P)} \cdot \left(\frac{P - MC}{P} \right)$$

ecuación 7

Así, si todos los $\epsilon_i(P) = 0$, entonces,

$$\frac{q_m}{q_m + q_0} = -n \frac{P - MC}{P} ; \quad q_0 = \sum q_i(P)$$

Ahora examinaremos los costos marginales (CM). Sabemos que los costos totales están conformados por los costos de extracción, costos de capital y costos de uso de reservas. Este último elemento de costos se refiere al costo de oportunidad de extraer una unidad de producto hoy, en oposición a dejarla en el depósito. El costo de uso es estimado, utilizando la ecuación de Hotelling³⁵, para el caso de competencia perfecta:

$$P_N = \frac{P_{\text{límite}}}{(1 + r)^N}$$

- $P_{\text{límite}}$: es el precio al cual otras fuentes competitivas de energía eliminarían la participación del crudo-índice en el mercado.
- N : es el número de años antes del agotamiento de la fuente, el cual puede ser aproximado, usando la razón reservas reales/producción actual.
- r : es la tasa corriente de interés real para los mercados de capitales.
- P_N : es el valor presente neto, que representa la pérdida de valor por volumen de petróleo extraído.

35. Das Gupta, P.S. et. al. *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge, 1979, p. 930 "... la regla (de Hotelling) ignora la exploración y desarrollo de nuevas fuentes, la introducción de fuentes de energía alternativas y cambios en la demanda, debidos a los esfuerzos de conservación, inducidos por el alza de los precios", y señala que es válido si "... se ignoran los efectos (costos) del agotamiento y se asume un agotamiento final total". La competencia perfecta para el crudo-índice es una manera de medir el comportamiento económico del petróleo frente a sustitutos potenciales.

Esta ecuación ignora la relación existente entre N y P_m . La corrección de esto es un avance, que representa un ligero cambio de posición en una construcción teórica aun discutible, como lo muestra Bohi y Toman³⁶. En la ecuación, N depende de las reservas y del nivel de producción. *De forma que ahora finalmente obtenemos la ecuación correspondiente al segundo principio:*

$$\frac{q_m}{q_m + q_0} = \left| n \right| \frac{P_m - P_N}{P_m}$$

La corrección de largo plazo aquí presentada se aplica al mismo tiempo que el supuesto del caso competitivo de la teoría de los recursos agotables. Se asumió que el crudo-índice se colocaba a sí mismo en competencia con otros productores de energía distinta al petróleo, la mayor parte de los cuales se basan también en fuentes naturales agotables.

2.2.c. El crudo-índice y la fuente de energía marginal

El productor de crudo-índice debe tener la condición de marginalidad. Las ventas de la fuente marginal de energía primaria son un reflejo de la voluntad de la demanda de pagar el precio marginal. A este precio, se asegura la oferta de cierto volumen del bien (marginal y no marginal). Por lo tanto, si se conoce la fuente de energía marginal, y existe un sistema de precios alineados³⁷, es posible predecir el precio de mercado imperante, y donde tendrá lugar la expansión y la contracción de la oferta. Si bien es cierto que el costo de la fuente más cara (la "fuente marginal") en el mercado determina el precio regulador, esto es posible gracias a que la demanda es lo suficientemente fuerte para pagarla. Al mismo tiempo, es también cierto que la demanda no es tan fuerte como para pagar el precio de la siguiente fuente energética más cara a la marginal³⁸. La demanda tampoco es tan voluminosa a los precios vigentes

36. Bohi, D.R. et. al. "Understanding non-renewable resource behaviour", en *Science* Vol. 219, 25 febrero 1983.

37. Siempre se asume que existe alineamiento de precios, a menos que se especifique lo contrario.

38. Existe un catálogo de energías ordenadas según costos. Unas están en producción y otras esperan mejores precios. Se puede hacer una analogía con el concepto de renta extensiva de D. Ricardo, donde se utiliza primero la tierra productiva y la menos productiva se encuentra en el límite de los precios de mercado. Un postulado muy conocido. Ver Pearce, D.W. (ed): *The Dictionary of Modern Economics*; Londres, 1983, p. 386.

como para agotar toda la producción potencial de la fuente marginal. Así tenemos capacidad ociosa para el crudo-índice.

El crudo-índice es el mecanismo de estabilización que opera en los mercados mundiales de energía. Para mantenerse como crudo-índice, el productor de este crudo depende tanto de su condición de energía marginal, como de su capacidad de producción. Este último punto es necesario, debido a que una vez que los precios son fijados, el precio del crudo-índice debería estar en condiciones de mantener esos precios al menos durante los períodos en los que ocurran fluctuaciones estacionales en la demanda mundial. Además, el volumen óptimo requerido del crudo-índice como firma líder es muy alto, y sólo un productor tiene la capacidad de alcanzar esa producción. Aparte de estas condiciones, es conveniente que la estructura de costos de la producción de crudo-índice tenga bajos costos de cierre y costos muy bajos de producción. Hay que notar que no se ha mencionado la condición de que el país productor del crudo-índice tenga un bajo grado de absorción de los ingresos por petróleo. Aún para aquellos países donde este grado de absorción es alto, esta política de precios y de producción sería la mejor a seguir, debido a que sus ingresos netos son maximizados.

2.3 Extensión del análisis sobre la empresa líder

La ecuación usada como el segundo principio de la economía de la energía, se refiere al conjunto de la oferta y la demanda en el mercado de energía. El crudo en su papel de ofertante residual es la fuente que fijaba los precios de la energía. En consecuencia, sería útil una versión del segundo principio, que trate de las condiciones de oferta y demanda en el mercado mundial de petróleo. En realidad, la ecuación del segundo principio es nuevamente formulada para el caso de los mercados de crudo. Así tenemos:

$$\frac{q_m}{q_m + q_o} = \left| n_o \right| \frac{P_m - P_N}{P_m}$$

Existen diferencias en la interpretación de esta ecuación. Ahora n_o significa la elasticidad precio de la demanda mundial por petróleo, y no de energía. La oferta constante q_o del resto de productores se refiere a la producción de petróleo fuera del productor líder.

El segundo principio, aplicable a los mercados de petróleo, está vinculado a la formulación anterior respecto a la demanda de energía, y tiene que ser explicitada. Asumamos que la demanda por energía es D_E , y que la demanda por crudo es D_o y la oferta de productos diferentes al petróleo es q_j . Aplicando la condición del ofertante residual, obtenemos:

$$D_o = D_E - \sum q_j$$

Se calcula la derivada con respecto al precio de la energía, entonces;

$$\frac{\partial D_o}{\partial P_e} = \frac{\partial D_E}{\partial P_E} - \sum \frac{\partial q_j}{\partial P_E}$$

El siguiente paso es tratar de poner la expresión en términos de las elasticidades. Así el término de la izquierda es multiplicado por $(D_o/D_o) * (P_E/P_E)$. Se aplican multiplicadores apropiados a cada término del lado derecho, y obtenemos:

$$\frac{D_o}{P_E} n_o = \frac{D_E}{P_E} n_E - \sum \frac{q_j}{P_E} \epsilon_j$$

donde: n_o = elasticidad de demanda por petróleo

n_E = elasticidad de demanda por energía

ϵ_j = elasticidad de oferta del ofertante de productos distintos del petróleo

P_E = el precio de la energía, se asume equivalente al precio del crudo-índice, convertido a través de las reglas vigentes de equivalencia.

Finalmente, se halla la elasticidad precio demanda por petróleo:

$$n_o = \frac{D_E}{D_o} n_E - \sum \frac{q_j}{D_o} \epsilon_j \quad \text{ecuación 8}$$

Si, en el corto plazo, todas las $\epsilon_j = 0$ como será postulado en las siguientes páginas, entonces $n_o = (D_E/D_o) n_E$. Por ejemplo, si tomamos un valor aproximado de 50% de participación en el mercado de energía por parte del petróleo, luego la elasticidad de demanda por petróleo es dos veces mayor que la elasticidad precio de demanda por energía.

Por el momento preferiremos el uso del segundo principio referido a la situación de oferta y demanda de crudo. A partir de los parámetros en la ecuación de la segunda ley, aquellos de mayor importancia son la elasticidad precio de oferta de los productores no líderes $\epsilon_i(P)$ y la elasticidad precio de demanda mundial por petróleo $n(P)$.

2.3.a. Elasticidad de demanda

Si la elasticidad precio de oferta es muy baja (prácticamente cercana a cero), la regla óptima para el productor del crudo-índice es mantener una par-

CUADRO 2

PRODUCCION DE CRUDO DE ARABIA SAUDITA

Año	Consumo Mundial de Crudo	Producido por OPEP		Producido por Arabia Saudita	
		(MBD)	Fracc.	(MBD)	Fracc.
1972	2179.2	27.06	0.621	5.75	0.132
1973	2343.4	30.93	0.660	7.35	0.157
1974	2262.4	30.76	0.680	8.23	0.182
1975	2198.1	27.25	0.620	6.85	0.156
1976	2343.1	30.60	0.653	8.43	0.180
1977	2409.1	31.17	0.647	9.10	0.189
1978	2479.8	29.70	0.599	8.18	0.165
1979	2505.1	30.81	0.615	9.41	0.188
1980	2374.8	27.02	0.569	9.87	0.208
1981	2270.4	22.84	0.503	9.85	0.217
1982*	2164.8	16.08	0.366	6.53	0.149
1983*	2111.4	14.50	0.339	4.97	0.117

FUENTE: BP Statistics 1980, y 1981

* Mineralöl – Zahlen 1983, Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Hamburgo, 1984.

Hay inconsistencia entre esta fuente y BP usada para años anteriores. En MWV la producción OPEP y Saudita se reportan consistentemente menores.

NOTAS: MTA = Millones Toneladas Métricas Año.

MBD = Millones de Barriles al día.

ticipación en el mercado de aproximadamente el valor absoluto estimado de la elasticidad precio de demanda mundial.

Mi estimación empírica (en el capítulo IV de *World Computer model* . . .) da una elasticidad precio de corto plazo de demanda mundial por petróleo de entre -0.25 y -0.21, valores que están en concordancia con la participación histórica de Arabia Saudita en el mercado internacional de petróleo. En el cuadro 2, encontramos cuatro años (entre 1976 y 1979) donde la participación saudita en el mercado fue de 0.18. Cuando se toma en cuenta el factor de corrección de largo plazo, los resultados históricos se ajustan extraordinariamente con la teoría de la empresa líder.

Por ejemplo, con las reservas de Arabia Saudita de 180,000 millones de barriles³⁹ y un máximo de producción proyectada en 8 mbd⁴⁰, las reservas durarían 62 años. Con un precio límite de \$ 60 por barril y $r = 5\%$, entonces:

$$P_N = \frac{60}{(1+r)^N}$$

que da $P_N = 2.91$. Usamos este resultado en el factor de corrección de largo plazo $(P_m - P_N) / P_m$. El precio del crudo-índice en ese tiempo (1974-79) era de \$ 12 barril. De ahí que se pueda calcular el factor de corrección, que es de 0.757. Aplicando este factor al rango de elasticidades estimadas, entre -0.21 y -0.25, obtenemos una porción de producción teóricamente óptima de entre 0.16 y 0.19. La fracción teórica concuerda bien con los hallazgos empíricos.

De 1979 a 1983, hubo un cambio de curso en las metas de producción. Entre 1980 y 1981, la fracción de producción se incrementó. Arabia Saudita ayudó efectivamente a controlar la espiral de incrementos de precios. Esta política de producción también estuvo en concordancia con la producción teórica óptima. Con $P_m = \$ 30/\text{barril}$, el factor de corrección es de 0.903, y entonces la fracción óptima va de 0.19 a 0.23. Entre 1982 y 1983, la producción alcanzada estuvo muy fuera del curso óptimo. Es interesante observar las razones. A principios de 1983, hubo por primera vez una reducción en el precio-índice nominal. Fue un claro signo de que el precio del país líder había sobrepasado el precio óptimo. El exceso en el precio se produjo a partir de las alzas de precios iniciadas en 1979. La respuesta rezagada de la elasticidad de demanda había finalmente llegado. El productor del crudo-índice debía tomar la acción correctiva, disminuyendo el precio nominal, por primera vez. Este fue un paso en la dirección correcta para mejorar la posición sub-óptima de ingresos⁴¹.

A pesar de la dedicación de este trabajo a la oferta, la función de demanda juega un papel importante en la determinación de precios. La elasti-

39. Mineralölwirtschaftsverband, *Mineralöl-Zahlen 1983*, M.W.V.; Hamburgo, 1984, T61.

40. mbd = millones de barriles diarios, según la declaración de los propios sauditas. Ver *OPEC Bulletin*, Vol. X, N. 16, 23 abril 1979, pp. 3-8.

41. En el capítulo 6 de *World Computer model*. . . se estudia la sustitución del residual pesado por carbón, lo que puede efectivamente limitar el precio del crudo a \$ 24/b aproximadamente. Así sucedió entre 1983 y 1985. La reciente caída de precios está relacionada al rompimiento de la firma líder.

cidad de la demanda es un tema con derecho propio en el análisis de la energía y ha sido investigado más a fondo en el capítulo 4 de *World Computer model* . . . , donde se reportan íntegramente los hallazgos sobre elasticidades.

2.3.b. *Elasticidad de oferta*

Para este análisis, es conveniente subdividir la oferta en dos grupos: las fuentes de petróleo y las fuentes distintas al petróleo. Las fuentes de energía distintas al petróleo son un tema de particular interés en este artículo, en la medida de que juegan un papel crucial en el precio de largo plazo de la energía. Se asume que estas fuentes —algunas nuevas y otras antiguas como en el caso del carbón— no poseen una influencia decisiva en la política de precios de corto plazo de los productores de crudo, debido a que las inversiones para ampliar su producción tienen períodos de maduración largos. Este tiempo debe transcurrir antes de que una decisión de inversión tenga algún efecto en la oferta de energía. Trataremos ahora el crudo convencional, dejando para más adelante la discusión sobre las alternativas de oferta diferentes al petróleo.

Las fuentes petroleras pueden ser subdivididas nuevamente en Petróleo Nuevo y Petróleo Disponible. El Petróleo Nuevo posee las mismas restricciones que la incorporación de nuevas fuentes de energía —distintas al petróleo— en la oferta agregada de energía, tiene rezagos significativos. En consecuencia, en el modelo de la empresa líder no se espera que el petróleo nuevo contribuya de manera notable a la oferta energética de corto plazo. En el largo y mediano plazo, los precios de la energía influyen los esfuerzos de exploración petrolera y la oferta energética en general. Sin embargo, parece que la oferta de crudo nuevo no reacciona en la misma escala que la elasticidad precio de la demanda mundial de crudo.

La elasticidad de oferta mide la capacidad del ofertante para colocar crudo en el mercado, medida en volumen por unidad de tiempo, en respuesta a un cambio en el precio. Eckbo et. al.⁴² desarrollaron un modelo para el petróleo del Mar del Norte, en el cual el tamaño de las reservas influía de manera decisiva en la determinación de la rentabilidad de un campo petrolero. Postularon, además, que los precios casi no influenciaban el programa de producción y, de esta manera, cualquier alza del precio podría resultar solamente en un aumento de la producción al hacer rentables algunos campos, considerados anteriormente sub-marginales. En la medida que estos campos fuesen los menos dentro de los campos productivos del Mar del Norte, su adición a la oferta total no era considerada importante. En realidad, encontraron que un aumento de un tercio en los precios produciría un alza pequeña en la produc-

42. Eckbo, P.L., et. al. "Oil Supply Forecasting: a disaggregated process approach", en *Bell Journal of Economics*, primavera 1978, pp. 218-235.

ción de solamente 2.60/o⁴³ y concluyeron que “esto no es sorprendente, debido a que se espera que la cantidad de crudo hallado sea pequeña en los depósitos menores”⁴⁴.

De todo lo anterior podemos afirmar que si los efectos del precio sobre una región rica en petróleo son débiles y lentos⁴⁵, la producción de crudo puede con seguridad considerarse como insensible a precios mayores que el costo al cual la mayor parte del mismo sea recuperable⁴⁶. Los precios de 1984, de alrededor de 29 dólares por barril, y las expectativas generalizadas de precios aun mayores hacia el final de siglo⁴⁷ no parecen haber provocado una reacción cuantificable de corto plazo. Y aunque se produzcan hallazgos petroleros adicionales, llevará 10 a 12 años para que se encuentren en plena producción.

El fenómeno natural de alta concentración de reservas petroleras sobre un número pequeño de campos nos indica que no existe relativamente mucho petróleo por descubrir en los campos restantes, debido a que éstos no serían lo suficientemente grandes. Esta condición de alta concentración de reservas y producción de crudo sobre una baja proporción de campos petrolíferos se reproduce a escala mundial de acuerdo al estudio del grupo WAES⁴⁸. Este grupo toma la perspectiva de que, en condiciones normales, es “improbable que descubrimientos verdaderamente nuevos mantengan siquiera el ritmo de 15,000 millones de barriles al año logrado... de 1970 a 1975”⁴⁹. En concreto, esto parece descartar nuevos grandes hallazgos basados en el conocimiento actualizado sobre el potencial mundial de petróleo.

Resulta ilustrativo el comentario que el profesor Adelman hiciera con respecto a los campos del Golfo Pérsico. “Parece imposible que tantas estruc-

-
43. Eckbo, P.L. et. al. op. cit. Una elasticidad de cerca de 0.8 luego de 8 años. Del cuadro 3, p. 233.
 44. Idem. p. 233. Lievonon, J. llegó a la misma conclusión; *Crude Oil 2000: Trends in Supply and Demand*, Helsinki, 1982.
 45. Eckbo (1978) op. cit. p. 231. Predicciones para las reservas en 5 años significan proyecciones para la oferta en los próximos 12 años, casi a excepción del posible efecto de los cambios en el precio.
 46. Idem., p. 233.
 47. En 1983, 23 expertos consultados por el IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis, Viena) coincidieron en que se doblarían, en términos reales, los precios del petróleo para el año 2000. Citado en *The Guardian*, Londres, 17.06.83.
 48. WAES (Workshop for Alternative Energy Sources); *Energy Global Prospects 1985-2000*; Boston, 1977, en la pág. 135, dice que el 750/o de las reservas de petróleo se encuentran en el 0.80/o de los pozos.
 49. WAES (1977) op. cit., p. 135.

turas inmensas, productoras de petróleo, puedan estar agrupadas en un área relativamente pequeña, y sin embargo, allí están”⁵⁰. Aun aceptando que puedan descubrirse yacimientos importantes, no es de esperar que se encuentren concentrados, ni que sean fácilmente accesibles. Se espera, además, que estas adiciones a la oferta sean lentas y, quizás, sólo compensen los yacimientos con producción declinante.

CUADRO 3

POSICION DE RESERVAS PETROLERAS

(en 10⁹ barriles de petróleo crudo)

A Comienzos del Año	Mundo	Países Excluidos	El Resto	del cual U.S.A.
1975	719.095	450.416	268.679	34.166
1978	650.001	411.847	238.154	29.430
1979	657.320	416.775	240.544	27.735
1980	646.508	408.125	238.383	26.988
1981	653.805	404.558	249.246	26.337
1982	677.019	402.316	274.702	29.711
1983	675.997	408.939	267.058	29.711
1984	674.414	409.879	264.535	27.232

Países Excluidos: Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, URSS, y China.

FUENTE: *Mineralöl-Zahlen 1983*; M.W.V. Hamburgo, 1984.

Es interesante ver el comportamiento que han tenido las reservas mundiales de crudo en los últimos años. En el cuadro 3 se presentan los datos sobre las reservas para un período de 9 años, de comienzos de 1975 a comienzos de 1984, habiéndose hecho algunos esfuerzos de desagregación. Excluyendo además de China y la Unión Soviética, a cuatro países de la OPEP, podemos afinar la percepción de la auténtica reacción del mercado dentro del ámbito de las economías occidentales. La tendencia de estos productores (agrupados bajo el rubro de “resto”) ha sido de reservas menores o constantes.

Se halla el aumento bruto de reservas al considerar el nivel de producción y reservas (ver cuadro 4). En consecuencia:

50. Adelman, M.A.; *The world Petroleum Markets*; Baltimore, (1972), p. 37.

Aumento bruto de reservas = Nivel de reservas + Producción

El incremento total anual a nivel mundial en las reservas de petróleo (16,900 millones de barriles) concuerda con la magnitud esperada en el estudio de WAES (estimaron 15,000 millones de barriles al año). Así que, aun cuando se hayan agregado nuevas reservas, éstas no se encuentran fuera de la tendencia histórica (en particular con el período 1970-75) y son aun menores que los aumentos en los períodos cuando el precio declinó (en la década de los 60). En el cuadro 3, la razón aumento de reservas/producción para el período es 0.77 del total mundial, 0.66 para las áreas excluidas y, 0.95 para el resto, dentro del cual los Estados Unidos tienen 0.76. Esto indica aumentos en reservas en declive o estancándose para todas las condiciones económicas⁵¹. Los reportes sobre reservas sufren de anomalías estadísticas debido a varias razones. Por ejemplo, existen permanentes revisiones de estas cifras, y existe la influencia del precio del crudo y de las expectativas sobre el mismo. Se podría sospechar que el alza brusca en reservas para el grupo "Resto" en los años 1980-81 (ver cuadro 4) es producto de la re-evaluación económica y de mayores expectativas de precios. Este crecimiento en reservas revirtió en aumentos más estables y pequeños en los siguientes dos años, 1982 y 1983.

Consideremos el esfuerzo de oferta de los países no integrantes de la OPEP, donde se supone que el incentivo económico ha sido mayor. Los años a comparar son 1973 y el primer semestre de 1982 (ambos períodos de producción diaria promedio). Entre estos dos períodos, la OPEP disminuyó su producción en 12.5 mbd, y los productores no integrantes de la OPEP aumentaron su producción en 4.7 mbd. De este incremento 4.6 mbd corresponden al crudo mexicano y del Mar del Norte. Otra nueva fuente de oferta de crudo es Alaska Costa Norte, que sirvió para detener la caída en la producción norteamericana⁵². El petróleo de México y del Mar del Norte, que puede considerarse proveniente de depósitos descubiertos luego del aumento de precio, dan cuenta de 2.9 mbd (ó 570/o)⁵³, y es probable que la mayoría de los campos restantes de producción, descubiertos luego de 1973, hayan empezado a producir aun cuando los precios se hubiesen mantenido a un nivel menor.

51. Se puede esperar que declinen las reservas de crudo de Medio Oriente, parte del área excluida; se encuentra en el mecanismo de fijación del precio y de control de la producción.

52. Luego de la falta de regulación del precio, el resto de los Estados Unidos logró mantener un nivel constante de reservas y "... una reducción en la caída de la producción norteamericana de crudo", Chase Manhattan Bank. *The Petroleum Situation*; New York, Sept. 1980, p. 3. No se trata de que exista una respuesta absoluta igual a cero, sino de que la reacción observada se acerca a cero.

53. Oil and Gas Journal, 27 diciembre 1982, y Nehring, R.; *Giant Oil Field and World Oil Resources*; México D.F., 1979, edición en español.

Esta observación implica que a pesar de la exploración extensiva en nuevas áreas geográficas y el trabajo de desarrollo a nivel mundial⁵⁴, los resultados en el corto plazo no han sido prometedores. A nivel mundial, los esfuerzos por encontrar reservas se han duplicado con relación a los realizados en los últimos 20 años⁵⁵. El modelo del profesor Odell estableció una relación entre las reservas de crudo y la proyección de la demanda. En su opinión, debido a ciertos criterios de manejo de inventarios, y dado el menor crecimiento de la demanda, las reservas de la industria petrolera estaban sobredimensionadas en 1974. Así, aunque los precios parecían propicios para un mayor esfuerzo de exploración, la menor necesidad por mayores inventarios fue decisiva⁵⁶. Aun aceptando una base mundial de reservas finales de 3000×10^9 barriles de crudo, como sugiere el profesor Odell, es todavía dudoso que se descubra un nuevo depósito que pueda calificarse de gigante.

En consecuencia, precios mayores para el petróleo sólo agregan pequeños yacimientos marginales. Esto resulta en una elasticidad de oferta global insensible al precio⁵⁷. Además, la respuesta a los precios se encuentra rezagada, y así, en lo concerniente a la política de corto plazo sobre precios, se puede asumir que la elasticidad de oferta sea prácticamente cero mientras que para un análisis de mediano plazo, el valor de la elasticidad de oferta no es probable que sobrepase el 0.1.

Habiendo tratado la elasticidad de la oferta de Nuevo Petróleo, dirijamos ahora nuestra atención al Crudo Disponible. Debido a una alta flexibilidad en el control de la producción (es rápido, y casi no involucra ningún costo abrir o cerrar las válvulas), Arabia Saudita puede también ajustar rápidamente su oferta a los requerimientos del mercado. Cualquier otro productor tiene la misma opción, y así, dentro del rango de su capacidad de producción⁵⁸, pueden introducir una elasticidad de oferta muy alta para sus crudos.

54. Oil and Gas Journal. 27 diciembre 1982. Ver el número de nuevos campos descubiertos de 1974 en adelante.

55. Ver Colitti, M.; "Size and distribution of Petroleum Resources", en Wionczek, M.S. (ed); *World Hydrocarbon Markets*, Oxford, 1983, p. 145.

56. Odell, P.R. et. al.; *The Future of Oil*; Londres, 1980. El único supuesto sobre los precios futuros es que se encuentran sobre determinado mínimo que garantiza rentabilidad de cualquier proyecto petrolero futuro. Ver Lievonon, op. cit., (1982), p. 26, para una perspectiva similar.

57. Fisher, D. et. al. "The prospects for OPEC: A Critical Survey of Models of the World Oil Market" en *Journal of Development Economics* 2 (1975) p. 363-386; p. 379. Mencionó y aplicó esta rigidez al aumento de precios y una elasticidad baja.

58. Pueden existir discrepancias en la estimación de la máxima capacidad de producción. La tasa de extracción físicamente posible en el corto plazo puede no concordar con el criterio de alcanzar el factor máximo de recuperación de las reservas petroleras in situ. Sin embargo, el rango de maniobra es relativamente pequeño y el manejo es generalmente uniforme.

CUADRO 4

AUMENTO BRUTO DE RESERVAS

(en 10⁹ barriles de petróleo crudo)

Comienzo a Fin del Año o Período	Total Mundial	Países Excluidos	Resto	USA
1975 - 77	-4.571	16.290	-19.076	2.998
1978	30.237	16.748	13.489	1.868
1979	13.052	3.363	9.690	2.785
1980	30.156	7.484	22.671	2.917
1981	44.706	7.875	36.831	6.909
1982	19.609	15.873	3.736	3.598
1983	18.837	9.768	9.069	1.123
1975 - 83	152.027	77.399	74.628	22.197
1975 - 83 Promedio Anual	16.892	8.600	8.292	2.466

Países Excluidos: Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, URSS, y China.

FUENTE: M.W.V. Hamburgo, 1984.

BP Statistics 1978, Londres, 1979.

Se prestará ahora atención a los cambios en oferta, originados por esta política de manejo de la producción. Analizamos los criterios de ingreso máximo para cualquier productor j . Por definición:

$$n_j(P) = \frac{\frac{\partial D_j(P)}{q_j(P)}}{\frac{\partial P}{P}}$$

donde $D_j(P)$ es equivalente a la demanda por el crudo j . También definimos la elasticidad precio de la demanda mundial como:

$$n(P) = \frac{\frac{\partial D(P)}{D(P)}}{\frac{\partial P}{P}} ; \quad \frac{\partial P}{P} = \frac{\frac{\partial D(P)}{D(P)}}{n(P)}$$

Reemplazando este resultado en la definición previa de la elasticidad de demanda del productor j , tenemos:

$$n_j(P) = \frac{\frac{\partial D_j(P)}{q_j(P)}}{\frac{\partial D(P)}{D(P)}} \cdot n(P)$$

En equilibrio, la demanda iguala a la oferta, de modo que, $q_j = D_j$. Si el productor j se coloca al margen, entonces asume todo el movimiento de oferta residual; en consecuencia:

$$\frac{\partial q_j(P)}{\partial D(P)} = 1$$

De forma que llegamos a:

$$n_j(P) = \frac{D(P)}{q_j(P)} \cdot n(P) \quad \text{ecuación 9}$$

La elasticidad de demanda para el productor j es equivalente a la inversa de su participación en el mercado, multiplicada por la elasticidad precio de la demanda mundial⁵⁹. Cuanto más pequeño sea $q_j(P)$, mayor será $n_j(P)$. El ingreso óptimo puede obtenerse solamente cuando $n_j(P) = -1$. Si $n_j(P) > -1$, la política debería ser la de reducir la producción, y viceversa si $n_j(P) < -1$, la política sería la de aumentar la producción. Si $n(P)$ se encuentra alrededor de -0.22 , y $D(P)$, cerca de 43 mbd; entonces la producción debería ser de al

59. También notamos que si $n(P)$ se refiere a la demanda total de energía, de modo que tiene un valor dos veces menor, esto se compensaría con una $D(P)$ dos veces mayor.

menos 9.46 mbd, antes que $n_j(P)$ alcance el valor -1 . Cualquier producción por debajo hará que $n_j(P) < -1$. Por ejemplo, si $q_j(P) = 2$ mbd, entonces $n_j(P) = 4.73$; y si $q_j(P) = 4$ mbd, entonces $n_j(P) = -2.4$.

La conclusión es que la elasticidad precio de demanda es muy alta para toda la gama de producción de los actuales productores no-líderes. En consecuencia, la política óptima de producción de los productores no-líderes, sin considerar la influencia a largo plazo en los precios, es la de vender al máximo volumen⁶⁰. En el largo plazo, todavía prevalece el incentivo para producir al máximo, pero esto se discutirá más adelante cuando se trate la política de precios a largo plazo (sección 3.2.).

Frente a estos resultados, Kuwait, los Emiratos Arabes Unidos (EAU), Libia, México o cualquier otro productor sólo maximizará ingreso, maximizando producción. En los Estados Unidos, las condiciones de producción son altamente competitivas, y por tanto, no puede contársele como un solo productor, a diferencia de otros países productores de petróleo, donde existe una alta centralización en la toma de decisiones sobre los programas de producción.

60. Otra forma de alcanzar este resultado es aplicando la ecuación 9 al productor de crudo-índice. Reemplazando el subíndice j por m :

$$n_m(P) = \frac{D(P)}{q_m} \cdot n(P)$$

Para que el productor de crudo-índice obtenga un nivel óptimo de ingresos, producirá q_m^* (ignorando los costos marginales). Así sabemos que $n_m(P) = -1$. Por tanto:

$$D(P) = \frac{q_m^*}{n(P)}$$

Al mismo tiempo, el productor j se encuentra en el punto máximo de producción (q_j^L), entonces tenemos:

$$n_j(P) = \frac{D(P)}{q_j^L} \cdot n(P)$$

Reemplazando $D(P)$ por el resultado anterior para el productor de crudo-índice, finalmente obtenemos:

$$n_j(P) = - \frac{q_m^*}{q_j^L}$$

Debido a que $q_m^* > q_j^L$, por tanto $n_j < -1$. Se pueden hallar ingresos mejores para el productor j si se aumentase la producción, lo cual se asume que es imposible.

En el hipotético caso de tener más de un productor con la capacidad de producción de Arabia Saudita, la naturaleza del problema que analizamos sería totalmente diferente. La herramienta sería la teoría de los juegos dentro de un multi-oligopolio⁶¹. Sin embargo, hoy en día, con producciones restringidas, se observa que los productores no-líderes tienen una curva de demanda altamente elástica, la cual lleva a que el objetivo de ingreso óptimo requiera de un volumen de ventas mayor.

La producción del crudo-índice se ve afectada por la producción de los productores menores. Mientras que la producción de crudo de los productores no-líderes se encuentra a plena capacidad, y es insensible a los cambios de precio del crudo-índice, la producción del líder es sensible a los cambios en la producción de los otros productores. Esto es:

$$\frac{\partial q_m}{\partial q_i} = \frac{-n}{1 + n}$$

Si $n = -0.22$, entonces la sensibilidad de respuesta es de 0.28 (unidades de volumen). Esto reduce las ganancias de la expansión en ventas del no líder, ya que el precio se reduce más. Aquí aparece una explicación al comportamiento de los productores del Golfo Pérsico (Kuwait y EAU), y su relación con Arabia Saudita. No podemos probar la existencia de alguna política consistente de ventas del grupo, y simplemente asumiremos que puede existir un acuerdo general con Arabia Saudita sobre las cuotas. En este sentido, en beneficio de la unidad de política, Arabia Saudita puede obtener la cooperación para una mayor flexibilidad en el manejo de los movimientos de oferta residual. El papel de los socios menores es principalmente el de subordinados, pero todos ellos pueden aprovechar los beneficios de una política común de precios del crudo.

Ilustraremos este último punto. Hemos señalado que un cambio en la producción de un productor no-líder tendrá un efecto en el volumen óptimo de Arabia Saudita. Se estimaba que este efecto fuese:

$$\frac{\epsilon_i - n}{1 + n}$$

61. Ha sido usado anteriormente en este tema. Una breve presentación de la teoría se encuentra en Chiang, A.C., op. cit., Capítulo 21. No sería un juego de suma cero porque hay estrategias en las cuales ambos competidores pueden ganar o perder al mismo tiempo. Para una aplicación, ver Hnyilicza, et. al., "Pricing Policies for a two-part Exhaustible Resources Cartel (The Case of the OPEC)", en *European Economic Review* 8, 1986, pp. 136-154. Ver p. 140.

Debido a que existe una reacción de parte de la producción saudita, en la misma dirección de la del productor no líder, la reacción final del precio será mayor. Además, si existiese una reacción idéntica de Kuwait hacia los EAU, o viceversa tal que:

$$\frac{\partial q_i}{\partial q_j} = 1$$

entonces cualquier movimiento unitario de un productor resultaría en una reacción equivalente del otro productor del Golfo Pérsico⁶², más la respuesta de parte de Arabia Saudita a este doble incremento unitario. Este juego no resulta interesante cuando es iniciado por una expansión de la producción. Se detiene en el punto de producción máxima de los productores no-líderes, y el precio se sitúa en su nivel mínimo dentro del esquema de empresa líder debilitada.

Reducir la producción trae escasos beneficios. Tomemos el caso hipotético que Kuwait decidiese reducir su producción de 3 mbd a 2 mbd, al tiempo que también los EAU reducen su producción de 2 mbd a 1 mbd. Arabia Saudita respondería con 2×0.28 ó 0.56 mbd. La reducción total sería de 2.56 mbd. Habiendo Kuwait rebajado su producción en 33%, el efecto en los precios podría ser mayor que ese porcentaje (más de 50%), debido a que se supone que los EAU reaccionarán, junto con Arabia Saudita, y pueden compensar la reducción en la producción — esto puede dejarse abierto para una discusión posterior. Lo que hay que señalar es que resulta altamente improbable que dicha reducción pueda repetirse alcanzando un resultado positivo en cuanto ganancias. Si Kuwait reduce nuevamente su producto en 1 mbd, EAU no responderá con una reducción igual, ya que dejaría de producir (su nivel original era de 2 mbd), y aunque lo hiciese, los precios no subirían tanto como para compensar esta vez una caída de 50% en la producción.

Para una presentación analítica, hemos asumido costos marginales iguales a cero, de modo que el ingreso óptimo se alcanza cuando la elasticidad de demanda de Kuwait iguala a la unidad, i.e. cuando $n_k = -1$:

$$n_k = \frac{\partial q_k}{\partial P} \frac{P}{q_k}$$

Multiplicamos por Q/Q (Q = oferta mundial total de crudo), e introducimos la siguiente expresión:

62. ¿Un efecto de la OPAEP (organización de Países Arabes Exportadores de Petróleo)?

$$\frac{\partial P}{\partial q_k} = \frac{\partial P}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial q_k} = \frac{\partial P}{\partial Q} \frac{\partial (q_j + q_k + q_m + \sum q_i)}{\partial q_k}$$

i.e. una relación que expresa la producción de Kuwait operando a través de una cadena, primero en un cambio en la producción mundial de crudo y luego en precios.

La derivada de la oferta mundial con respecto a la producción de Kuwait se define como la suma de cuatro partes:

a) $\frac{\partial q_j}{\partial q_k}$; aquí se asume igual a 1

b) $\frac{\partial q_k}{\partial q_k} = 1$

c)
$$\frac{\partial q_m}{\partial q_k} = \frac{-n}{1+n} \frac{\partial (q_k + q_j + \sum q_i)}{\partial q_k}$$

$$= \frac{-n}{1+n} \left(1 + \frac{\partial q_j}{\partial q_k} + \frac{\partial \sum q_i}{\partial q_k} \right)$$

d) $\frac{\partial \sum q_i}{\partial q_k} = 0$

Teniendo presente estos resultados, podemos volver a una formulación más general:

$$\frac{1}{n_k} = \frac{\partial P}{\partial Q} \frac{Q}{P} \frac{q_k}{Q} \frac{\partial Q}{\partial q_k}$$

$$n_k = n \frac{Q}{q_k} \frac{1}{\partial Q / \partial q_k}$$

o:

$$\frac{q_k}{Q} = \frac{n}{n_k} \frac{1}{\partial Q / \partial q_k}$$

En nuestro ejemplo, se había establecido que $\partial Q / \partial q_k$ tenía un valor de 2.56, y n_k tenía que ser igual a -1 para maximizar los ingresos brutos. Siguiendo el ejemplo numérico (se asume $n = -0.22$),

$$\frac{q_k}{Q} = \frac{-0.22}{-1} \frac{1}{2.56} = 0.086$$

y si $Q = 44$ mbd, entonces $q_k = 3.78$ mbd. Este resultado sería menor si se considerasen los costos. En particular, si se introducen los costos de uso de un recurso agotable, como similares al factor de corrección de largo plazo para Arabia Saudita: $(P_m - P_N) / P_m$.

Se puede ver entonces que a través de $\partial q_i / \partial q_j = 1$, la producción óptima para Kuwait cambia a un volumen menor. Es de cerca de un tercio del óptimo de Arabia Saudita, menor que el límite de producción máxima para Kuwait. Este bajo volumen óptimo puede ayudar a explicar el fenómeno observado de que la política de producción de Kuwait se encuentre en un nivel inferior a su máximo.

El hecho es que estos países se encuentran constantemente debajo de su capacidad de producción, y se buscó una explicación económica a este fenómeno a través de una asociación parcial con el productor líder. Examinemos más de cerca la función de costos.

Podemos reformular el supuesto sobre costos de producción: no serán igual a cero, sino una función del volumen de producción q_i . Entonces se maximizan los beneficios netos.

$$BN_i = q_i P - C_i(q_i)$$

donde $C_i(q_i)$ = funciones de costos totales de q_i , producción total. Por las condiciones de primer orden de optimización:

$$\frac{\partial BN_i}{\partial q_i} = \frac{\partial q_i P}{\partial q_i} - \frac{\partial C_i(q_i)}{\partial q_i} = 0$$

finalmente,

$$P + q_i \frac{\partial P}{\partial q_i} = \frac{\partial C_i(q_i)}{\partial q_i} \quad \text{ecuación 10}$$

donde:

$$\frac{\partial C_i(q_i)}{\partial q_i} = \text{CM, función de costos marginales, o la función de oferta.}$$

P = Precio imperante en el mercado

$$\frac{\partial P}{\partial q_i} = \text{Sensibilidad del precio ante un cambio en } q_i.$$

cuando se asume que el productor i no tiene influencia sobre los precios ($dP/dq_i = 0$), obtenemos:

$$P = \frac{\partial C_i(q_i)}{\partial q_i}$$

Se alcanza la producción óptima cuando los costos marginales son iguales a los precios.

De la ecuación 10, podemos ver que:

- CM pueden ser menores que los precios, dependiendo de q_i y dP/dq_i , y de ahí que el productor líder optimice ingresos netos a costos marginales muy bajos.
- Como hemos discutido anteriormente, cambios importantes en los costos marginales son acompañados por cambios pequeños en el nivel de producto, cuando la producción se encuentra cerca del punto de capacidad máxima. Por tanto, la producción óptima es muy estable, luego de cambios en los precios.
- Individualmente, ningún otro productor puede optimizar a menos de su capacidad máxima, en consecuencia Kuwait y EAU adquieren significancia a través de la asociación (puede verse que un aumento de la sensibilidad del precio puede reducir la producción óptima, operando a costos marginales menores).

Asumamos una colusión completa de Kuwait y EAU con Arabia Saudita. Un cartel perfecto implica que se comporta como un único productor, y al mismo tiempo distribuye ganancias entre sus participantes —usualmente a través de cuotas de producción, pero no es ésta la única manera. Ahora $q'_m = \sum q'_i$, donde i son Arabia Saudita, Kuwait, y EAU; y $q'_0 = \sum q_i$, donde i significa todo el resto de productores.

Usando el mismo modelo de la empresa líder, llegaremos a:

$$q'_m = \sum \left(\frac{\epsilon_i - n}{1 + n} \right) q_i$$

y si $\epsilon_i = 0$, entonces:

$$q'_m = \frac{-n}{1+n} q'_0$$

Debido a que $q'_0 < q_0$ (se excluyen EAU y Kuwait), entonces $q'_m < q_m$. Esto significa que la producción óptima para el sub-cartel es menor que en el caso de Arabia Saudita sola⁶³. Esta solución mejora los ingresos agregados del grupo.

La consecuencia de tales resultados es tal que un sub-cartel se vería enfrentado con severas restricciones de producción, además de otras presiones tales como los peligros típicos de ruptura potencial de la estructura de poder dentro del grupo, que todos los carteles experimentan. Todo esto va en contra de la cartelización perfecta. Se puede encontrar una solución intermedia, entre aquella del cartel fuerte y la de ninguna asociación en absoluto, con Kuwait y EAU produciendo al máximo. En el segundo caso, el nivel de producción es estable y no presenta ningún cambio en ϵ_i ; así el mecanismo de optimización de Arabia Saudita permanece igual. El sub-cartel resulta en una empresa líder moderada, lo cual daría cuotas de producción ordenadas, que permitiese las oportunidades de control de parte del productor de crudo-índice (los objetivos de producción pueden reducirse). Cuanto mayor la contribución potencial de los socios menores a la restricción de producción, más plausible es un acuerdo con el productor principal.

Podemos señalar como conclusión:

i. La OPEP no es un cartel. Su producción es demasiado grande para ser una solución de cartel. Ver sección 2.2.c. y 2.3.a.

ii. Todos los productores, actuando independientemente con capacidad limitada, obtienen ingresos máximos cuando alcanzan su punto de máxima producción. Este no es el caso del productor líder, cuya gran capacidad de producción le permite obtener un ingreso máximo con un nivel de producción por debajo de su capacidad.

iii. Los productores no líderes ejercen una influencia distinta sobre la producción del productor principal, si se considera CM_m igual a P_N . Esto viene de la ecuación 7

63. Por ejemplo, *CASO BASE*: demanda = 43 mbd; $n = -0.2$; todas las $E_i = 0$; $q_m^* = 8.60$ mbd y $q_0 = 34.4$ mbd (Kuwait = 2 mbd y EAU = 1 mbd). Ahora consideremos la alternativa, *CASO DE SUB-CARTEL*: $q_m^* = 7.86$ mbd; $q_0 = 31.4$ mbd. Así, el pro-rateo para distribuir 7.86 mbd entre 3 productores, que estaban produciendo previamente un total de 11.6 mbd (i.e. 32% menor). Un juego de suma cero, en la producción dentro del cartel, es un tema político.

$$\frac{\partial q_m}{\partial q_j} = \frac{(\epsilon_j(P) - n(P)) (P - CM) / P}{1 + n(P) \frac{(P - CM)}{P}}$$

Por ejemplo, si:

$$\epsilon_j(P) = 0 \quad \text{y} \quad n(P) = -0.22 \quad ; \quad \frac{P - P_N}{P} = 0.87$$

$$\frac{\partial q_m}{\partial q_j} = 0.24$$

iv. Todas las políticas de producción de los productores de crudo (incluso m) tienen poca influencia sobre los no-líderes, por tanto:

$$\frac{\partial q_i}{\partial q_j} = 0.0 \quad \text{y} \quad \frac{\partial q_i}{\partial q_m} = 0.0$$

debido a que: $q_i = q_i^L$

v. Un sub-cartel entre Kuwait (i) y EAU (j) operando independientemente tal que:

$$\frac{\partial q_i}{\partial q_j} > 0$$

maximizará el ingreso de ambos países a un nivel menor que su punto de producción máximo.

2.3.c. Otros análisis en el marco teórico de la empresa líder

El modelo de la empresa líder se ha aplicado antes a los mercados mundiales de petróleo. Este fue el concepto subyacente a los artículos presentados por la Unidad de Investigación del Queen Mary College en 1973⁶⁴, y estructu-

64. ERU, QMC (Energy Research Unit, Queen Mary College, Londres); "World Energy Modelling: Part 1. Concepts and Methods", en *Energy Policy Special Issue*. Surrey, 1973. pp. 70-90. Ver también Deam, R.J. (1980) op. cit.

rado en el modelo mundial usado por esta unidad. Otros estudios también se han agregado a la teoría de recursos agotables.

Un tipo similar de ecuaciones al de nuestra segunda ley con elasticidades de oferta fueron presentados anteriormente por Pakravan⁶⁵ y Takeuchi⁶⁶. El trabajo de Pakravan se concentra en la simulación de sub-carteles (OPEP, Arabia Saudita como empresa líder, y el duopolio Arabia Saudita-Irán)⁶⁷ prestando una adecuada atención a la teoría económica de los recursos agotables. No resulta convincente su hipótesis de que la OPEP es un duopolio entre Arabia Saudita e Irán. Es cierto que tal propuesta se ajusta mejor a los datos históricos sobre precios. Sin embargo, este es un problema típico sobre validación, al cual se puede aplicar el comentario hecho por House⁶⁸ sobre la limitación del ajuste histórico para establecer la capacidad predictiva y explicativa del modelo propuesto. Sin una teoría plausible, no se puede llegar muy lejos, debido a que estaríamos fundando nuestros hallazgos sobre coincidencias. En el caso de Pakravan, pensamos que se le da mucha importancia a la valuación a largo plazo de reservas, lo cual es más de lo que esperaríamos de los productores líderes⁶⁹. Sin embargo, nuestro desacuerdo es mayor en lo referente a la propuesta de existencia de intereses concordantes entre Arabia Saudita e Irán sobre las bases del esquema de duopolio propuesto. El tamaño de la producción de Irán fue muy importante, pero no constituye suficiente indicación, como se pretende, de que existía un vínculo establecido con Arabia Saudita en los 15 años previos a la Revolución Iraní. Además, para que un duopolio funcione, sería necesaria una estricta asignación de la producción y medidas todavía más estrictas en el caso de un cartel. La producción óptima de dos o más productores (Arabia Saudita inclusive) es aun menor que la de la empresa

65. Pakravan, K. "Exhaustible Resource Models and Predictions of Crude Oil Prices - some preliminary results", en *Energy Economics* Vol. 3, N. 3, julio 1981, pp. 169-177. Ver p. 173.

66. Takeuchi, K.; "CIPEC and the copper export earnings of member countries", en *The Developing Economies*, 1972 pp. 3-29. Referencia tomada de Hallwood, P. et. al. *Oil Debt and Development OPEC in the Third World*; Londres, 1981, p. 55. Takeuchi lo aplica al CIPEC (países exportadores de cobre), y Hallwood para medir la elasticidad de la OPEP.

67. Pakravan, op. cit., 1981. p. 174 y 175.

68. House, P.; "What is really new about modelling?"; en *Journal of Policy Modeling*, Vol. 1, 1979, pp. 159-178. Tomado de: Labys, W.C.; "Measuring the Validity and Performance of Energy Models"; en *Energy Economics*; Vol. 4, N. 3, julio 1982, pp. 159-168.

69. Pakravan, K.; op. cit.; 1981, p. 170. La función objetivo maximiza el ingreso neto total a partir de las reservas de petróleo descontando los flujos futuros. Su valor presente neto es de cinco o más veces mayor de lo que esperábamos.

líder sola. Pakravan no toma en consideración este punto cuando propone el modelo de duopolio perfecto.

Por otro lado, también encontramos a Tourk⁷⁰ que llega a proponer un modelo con Arabia Saudita como empresa líder para explicar la formación de los precios del petróleo; pero este no es su modelo central, y prefiere usar algún tipo de cartel como modelo explicativo. Blanco⁷¹ quien trabajó a su vez con un modelo de empresa líder, demostró tener poca convicción sobre si éste era el marco teórico más apropiado. El modelo de la empresa líder fue también usado por Gilbert⁷², pero aplicado a la OPEP en su conjunto. El modelo de Hallwood et. al.⁷³ es el mismo que el de Gilbert, pero sin la referencia al efecto de recursos agotables. Ellos usan la ecuación de empresa líder para estimar la elasticidad precio de la OPEP y concluyen que la OPEP se ha beneficiado de una demanda "algo inelástica"⁷⁴ por sus exportaciones. El problema en Hallwood es que se usó una participación del mercado muy alta. Es mejor utilizar la porción dentro del consumo total de crudo para la estimación de la participación en el mercado y no, simplemente, la participación dentro de las exportaciones de crudo del mundo occidental. De ahí, su resultado de que la elasticidad de la OPEP se encuentra entre -0.24 y -0.68 , puede ser fácilmente mayor. Asumamos una participación en el mercado de 60% ⁷⁵, entonces la elasticidad de la OPEP subiría a valores entre -0.47 y -1.27 .

Johanny⁷⁶ también analizó el modelo de la empresa líder, pero concluye que es el efecto de preservación de recursos agotables en el largo plazo el que produjo la contracción de la oferta de crudo, permitiendo el aumento de precios. De esa forma, los precios después de 1973 "...reflejan los verdaderos

70. Tourk, K.A.; "The OPEC Cartel: a Revival of the 'Dominant firm' theory", en *Journal of Energy and Development*, primavera, 1977. El espera "...que la teoría de la firma líder, adecuadamente definida, pueda explicar el comportamiento de la política de precios del cartel de la OPEP" (p. 322). La definición apropiada es la de hacer un subcartel dentro de la OPEP (lo que él llama 'grupo I'). El grupo I es sólo Arabia Saudita.

71. Blanco, M.T.; *OPEC and the problem of Exhaustion under Changing Demand Conditions*. Tesis de PhD, Pennsylvania, 1978, p. 15 y siguientes.

72. Gilbert, R.J.; "Dominant firm pricing policy in a market for an exhaustible resource", en *Bell Journal of Economics*, otoño, 1978, p. 387.

73. Hallwood, P. et. al.; op. cit. Capítulo 3, p. 44.

74. Hallwood, P. et. al.; op. cit.

75. Proporción de las exportaciones de la OPEP dentro de las exportaciones mundiales.

76. Johanny, A.D. *The Myth of the OPEC Cartel*, Chichester, 1980.

costos de oferta a largo plazo. . .”⁷⁷. No estamos, en primer lugar, de acuerdo con que sean tan altas las rentas (o costos) de usuario de petróleo a largo plazo. Y segundo, está de por medio la discusión sobre cómo explicar la estabilidad de los precios a este alto nivel, lo que sólo puede responderse con el modelo de la empresa líder.

No pretendemos haber agotado la revisión de todos los trabajos sobre la empresa líder y el mercado de energía. De lo que aquí se trata es de afirmar que el tema ha sido investigado con anterioridad y que viene suscitando una creciente atención. El liderazgo de precios, junto con el concepto concurrente del ofertante residual, ha gozado de mayor popularidad entre los diseñadores de modelos sobre energía. Este punto ha sido bien establecido en Hallwood, cuando concluye que: “tan universal es la creencia de que sólo unos pocos productores actúan como ofertantes residuales, mientras que otros miembros establecen su producción de acuerdo a algunos otros criterios. . . que es posible hablar de un sub-cartel de la OPEP”⁷⁸. Se debe agregar que la mayoría de estas simulaciones emplearon algún tipo de maximización del valor presente neto de las reservas⁷⁹. Finalmente, la idea de que la OPEP no es un cartel ha sido incluso aceptada después de algunos años, en algunos comentarios noticiosos serios, en los cuales la OPEP apareció como una organización importante dentro del ámbito económico mundial⁸⁰.

Ahora veremos, nuevamente, por qué bajo las premisas del modelo de la empresa líder, la OPEP no ha operado como un cartel en el mercado mundial de crudo. El tema de qué tan bueno es el cartel, o la empresa líder, como teorías explicativas de las variables fundamentales del mercado puede discutirse mejor con la ayuda del cuadro 2. Si la OPEP no fuese un cartel perfecto, y los productores fuera de la OPEP se comportasen razonablemente de acuerdo con nuestros supuestos, entonces la política de producción de la OPEP debería de haber sido mucho menor de lo que fue. La producción óptima de la OPEP sería:

77. Idem. p. 124.

78. Hallwood, P., op. cit., p. 47 subrayado en el texto original. Los autores se refieren a dos trabajos de revisión (a) Fisher-Gateley-Kyle, op. cit., y a (b) Gateley, D. “The Prospects for OPEC five years after”, *European Economic Review*, Vol. 12, N. 4, 1979, pp. 369-79. Se pudo haber mencionado otros estudios.

79. Ver Fisher et. al., (1975) quizás una variante notable de estos métodos sea el de Gateley et. al. 1977, Rule of Thumb. Ver p. 218.

80. Wall Street Journal, Diciembre 20, 1977 (tomado de Johanny, *OPEC is not a Cartel: A Property Rights Explanation of the Rise in Petroleum Prices*, tesis de PhD, Universidad de California, 1978.) También en *Financial Times*, 12/01/1981 de Samuel Brittan, en un artículo titulado “The Myth of the OPEC Cartel”. Ver también *Newsweek*, 01/06/1981, p. 33.

$$\frac{-n}{1+n} q_{\text{fuera OPEP}}$$

Si la producción de los países fuera de la OPEP ($q_{\text{fuera OPEP}}$) fuese de 20 mbd, y $n = -0.22$, entonces la producción óptima de la OPEP sería 5.64 mbd. Sólo si se asume que n se encuentra entre -0.4 y -0.6 , la producción óptima estaría entre 20 y 30 mbd. Esto es por lo menos dos veces la elasticidad precio generalmente aceptada, y la que estimamos para la demanda mundial de crudo en el corto plazo. Mayores detalles se encuentran en el capítulo 4 de *World Computer model*. . .

Bajo condiciones de incertidumbre, se pueden desarrollar complejas teorías basadas en las imperfecciones del cartel y/o las debilidades y obligaciones de la empresa líder. Ciertamente, han habido intentos de explicar la conducta de la OPEP en su conjunto y, sin lugar a dudas, se puede criticar una simple ecuación como la de la segunda ley que pretenda predecir precios. Sin embargo, tomemos el caso de Kuenne⁸¹, y su aporte conceptual sobre los mecanismos de precios en la OPEP y su estructura de poder. Su contribución merece ser tomada en cuenta por la complejidad con que considera a cada productor individual, pero la importancia y peso de las variables principales se pierde⁸². Un aumento de la complejidad no rinde resultados fundamentales. Por ejemplo, es más importante conocer la posición de las reservas del productor líder, que la relación entre los otros miembros de la OPEP; concentrándose en este último punto los modelos más sofisticados.

Podemos sentirnos satisfechos de nuestra conclusión de una firma líder "moderada", como la mejor representación esquemática de la realidad. Permite cambios en los valores de los parámetros para investigar los distintos grados del poder de control (como el de la oferta competitiva). Además, el modelo concuerda con el papel de ofertante residual observado en el caso de Arabia Saudita. Es posible que Arabia Saudita asuma menos del 100% del movimiento de oferta residual del crudo en el mercado; sin embargo, esto es consecuencia de la estructura de precios diferenciales de los crudos. No habiendo forma precisa de conocer de antemano el punto de equilibrio y, de ser muy estrictos al respecto, los productores de crudo ponen sus precios a través de un proceso prueba-error⁸³. Necesariamente, esto implica períodos de sub-producción cuando los precios se disparan. Por otro lado, su habilidad de

81. Kuenne, R.E. "The GENESYS model of OPEC, 1974-80", en *Energy Economics*, Vol. 4, N. 3, julio 1982, p. 146-158.

82. También notamos serios problemas de conceptualización sobre diferenciales y otros valores en el 'caso base', presentado en ese artículo.

83. Mabro, R. "Will OPEC collapse?", Birmingham. Una discusión sobre las rigideces de los diferenciales como lo aplica la OPEP.

“sobre-expandir” las ventas, cuando están sub-preciaadas, se encuentra limitada por su capacidad productiva. Así que aun sin un acuerdo, es probable que se dé una contribución “involuntaria” a un “programa de pro-rateo” con Arabia Saudita.

Existe una renta monopolística que es extraída de los mercados de crudo por el productor marginal. Una medida de esta renta está dada por las diferencias entre el precio y el costo de producción promedio. La firma líder se apodera de este excedente y no un cartel de la OPEP (un cartel verdadero, que sólo recientemente se ha tratado de llevar a cabo seriamente)⁸⁴. Es importante evitar una posición algo contraria, en la cual la OPEP estaría a merced de la oferta y la demanda⁸⁵. La clave para esta discusión descansa en la naturaleza política del origen de las situaciones de escasez de crudo, que motivaron los dos fuertes aumentos del precio del crudo. La iniciativa, en aquel entonces, pudo haber estado fuera del alcance de la administración de precios, pero no toda la iniciativa se perdió, ya que se tomaron posteriormente acuerdos sobre ellos. Aunque era capaz y estaba deseosa de mantener los cortes drásticos en la producción de crudo para sostener los nuevos precios, no se podría considerar a la OPEP como el ente promotor de los mismos.

En resumen, creemos que la teoría de la empresa líder da lugar al mejor modelo para la estructura del mercado de petróleo hoy en día, constituyendo una herramienta útil en el análisis de los precios de la energía.

2.4. Conclusiones

En la sección anterior presentamos la síntesis de las distintas fuerzas presentes en el mercado, las cuales dependen del precio del crudo. Hay dificultades en un ambiente altamente politizado, en el cual se toman las decisio-

84. El pro-rateo es un elemento clave para cualquier cartel. La falta de acuerdos sobre este tema hace que el cartel sólo sea un arreglo nominal. En el caso de la OPEP, no hubo ningún acuerdo sobre producción hasta la Reunión de Viena (marzo 1982) donde se acordó un total de producción de la OPEP a ser repartido por primera vez entre los miembros. “La adopción del pro-rateo, un plan discutido en el pasado, pero rechazado. . .” era considerado necesario para fortalecer a la OPEP y como una defensa efectiva de los precios. La información y la afirmación es de Parra, A.A.; “Remarks on the short-term Petroleum Outlook”, en Wionczek, M.S.; (1983), p. 155. Luego del abandono de parte de los Sauditas de su rol de defensores de un precio que los estaba perjudicando, se ha entrado (en 1985) en una nueva etapa de racionamiento forzoso entre los miembros de la OPEP.

85. Ver Brown, W.M. et. al. “An Energy Perspective for the 1990’s”, referencia tomada de *Fortune*, julio 14, 1980, p. 67. Dice que la OPEP ha sido un precio aceptante, a pesar que los países del Golfo Pérsico han tratado de asumir el liderazgo.

nes económicas fundamentales⁸⁶. Una síntesis que se pueda transformar en una expresión matemática es de gran ayuda para predecir la posible reacción de la variable precio en un mercado cambiante.

Gran parte del problema del precio de la energía depende del comportamiento económico. Hemos encontrado que los supuestos sobre esta conducta, las metas y restricciones económicas enmarcadas bajo la teoría de la empresa líder, proveen una descripción adecuada. Sin embargo, no es de utilidad intentar una aplicación rigurosa del enfoque estándar sobre la empresa líder a partir de los libros de texto⁸⁷. Y menos aun una comparación directa con el estudio de otros casos (para los cuales no se hace ninguna afirmación sobre su exactitud)⁸⁸.

Existen supuestos muy particulares que corresponden a las características del mercado de petróleo, y que no son, ni deberían ser aplicados para otras industrias. En términos generales, la elección del modelo de empresa líder se justifica a través del proceso de toma de decisiones y con determinada información factual. En mi opinión, no hay otra alternativa en el área de construcción de modelos, aun con las técnicas de simulación computarizadas⁸⁹.

La elasticidad de la demanda mundial de crudo se determinó empíricamente en -0.2 en el *World Computer model*. . . De acuerdo al segundo principio de la economía de la energía, la producción de Arabia Saudita debería estar alrededor del 20% de la producción mundial. La información histórica del cuadro 2 confirma que, efectivamente, la producción saudita ha estado muy cercana al 20% de la producción mundial de crudo.

Una palabra final sobre el aspecto político de los precios internacionales del crudo. Esperamos hacer una medición del costo económico utilizando, como la única medida, la pérdida o ganancia de ingresos por ventas de crudo. Se puede discutir que es la sensibilidad de los ingresos totales los que darán a cualquier país una posición "fuerte" o "débil" en la negociación. No hay lugar a dudas de que se toman decisiones políticas, sin considerar las consecuencias económicas. Sin embargo, esa área queda fuera del alcance de nuestro tema principal y, no siendo un especialista en política internacional, es mejor

86. El análisis alude muchas veces a conspiraciones de algún tipo. Como el aparentemente alto grado de libertad que disfruta la OPEP al establecer los niveles de precios y de producción para explotar a Occidente o la larga lista de "malas intenciones" atribuidas a los países de este grupo.

87. e.g. Leftwich, R.H. (1970), p. 249.

88. Casos como el de la industria norteamericana de acero, a la cual han sido aplicados.

89. Hallwood, P. et. al. (1981), op. cit., p. 47. Está de acuerdo sobre la falta de comprensión de la función objetivo de la OPEP.

dejarlo a los entendidos. Por lo tanto, se establece libremente el escenario económico sin condicionamientos políticos. Por supuesto, cuando se adopta una determinada política, por ejemplo, restricciones sobre la oferta o una nueva expansión, hay nuevas condiciones económicas, con consecuencias en el análisis.

Habiendo establecido la versión de corto plazo de la teoría de la empresa líder, se deben introducir ahora consideraciones de largo plazo. La primera es acerca del efecto sobre los precios actuales de la naturaleza agotable del crudo. La segunda se refiere a la naturaleza cambiante del modelo de la firma líder. Debido a que este modelo representa condiciones actuales de mercado, tan pronto como estas condiciones cambian en forma significativa, aparece un nuevo modelo de precios en el corto plazo como el más apropiado para representar el mercado mundial de petróleo. La discusión del reemplazo de la estructura de la empresa líder nos conduce hasta el tercer principio de la economía de la energía.

Si la OPEP no es un cartel, sino una empresa líder, ¿Qué queda de la OPEP? Es un foro de consenso donde quien lidera los precios (Arabia Saudita) puede actuar, e interactuar, con la comunidad mundial. La OPEP es así útil, en particular, para Arabia Saudita misma. Es un canal a través del cual se transmite información, y se le asegura al expectante productor que su limitada (la mayor parte del tiempo nula) restricción de producción contribuye en gran parte del manejo de los precios⁹⁰.

La empresa líder, la cual es temporal, pero real en este momento, evolucionará sin duda hacia algo diferente en el futuro. Se puede especular por qué y cómo esto ocurrirá, observando las premisas sobre las cuales se construye el modelo de la empresa líder.

3. TERCER PRINCIPIO: POLITICA DE PRECIOS DE LA ENERGIA EN EL LARGO PLAZO

Empezamos repitiendo una afirmación básica sobre los precios del crudo en el largo plazo:

“Un precio económico para el crudo se establece conforme al mejor interés de largo plazo de tanto el productor como el consumidor. El productor desearía evitar el riesgo de ingresos futuros menores, los cuales resultarían de la competencia con otras fuentes de energía, las cuales se volverían relativamente baratas a precios mayores del crudo. El consumidor deseará evitar ser forzado a hacer un gasto anti-económico de capital en relación con estas fuentes alternativas de energía”⁹¹.

90. Rustow, D.A. et. al., *OPEP: Success and Prospects*; Londres, 1977. Ver p. 92.

91. Deam, R.J. “Long Range Pricing of Crude Oil”, en Kavrakoglu, I. (ed) *Mathematical Modelling of Energy Systems*, Holanda, 1981.

Presentaremos y probaremos aquí que existen evidencias para creer que se ha perturbado la explotación sucesiva económicamente eficiente de las fuentes de energía. La implicación para el modelo de la empresa líder, en torno del cual se apoya la actual estabilidad de precios, es que puede ser socavada con un fuerte impacto sobre los precios del crudo. Los consumidores ahora invierten en alternativas al crudo en vista de los precios corrientes y proyectados del petróleo. Si el precio del crudo se volviese menor que el precio imperante hoy y las expectativas futuras sobre el mismo, entonces se habrían llevado a cabo inversiones innecesarias en capital. Esas inversiones en fuentes de energía diferentes del petróleo producirán una contracción en la demanda de crudo, lo que reduciría sustancialmente la participación en el mercado del productor líder. El reajuste a un precio menor del crudo producirá los retornos de las inversiones de capital adelantadas a niveles cercanos a cero. Esto acentúa la pérdida en ingreso por parte del productor líder.

En el largo plazo, el modelo oligopólico de corto plazo de los precios del crudo-índice puede dar paso a un modelo de precios determinado por el costo marginal de la fuente alternativa al petróleo. La estrategia de largo plazo del ofertante de energía marginal considerará los costos marginales mayores para incluir la expansión de la capacidad marginal o el mantenimiento de la producción, y una elasticidad de oferta mayor para las otras fuentes de energía. En el largo plazo, la estrategia óptima para el productor de crudo-índice está dada por la ecuación 11:

$$\frac{q_m}{D(P, I, e)} = -n(P) \frac{(P - CMT)}{P} + \left[\sum \epsilon_i(P) \frac{q_i(P)}{D(P, I, e)} \right] \frac{(P - CMT)}{P}$$

ecuación 11

De la que extraemos los siguientes apuntes.

a) El CMT agrega costos marginales de capital por el desarrollo de cada campo, y costos de mantenimiento y operacionales de largo plazo para mantener la producción a un nivel de producción de q_m . El CMT es una función de q_m :

$$\frac{\partial CMT}{\partial q_m} > 0$$

b) $D(P, I, e)$ muestra una dependencia de la demanda en relación a los precios, la actividad económica mundial y la evolución de la intensidad de energía de la economía.

c) $n(P)$ es la elasticidad precio de la demanda a largo plazo. Es mayor que en el corto plazo, en la medida en que todos los rezagos son tomados en cuenta.

d) $\epsilon_i(P)$ es la elasticidad precio de la oferta. Puede ser muy alta a un determinado umbral de precio. Esta puede ser realmente la variable principal al evaluar el precio en el largo plazo. Esperamos que los programas de sustitución en gran escala se lleven a cabo sobre un precio determinado, si se encuentra un precio mínimo que garantice la rentabilidad de la empresa.

Varios cambios pueden intervenir en el largo plazo afectando al crudo-índice. En primer lugar, la demanda puede crecer a un nivel de volumen, donde la participación en el mercado requerida para los ingresos netos óptimos, alcance la capacidad de oferta del crudo-índice como del resto de productores de energía. Una presión mayor de la demanda resultaría en precios mayores para la energía. Esto, a su vez, haría que una nueva fuente marginal (con costos mayores) entrase en el mercado de energía, si tales recursos energéticos existiesen. Esto significa que la producción del crudo-índice estaría en su punto máximo de producción y, por lo tanto, el precio del crudo-índice (que es en este caso el precio de la energía)⁹² quedaría fuera del control de la empresa líder. El productor de crudo-índice no estaría más en una posición para lograr un resultado mejor, produciendo menos que el máximo y la firma líder colapsaría.

Por otro lado, tenemos el caso posible en que un nuevo sustituto tenga un costo menor al precio al cual el productor del crudo-índice maximizaba sus ingresos. Si se le presenta este caso, el productor líder puede intentar practicar una política de precios límites⁹³. Así, el nuevo precio óptimo para alcanzar ingresos máximos para el crudo-índice se fijará ligeramente por debajo del costo del sustituto. Se puede afirmar entonces que cuando una nueva fuente marginal entra en el mercado, el productor líder reduce su dominio (e.g. no puede incrementar los precios para lograr un mayor ingreso).

3.1. *La teoría del recurso agotable en la sustitución de energía*

Debido a que el petróleo es una fuente natural agotable, podemos esperar que el análisis de la economía de recursos agotables⁹⁴ señale las posibles tendencias de precios y cambios hacia un sustituto de costos mayores. Esta teoría concluye que una fuente más barata podría explotarse primero hasta su agotamiento en un punto en el tiempo, en el cual la siguiente fuente más cara

92. Tomemos por ejemplo la situación de 1979. Johanny, "Saudi Arabia and the Oil Market", Quebec, 1981, sostiene que ésta fue la prueba de que los sauditas no tenían un poder de control sobre el precio.

93. Nordhaus, W.D.; *The Efficient Use of Energy Resources*, Yale, 1979. Y Das Gupta, P.S. et. al.; 1979, y otros autores han sugerido esto.

94. Das Gupta, et. al.; 1979. Ver capítulo 6 de la tesis doctoral, y también Nordhaus, 1979, op. cit., capítulo 1.

tomaría control. La tendencia del precio es entonces monotónicamente creciente en el tiempo⁹⁵.

Sin embargo, el petróleo es la materia prima de muchos productos, cada uno abierto a la sustitución por una fuente competitiva de energía. Se debe tener presente que la sustitución tiene lugar al nivel de productos, y que varias fuentes de energía primaria ahora coexisten. En el proceso de sustitución, el costo marginal de la última fuente daría el nuevo nivel de precios marginales de la energía. Debido a que la nueva fuente es normalmente un producto sustituto, esto contribuye a la complejidad del análisis. Existen, sin embargo, conceptos en la teoría de los recursos agotables, los cuales desearíamos usar en una discusión posterior sobre política de precios en el largo plazo. En particular, para el caso del entrante más barato en la sección 3.1.c.

En la siguiente sección, seguimos la formalización teórica, hecha por Das Gupta y Heal⁹⁶ sobre el tema de la explotación de fuentes de dos calidades distintas. El análisis considera competencia perfecta, el efecto de la tecnología de reemplazo (backstop technology) y el caso de la empresa líder.

3.1.a. *Explotación simultánea de las fuentes de costo distinto dentro de la teoría de los recursos agotables*

Cuando tenemos depósitos de dos calidades, resulta que “el depósito de mejor calidad está explotado primero hasta que se agote, y el de menor calidad será explotado subsecuentemente. Esto es precisamente lo que dictan las consideraciones de eficiencia”⁹⁷. Se mide la eficiencia como el costo total de largo plazo de ofertar en el mercado. Veremos ahora por qué los depósitos con costos menores se explotan primero, de acuerdo con el argumento de Das Gupta.

La tendencia en el precio seguida por cualquier productor i en equilibrio intertemporal es:

$$P_t = b_i + Y_{i0} e^{rt}$$

donde: P_t = el precio de mercado en el tiempo t

b_i = el costo promedio constante (igual al costo marginal) para el productor i .

95. Este es el caso en el que un crecimiento en la demanda de energía y la base de producción de crudo son incapaces de abastecer todo lo que se requiere.

96. Das Gupta et. al., 1979, trataremos de seguir también su notación. Hemos reemplazado q_t por P_t (el precio de mercado) y P por Y (royalti, nótese la escritura especial de la palabra).

97. Idem., p. 173.

- Y_{i0} = ROYALTY⁹⁸ (también llamado renta de usuario o costo de usuario); valor base, productor i , tiempo 0 .
 r = tasa de interés en el mercado de capitales.
 e = la base para los logaritmos naturales. e^{rt} es la forma continua de $(1 + r)^t$ ⁹⁹.

Para el productor de yacimientos de dos calidades con costos mayores, y en producción, la tendencia será:

$$P_t = b_m + Y_{m0} e^{rt}$$

$$\text{donde } b_m > b_i$$

Dado que el precio de mercado es el mismo, entonces para que ambos produzcan al mismo tiempo, necesitamos:

$$P_t = b_i + Y_{i0} e^{rt} = b_m + Y_{m0} e^{rt}$$

lo cual puede re-escribirse como:

$$(b_m - b_i) - (Y_{i0} - Y_{m0}) e^{rt} = 0 \quad \text{ecuación 12}$$

La tendencia óptima del precio para ambos productores coinciden, entonces solamente en un punto en el tiempo, y esto ocurre en el año T_i . Así:

$$T_i = \frac{1}{r} \ln \left[\frac{b_m - b_i}{Y_{i0} - Y_{m0}} \right]$$

donde $Y_{m0} < Y_{i0}$ dado el supuesto de que $b_m > b_i$.

Ver el gráfico 1 para una representación geométrica. Existen dos tendencias teóricas del precio de equilibrio, uno para cada productor, y un tercero no discutido aun. Analíticamente, hemos mostrado solamente el caso cuando la tendencia óptima de precios para los productores es también la del mercado. Sobre todo, los precios tienen un quiebre en T_i , y cambian a la tendencia del productor m .

Luego del tiempo T_i , la fuente i se agota y la tendencia del precio sigue la nueva condición de los productores, a saber $Y_{m0} e^{rt} + b_m$, donde $t < T_i$. De

98. Terminología de Das Gupta.

99. En el límite, se encuentra cuando n tiende al infinito en la función $(1 + r/n)^{nt}$.

la ecuación 12, se puede ver que debido a que $b_m > b_i$, entonces $Y_{mo} < Y_{io}$. La tendencia, luego del agotamiento de i , aplica la misma r sobre un valor del royalty menor, lo cual significa que el precio aumentará más lentamente que antes. También puede verse cómo la misma tasa de retorno sobre un royalty con una diferencia de precio más estrecha para cubrir de donde empieza (P_{Ti}) hasta donde termina (el P límite antes del reemplazo). El productor i , habiendo vendido toda su base de recursos, e invertido los ingresos, está ganando una mejor base de retorno proveniente de los mercados de capitales.

Das Gupta et. al. asumieron que la fuente i sola era capaz de satisfacer la demanda de mercado. El productor i aplica una sutil política de precios para detener al productor potencial m hasta que la fuente i se haya agotado.

Nuestra inquietud es ¿Qué sucede si la fuente i no puede satisfacer la demanda? Esto es, si tiene una producción límite dada en S_i^L (límite de capacidad de oferta del productor i) y si tiene que producir bajo la restricción de que:

$$0 \leq S_i \leq S_i^L$$

El límite de producción y una fuerte demanda (mayor que todas las S_i^L) requerirían que una fuente más cara coexista con una más barata. Esto permite que la fuente m entre al mercado antes de que la fuente i se haya agotado. En cuyo caso, para tener el mismo precio de mercado, el productor i debería ganar una renta diferencial. Por lo tanto:

$$P_t = b_m + Y_{mo} e^{rt} = b_i + Y_{io} e^{rt} + d_{it}$$

donde $d_{it} > 0$, esta es la posición antes del año T_j . Ver el punto $t=j$ en el gráfico 1, donde el precio de venta es P_j .

Cuando la fuente más cara está en el mercado, tendrá un royalty creciendo a una tasa r . Esta es la condición para su equilibrio de largo plazo entre la producción presente y pasada. El productor i , quien también está vendiendo al precio de mercado P_t , tiene un incentivo extra para producir. Su royalty total neto (Y'_{it}) es $P_t - b_i$ o $(b_m - b_i + Y_{om} e^{rt}) = Y'_{it}$. La tasa de crecimiento de este nuevo royalty se define como:

$$\frac{\left(\frac{\partial Y'_{it}}{\partial t} \right)}{Y'_{it}} = \frac{r Y_{om} e^{rt}}{b_m - b_i + Y_{om} e^{rt}} = \frac{r}{1 + \frac{(b_m - b_i)}{Y_{om} e^{rt}}} = r'$$

Se asumió que $b_m > b_i$, de tal modo que $b_m - b_i$ es positivo, en consecuencia $r' < r$.

Esto muestra que la tasa para el nuevo royalty neto (r') es menor que la tasa de interés del mercado. La diferencia entre r y r' se vuelve menor con el tiempo, r' tiende a igualar r .

Si el productor i no produce, entonces el valor de sus activos se incrementará a una tasa r' . Si produce, entonces puede invertir los ingresos netos en los mercados de capitales y ganar un interés mayor r . Como estas condiciones prevalecen indefinidamente, tiene un incentivo extra para no demorar la producción, en adición a la ventaja de corto plazo para ganar el diferencial d_i . Luego que $t=T_i$, el productor i no puede incrementar los precios, porque sino sería desplazado del mercado por el productor m . La tendencia de los precios sigue entonces el camino del equilibrio para el productor m . El diferencial d_i es una renta de corto plazo, la cual se agrega a la renta del royalty y a los costos de extracción.

De ahí que una fuente más cara coexista en el mismo mercado con una más barata, lo cual se observa en el mundo real. Han coexistido competitivamente petróleo caro y barato, y más importante aun para nuestro propósito, petróleo barato con carbón caro.

Debo enfatizar aquí que el carbón y el petróleo no son solamente un caso de fuentes de distinto costo operando en el mismo mercado, sino que son además físicamente diferentes. Los sustitutos del petróleo entran en el mercado de la energía a reemplazar productos del petróleo. El carbón compite con el petróleo en el nivel de producto. En última instancia, el carbón no desplaza al petróleo, sino al residual. Volveremos a este tema en la sección 3.2.

El caso puede presentarse cuando los precios aumenten en el tiempo sin un incremento de la oferta, debido a que todos los productores se encuentran en el límite de su capacidad, y la siguiente fuente en importancia sea todavía más cara de producir. En este punto, B_t (Bono t) aparece como la diferencia entre el precio de mercado y los costos totales del crudo-índice. Por lo tanto:

$$B_t = P_t - (b_m + Y_{om} e^{rt})$$

La demanda podría presionar más allá de la capacidad límite de oferta del crudo-índice, y sin hacer entrar un nuevo ofertante, puede todavía resultar en un precio de mercado mayor. En esencia, la oferta se encuentra en un límite fijo. Los precios aumentan, pero no hasta la siguiente fuente más importante. En consecuencia:

$$\text{Para el productor de energía-índice: } P_t = b_m + Y_{mo} e^{rt} + B_t$$

$$\text{Para el productor } i: P_t = b_i + Y_{io} e^{rt} + d_{it} + B_t$$

El precio de mercado tiene varios componentes:

- (a) $b_i ; b_m$ costo del productor i o m .
- (b) $Y_{i0} e^{rt}$ componente del royalty empezando en valores
 $Y_{m0} e^{rt}$ diferentes.
- (c) d_{it} renta diferencial.
 $d_{mt} = 0$
- (d) Bono $t (B_t)$ basado en el manejo económico del productor líder y el precio de mercado.

Se asumió, implícitamente, que el crudo-índice se estaba produciendo dentro de sus propias limitaciones físicas. Si la demanda crece, el productor de crudo-índice alcanzará su capacidad máxima y nuevas fuentes más caras entrarán al mercado, debido a mayores precios. En un mercado competitivo, estos entrantes nuevos que ingresan uno por uno, lo hacen sin producir impactos en la secuencia alcista de los precios y son absorbidos, asumiendo el papel del productor marginal. Los productores marginales anteriores son los productores i de ahora. Este proceso seguirá, si la demanda es lo suficientemente fuerte, hasta el punto donde se alcanza un producto de reemplazo al precio límite, si tal producto existiese. En la teoría la presencia de dicho producto se asume para poner coto a la evolución sin límite de los precios en el tiempo.

Cada aumento del precio aumentará la expectativa de una tasa de crecimiento rápida de los precios. Entonces se puede racionalmente esperar que los productores retengan la producción, dado que el royalty sobre sus activos se están incrementando más rápidamente que la tasa corriente de mercado r . Los nuevos productores, junto con un descenso en la demanda, presionarían hacia abajo sobre los incrementos de precios. No asumimos que un bono B_t crezca indefinidamente a tasas que hagan desventajosa la producción. Pero, como señalamos en un acápite anterior, se ha asumido que al final existe una tecnología de reemplazo, la cual coloca un límite absoluto a todos los aumentos de precio. Entonces, se asume que los precios crecen a 0%. En este caso, habría un incentivo a producir todo y recibir una tasa de interés de r , invirtiendo las ganancias.

La tecnología de reemplazo¹⁰⁰ es un caso extremo, donde se asume que algún tipo de sustituto perfecto, masivo e inmediato intervendrá, sustituyendo a todos los recursos en producción, si el precio de mercado pagase por el costo de producir tal tecnología. Debido a que es tan abundante, los precios del producto de esta nueva tecnología permanecerán constantes indefinida-

100. Das Gupta, et. al., op. cit.; pp. 175-6.

mente. Este concepto se ha aplicado repetidamente en los modelos de mercados de crudo. Una forma típica de hacerlo consiste en usar algún estimado de los costos para un determinado sustituto cercano del crudo, tal como el *crudo sintético*. Algunas veces también son usados la greda (shale-oil) y la brea (tar sands). Esta tecnología usualmente presenta costos altos, del orden de \$ 50/60 dólares o más por barril de petróleo equivalente. Entonces, el precio futuro del crudo debe restringirse a ese nivel. La riqueza del recurso empieza al precio actual y termina con el agotamiento a \$ 50/60 dólares por barril de petróleo. Al final, el petróleo se agota, y el crudo sintético es producido masivamente, al tiempo que todos los productores han obtenido el máximo de riqueza. Otras tecnologías, que no producen hidrocarburos, han sido lanzadas como tecnologías de sustitución, tal es el caso de la energía nuclear. Todo este análisis en proyección de precios ha ignorado lo que en la industria petrolera es el factor dominante de los precios de la energía: las rentas oligopólicas de la empresa líder.

Los cuatro componentes de los precios de los recursos naturales corresponden al caso básico de competencia perfecta. Esto eliminaba la posibilidad del control del mercado de parte de cualquier productor, y así no se generaban rentas monopolísticas. En la estructura del modelo de la firma líder, el productor que lidera los precios puede mejorar sus ganancias de corto plazo, reduciendo su producción e incrementando precios en una proporción mayor. La demanda disminuye porcentualmente menos en comparación con los aumentos de precios. El productor líder asume el control y se encuentra con un ingreso mejorado. Ha ganado rentas monopolistas (R_m). Ahora agregamos este nuevo elemento a la estructura total de precios de mercado:

$$P_t = R_m + b_m + Y_{mo} e^{rt} + \text{Bono} ;$$

donde R_m = rentas monopolistas del productor líder, se asume aquí constante como fue hecho para los costos.

Introducimos dos supuestos específicos:

i) Es probable que el bono B_t no exista dado las grandes reservas de Arabia Saudita, por lo tanto $B = 0$.

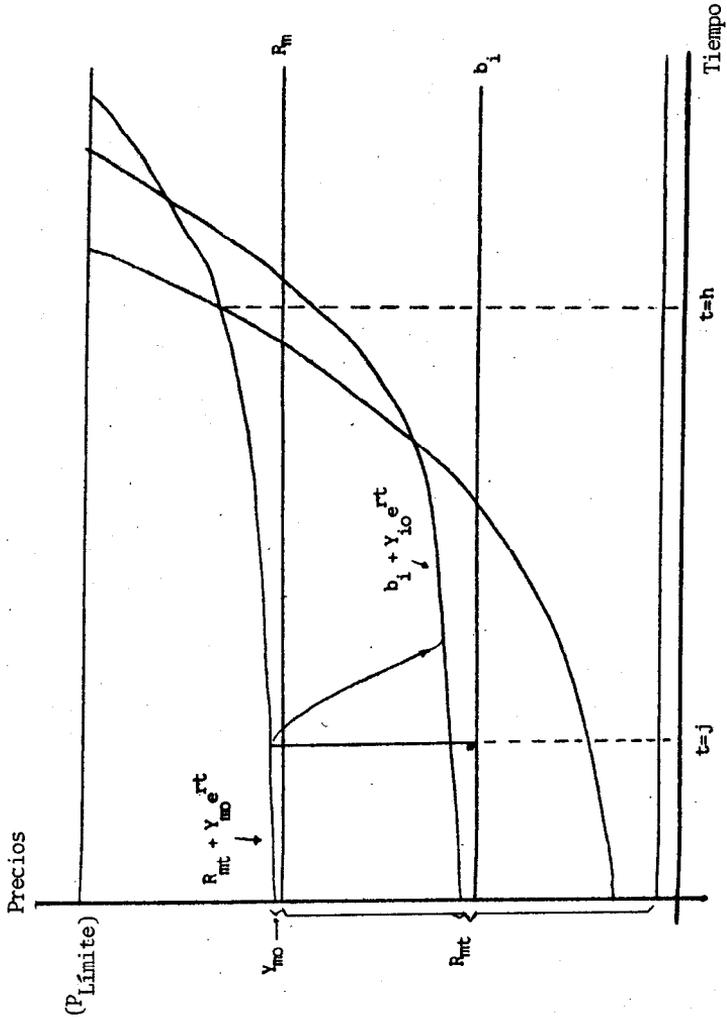
ii) b_m es muy bajo, entonces $(R_m + b_m)$ puede clasificarse como un elemento de costos variables único R_m .

Entonces, tenemos:
$$P_t = R_m + Y_{mo} e^{rt}$$

Ver el gráfico 2 para el nuevo caso, donde el oligopolio está presente. Nótese que $b_m < b_i$, y aun el crudo m es un crudo marginal, dado el componente de renta oligopólica. Para todos los productores, ellos siguen esta tendencia del precio, donde obtienen un d_{jt} grande, calculado en relación a R_m . Basados en las reservas de la empresa líder y del control del mercado en el largo plazo, esperamos que r sea bastante bajo y d_{jt} , grande, disminuyendo este

GRAFICO 2

RUTA OPTIMA DE PRECIOS PARA PRODUCTORES DE RECURSOS NATURALES BAJO ESTRUCTURA DE MERCADO DE FIRMA LIDER



último a una tasa moderada. $Y_{mo} e^{rt}$ es bastante pequeño, y se estimó que permanecería así en los siguientes 20 a 30 años. De acuerdo a los hallazgos reportados en el apéndice 2, Y_{mo} está cerca de los \$ 0.12/b y alcanzará \$ 0.87/b en los próximos 20 años.

Si los productores no-líderes tienen una tendencia de precios que interseca la del líder en $t = h$ (ver diagrama 2), todavía producirán el máximo luego del año h porque no pueden vender sus stocks (ningún gobierno quiere vender sus reservas nacionales) y los precios aun cubrirán los costos de corto plazo (asumiendo un orden de magnitud similar a b_m). Nótese que la evolución del precio impulsada por la demanda está controlada por el manejo económico del productor de crudo-índice, debido a su gran capacidad ociosa para sostener el crecimiento.

Véase que en el caso de la empresa líder, no es el recurso más costoso el que permanece al margen, sino el de mayor precio. La renta de corto plazo (R_m) del componente del precio de crudo-índice reduce los otros componentes de costos (b_m) y el componente del royalty ($Y_{mo} e^{rt}$). Es la posición de la empresa líder la que dicta los precios de la energía. Finalmente, esta renta de corto plazo en los precios de la energía promueve la entrada de fuentes más costosas, lo cual va en contra de los dictados de la eficiencia enunciados anteriormente por Das Gupta, sobre la base de la formulación de equilibrio intertemporal de Hotelling. Por lo tanto, la sustitución de residual por carbón es posible, aun cuando el costo total del recurso en su integridad estuviera en contra de esta sustitución, tiene R_m a su favor. Si se hallan sustitutos de menor costo, entonces su efecto sobre la posición del precio en el corto plazo puede ser significativo. Esta es la situación que estudiaremos ahora.

3.1.b. El caso del sustituto más barato

En la sección anterior se estableció que los nuevos sustitutos entran al mercado con precios marginales. Por lo tanto, su entrada causaba menos efectos perturbadores sobre los otros productores.

Tomemos la implicancia de largo plazo para la estructura de mercado de la empresa líder. Si un nuevo sustituto, después de haber establecido su política de precios, hace su entrada con precios de venta iguales a sus costos totales, y que estos son sólo la mitad de los precios corrientes.

$$b_i = \frac{1}{2} P_t$$

b_i representa los costos totales de extracción, incluyendo el tratamiento post-extracción preliminar. En el caso del metanol, b_i incluye los costos totales de procesamiento y transporte, además de los costos del gas a la entrada de la planta de metanol. Para validar cualquier comparación, todas las unidades

de costos y precios se refieren a un mismo cuerpo y unidades físicas. Por ejemplo, se pueden referir a toneladas equivalentes del crudo árabe ligero. Un problema frecuentemente ignorado es que los ratios de sustitución no son simples coeficientes constantes, sino relaciones complejas. Por el momento, en el presente marco teórico, las consideraremos como simples constantes.

Los nuevos ofertantes desearían poner un precio de P_t , donde:

$$P_t = R_m + Y_{m0} e^{rt}$$

Pero también, en la medida que $d_{it} > 0$ (i.e. $P_t > b_i + Y_{i0} e^{rt}$) querrán producir el máximo. Sin embargo, entrar y producir al máximo tiene consecuencias en los precios corrientes del mercado. El efecto más importante es sobre la posición oligopólica de corto plazo del productor líder. Si los nuevos entrantes producen S_i^L entonces el productor marginal de crudo-índice pierde S_i^L de su participación en el mercado. La reacción, de acuerdo al modelo de la empresa líder, debería ser la de reducir los precios, rebajando R_m . Los precios podrían caer hasta el punto en donde:

$$P_t = b_i + Y_{i0} e^{rt}$$

El productor i no desearía producir por debajo de este precio, i.e. los precios están condicionados por el manejo económico del nuevo recurso. Cuando $S_m = S_m^L$, entonces no tiene sentido para el productor líder reducir sus precios, ya que no es posible un mayor aumento de la producción, y por tanto, sus ingresos ya no pueden mejorar. Pero, esto no detiene la entrada de la nueva tecnología de sustitución. Los precios se reducen cuando la oferta incluye S_i^L y una expansión de S_m , dependiente del tamaño de S_i^L .

Los nuevos precios (P_t) pueden terminar no estando asociados a ningún recurso en particular. Pueden ser más altos que los costos del nuevo entrante, y menores que la solución oligopólica. En este caso, o la demanda crece y toma nuevas fuentes marginales; o más probablemente, la nueva fuente se nivela después de algún tiempo, y se convierte en la fuente marginal.

Fuertes aumentos en los precios no llevan a una explotación ordenada de los recursos energéticos. Peor aún, si la nueva competencia aparece bajo una nueva forma de consumo, la cual requiere de tiempo para adaptarse. Este sería el caso del metanol producido a partir del gas natural, el cual si es destinado como combustible para transporte, implica hacer importantes cambios en el stock de automóviles. La creación del mercado necesario requiere un esfuerzo de coordinación cuidadoso con la oferta, pero se puede conseguir¹⁰¹.

La presencia de un recurso más barato, como veremos en detalle después, significa una elasticidad de oferta potencialmente muy alta. Las consecuencias se pueden ver en la ecuación 11, y son:

101. Brasil ha tenido en gran medida éxito con su programa de etanol.

- El óptimo para el productor de crudo-índice estaría en el punto máximo de producción¹⁰².
- Los precios de la energía estarían dados por el costo marginal del nuevo recurso de energía.
- La demanda se expandiría.
- La durabilidad de este sistema de energía de un costo competitivo menor dependería del tamaño de las nuevas reservas de energía.

Es realmente una re-orientación de las anteriores tendencias de precios, a un nivel menor. El precio del crudo estaría más cerca de su nivel competitivo, pero aún mantendría rentas sustanciales.

3.1.c. Evaluación

La teoría de los recursos agotables aporta una serie de criterios de comprensión para un agotamiento económicamente eficiente de recursos naturales homogéneos. Por otro lado, la teoría de los recursos agotables trata sobre mercados simples de un solo producto, y por lo tanto sobre una base de costos de extracción. Los costos de extracción son sólo parte de los costos totales en el sistema de energía, y no se aplica la homogeneidad de los recursos.

No podemos estudiar los recursos energéticos exclusivamente bajo la teoría de los recursos agotables, ya que no se trata de la producción de productos únicos homogéneos. Para usar esta teoría rigurosamente, uno desearía encontrar la tasa marginal de sustitución entre todas las formas de energía y la forma estándar, e.g. el crudo-índice. Esto es difícil, debido a que la tasa marginal de sustitución no es constante, como se señaló anteriormente.

Cualquier intento de usar la teoría de los recursos agotables, a partir del supuesto de que la energía es un producto homogéneo único puede llevar a conclusiones erróneas (e.g. las expectativas actuales sobre el precio del crudo).

3.2. Conceptos de sustitución

La sustitución de crudo puede lograrse en el nivel primario o secundario. En el primer caso, el propósito es el de reemplazar el petróleo directamente; en el segundo, son los productos del petróleo los que son sustituidos, de forma que el crudo se sustituye indirectamente.

La sustitución primaria ha fracasado en el terreno económico. Los principales competidores del crudo eran la brea, la greda, y el petróleo sintético. Estos han probado ser demasiado caros respecto a los presentes precios del crudo. A pesar de que la sustitución primaria no se está dando, hay que tomarla como consideración principal en la determinación de expectativas pre-

102. Asumiendo que $b_1 = 3/4 P_1$.

sentos y futuras sobre el precio de la energía. Esta aproximación de estudio de evolución de precios sólo discute la tasa de crecimiento del precio a través del tiempo (e.g. 20/o de aumento anual del precio)¹⁰³.

Por el contrario, la sustitución secundaria siempre ha estado presente. Dependiendo de los precios relativos de los productos en competencia, se sustituyen los productos del crudo o viceversa. Si se están reemplazando los productos del petróleo, entonces los precios del crudo son comparativamente muy altos. El argumento inverso es también cierto.

Luego de los aumentos del precio del petróleo a comienzos de 1973, el proceso a largo plazo de disminución del uso del carbón contra el residual, se detuvo y se revirtió. Después de 1979, la expansión del carbón ha sido fuerte y el consumo de residual disminuyó. El crudo está siendo indirectamente sustituido, y los precios del crudo están siendo presionados hacia la baja. La tasa a la que ocurre la sustitución es un indicador de la posición de los precios relativos. La penetración del carbón ciertamente indica que los precios actuales del petróleo son demasiado altos, y que quizás podrían ser menores en un futuro.

Recapitulando, postularemos algunos componentes del método de estudio de la sustitución energética.

- El análisis se debe hacer a nivel de sustitución secundaria.
- Cada sustituto introduce modificación en la estructura de oferta energética y los costos de transformación. Estos cambios deben estudiarse.
- Así alcanzamos conclusiones sobre nuevos precios relativos y absolutos; y condiciones del mercado energético.

103. Hay varios estudios que usan este supuesto sobre el crecimiento del precio del petróleo. Por ejemplo, SETEC, CAEEB, KFA *Energy Systems Analysis and Planning for Brazil*; KFA-Julich, *Angewandte Systemanalyse NR. 37*; República Federal Alemana, 1984, p. 50.

EL MODELO DE ENERGIA MUNDIAL (MEM): CODIGOS Y PROCESOS RELEVANTES

El objetivo de este apéndice es el de presentar un diagrama A.1 del Modelo de Energía Mundial, mencionado en el cuerpo del presente artículo. Tanto en *World Computer model*. . . como en la descripción técnica de los modelos de energía mundial, referidos en el texto¹⁰⁴, existen mayores detalles.

El sistema de energía en MEM puede ser dividido en tres secciones principales en el diagrama A.1. Estos son: producción de la fuente primaria, transformación en energía útil, y demanda por energía secundaria.

La producción de energía primaria puede incluir el transporte de la energía, como cuando se lleva crudo del campo al muelle o se transporta gas mediante los sistemas de recolección de gas. La sección de transformación en energía es la mayor y más compleja en el modelo. Aquí transformar también incluye transporte de energía, sea en forma primaria (como crudo) o en forma secundaria (productos del petróleo). La complejidad es mayor en el sistema de refinación. La última sección son las ventas brutas, para satisfacer la demanda. Aquí algunas veces se modela directamente la sustitución de energía final (metanol por gasolina, o carbón por residual). La sección de demanda también considera las elasticidades de demanda por el producto.

En la matriz de programación lineal del modelo MEM, todos los procesos son variables primales. Las restricciones están para asegurar que:

- (a) Se satisface exactamente los requerimientos de demanda:
 - (i) En volumen.
 - (ii) En calidad.
- (b) No se usen las fuentes primarias disponibles más allá de sus capacidades tope.
- (c) El uso de las unidades de transporte no excedan su capacidad.
- (d) Los balances de masa se observan durante todo momento.

Debemos mencionar que algunas de las demandas por productos derivados del crudo son demandas derivadas de otras actividades productivas, tanto del sector energía como de sectores productivos y de servicios. Un caso importante es la demanda de residual, derivada de la demanda de generación de electricidad que usa este combustible. Otra es feedstock ligero destilado, derivado a partir de la actividad de la industria petroquímica.

104. WEML, 1977a, op. cit., también en Deam, R.J. (1980), op. cit.; WEML; 1977b; op. cit. y WEML, 1977c, op. cit.

Los productos son consumidos en ubicaciones específicas, y así el componente de transporte al transformar la energía es esencial. De esta forma, se toma en cuenta la contribución de costos de transporte a los precios de la energía.

Existen más factores que intervienen en el MEM que no son detallados aquí. Consideremos las áreas consumidoras. Cada una tiene un sub-modelo único de refinación agregada. Los crudos son traídos del exterior o tomados del interior del área, puede no necesitarse el transporte del crudo. El área exportadora países del área comunista es tratada sólo como un ofertante neto de crudo y sus derivados. Su consumo interno, refinación y sistema de precios son irrelevantes para nosotros por razones de vínculos histórico-económicos con el resto del sistema.

Se dejan fuera de esta breve presentación las calidades, los oleoductos especiales, restricciones especiales de refinación y arreglos portuarios, lo cual no quiere decir que no sean importantes o que no están incluidos en el modelo. El lector podrá referirse para mayor detalle a los manuales del MEM mencionados en la bibliografía.

REPORTE RESUMEN SOBRE EL COSTO DE USO DEL CRUDO-INDICE

Este resumen presenta las principales conclusiones, obtenidas a partir del ejercicio de modelar el esquema de la firma líder con recursos agotables¹⁰⁵. Las ecuaciones son las mismas que las del capítulo 2, sección 3. Otros supuestos fueron:

- 1) Ningún efecto de crecimiento en la función de demanda
- 2) Función de demanda mundial de petróleo iso-elástica
- 3) Oferta constante de crudo no-índice
- 4) El objetivo del productor de crudo-índice es el de maximizar la riqueza total actualizada de reservas.

La información introducida en el modelo:

- 1) El precio límite de reemplazo es de \$ 60/b
- 2) Elasticidad de la demanda de -0.22
- 3) El punto base de equilibrio en la demanda (p_0 ; q_0):

$$P_0 = \$ 33/b$$

$$Q_0 = 45 \text{ mbd}$$
- 4) La producción del crudo no-índice es de 37 mbd
- 5) Las reservas de Arabia Saudita son de 180×10^9 barriles.
- 6) La tasa de interés es de 10%/o

Los resultados principales fueron:

- 1) Precio inicial óptimo: \$ 26.12/b
- 2) Valor inicial del royalty (Y_{mo}): \$ 0.12/b
- 3) Royalti después de 20 años es sólo \$ 0.87/b, y luego de 30 años \$ 2.37/b. Así el precio a los 30 años es igual a 28.82/b.

Se realizaron algunas pruebas de sensibilidad; a partir de las cuales, se puede concluir:

- 1) Si el crecimiento económico expande la demanda, entonces la renta crece y el royalty disminuye.
- 2) La tasa de interés no puede sobrepasar el 10%/o. Tasas de interés mayores reducen la importancia del royalty en el precio del petróleo en el año cero. Tasas menores, producen un mayor Y_{om} , pero reduce la tasa de aumento

105. Se modelaron las ecuaciones y se confirmaron los resultados. Ver el caso monopolista en Das Gupta et. al., 1979.

del royalty. Con $r = 5\%$, Y_{om} es igual a \$ 1.37/b, el precio límite antes del reemplazo se alcanza a los 69 años. El precio inicial óptimo era de \$ 27.65/b, y el porcentaje de royalty era de 5% del total del precio inicial.

3) Un mayor precio límite incrementa el componente de royalty, sin embargo, éste no es muy sensible.

Dentro de la teoría actual de recursos agotables, no se puede considerar hoy en día que el royalty sea un elemento de primer orden en la determinación de los precios del petróleo. En realidad, es aconsejable ignorar en primera instancia este elemento dentro del análisis de las condiciones presentes del mercado, y de la formación de precios de la energía.

BIBLIOGRAFIA

- ADELMAN, M.A. (1972)
The World Petroleum Markets. Baltimore.
- BLANCO, M.T. (1978)
OPEC and the Problem of Exhaustion Under Changing Demand Conditions. Thesis de Ph.D. Pennsylvania.
- BOTTI, D.R. et. al. (1983)
"Understanding Non-Renewable Resource Behaviour", en *Science*, Vol. 219, febrero.
- COLITTI, M. (1983)
"Size and Distribution of Petroleum Resources" en WIONCZEK, M.S. (ed) *World Hydrocarbon Markets*, Oxford.
- CHASE MANHATTAN BANK (1980)
The Petroleum Situation, New York.
- CHIANG, Alpha (1974)
Fundamental Methods of Mathematical Economics, Tokio.
- DASGUPTA, P.S. et. al. (1979)
Economic Theory and Exhaustible Resources, Cambridge University Press, Cambridge.
- DEAM, R.J. (1980)
"Understanding Energy: A Rational Basis for Planning Alternative Strategies", en DUNKERLEN (ed.) *International Energy Strategies*, Cambridge, Mass.
- DEAM, R.J. (1981)
"Long Range Pricing of Crude Oil", en KAVRAKOGLU, I., (ed.) *Mathematical Modelling of Energy Systems*, Holanda.
- DEAM, R.J. y GIESECKE, C. (1983)
"Towards Three Laws of Energy Substitution", en Tempest P. (ed), *Energy Economics in Britain*, Londres, pp. 253-260.
- ECKBO, P.L. et. al. (1978)
"Oil Supply Forecasting: a Disaggregated Process Approach", en *Bell Journal of Economics*, Primavera, pp. 278-235.

- ENERGY RESEARCH UNIT, QUEEN MARY COLLEGE (ERU, QMC) (1973)
 "World Energy Modelling: The Development of Western European Oil Prices", en *Energy Policy* Vol. 1, No. 1, Junio, Surrey, Reino Unido, pp. 21-34.
- ERU, QMC (1973)
 "World Energy Modelling: Part. 1. Concepts and Methods", en *Energy Policy Special Issue Survey*, pp. 7-90.
- FISHER, D. et. al. (1975)
 "The Prospects for OPEC. A Critical Survey of Models of the World Oil Market", en *Journal of Development Economics*, No. 2, pp. 363-386.
- GATELEY, D. (1979)
 "The Prospects for OPEC five years after", en *European Economic Review*, Vol. 12, No. 4, pp. 369-79.
- GIESECKE, Carlos (1986)
World Computer Model of Oil Markets: OPEC Pricing Strategy Model in the Short and The Long Run.
 Kern for Schungsanlage, Julich, Alemania Federal.
- GILBERT, R.J. (1978)
 "Dominant firm pricing policy in a market for an exhaustible resource", en *Bell Journal of Economics*, Otoño.
- HNYILICZA, et. al. (1976)
 "Pricing Policies for a two part Exhaustible Resources Cartel (The Case of the OPEC)", en *European Economic Review*, No. 8, pp. 136-154.
- HOUSE, P. (1979)
 "What's really new about modelling?", en *Journal of Policy Modeling*, Vol. 1, pp. 159-178.
- JOHANNY, A.D. (1980)
The Myth of the OPEC Cartel. Chichester.
- KUENNE, R.E. (1982)
 "The Genesys Model of OPEC, 1974-80", en *Energy Economics*, Vol. 4, No. 3, pp. 146-158.
- LEFTWICH, R.S. (1970)
The Price System and Resource Allocation. Londres.

- LIEVONEN, J. (1982)
Crude Oil 2000: Trends in Supply and Demand. Helsinki.
- MINERALOLWIRTSCHAFTSVERBAND (1984)
Mineralöl-Zahlen 1983, M.W.V. Hamburgo.
- NEHRING, R. (1979)
Giant Oil Field and World Oil Resources, México, D.F.
- NORDHAUS, W.D. (1979)
The Efficient Use of Energy Resources, Yale.
- O'CARROLL, F.M. (1974)
Price Determination and Economic Mechanisms in the European Oil Industry, 1964-1971. Tesis Ph.D., Queen Mary College, Londres.
- ODELL, P.R. et. al. (1980)
The Future of Oil, Londres.
- OPEC (1979)
OPEC Bulletin, Vol. X, No. 16, Abril, p. 3-8.
- PAKRAVAN, K. (1981)
"Exhaustible Resource Models and Predictions of Crude Oil Prices - Some Preliminary Results", en *Energy Economics*, Vol. 3, No. 3, pp. 169-177.
- PARRA, A.A. (1983)
"Remarks on the Short-Term Petroleum Outlook", en Wionclek, op. cit.
- PEARCE, D.W. (ed.) (1983)
The Dictionary of Modern Economics. Londres.
- ROBINSON, J. (1969)
The Economics of Imperfect Competition. Londres, 2da. edición.
- RUSTOW, D.A. (1977)
OPEC: Success and Prospects. Londres.
- TAKEUCHI, K. (1972)
"CIPEC and the Copper Export Earnings of Member Countries", en *The Developing Economies*, pp. 3-29.

TOURK, K.A. (1977)

“The OPEC Cartel: A Revival of the Dominant firm Theory”, en *Journal of Energy and Development*, Primavera.

WORLD ENERGY MODELS LIMITED (1977)

Understanding Energy. WEML, Londres.

WORLD ENERGY MODELS LIMITED (1977a)

7 Area Short Term World Energy Model Technical Description. WEML, Londres.

(1977b)

World Energy Models, a Technical Description. WEML, Londres.

WORKSHOP FOR ALTERNATIVE ENERGY SOURCES (WAES) (1977)

Energy Global Prospects 1985-2000. Boston.

