

00362

4
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE CIENCIAS

**LEYES DE COMPORTAMIENTO DEL MERCADO
MUNDIAL DEL PETROLEO CRUDO:
HACIA UN MODELO DE PRECIOS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS (FISICA)**

P R E S E N T A

ANTONIO GERSHENSON TAFELOV

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

SEPTIEMBRE 1991.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

0. INTRODUCCION

0.1. ¿Por qué es necesaria una investigación hacia la previsión de los precios del petróleo en el mercado mundial?	P. 1
0.2. El Mercado del Petróleo Crudo y el de otros Energéticos	P. 2
0.3. Objetivo y estructura del trabajo	P. 6
1. ELEMENTOS FISICOS Y TECNICOS	
1.1. ¿Qué es el petróleo y cómo se extrae?	P. 11
1.2. La refinación del petróleo	P. 10
1.3. Infraestructura, y geografía del petróleo	P. 15
1.A. APENDICE: DEFINICIONES Y EQUIVALENCIAS	P. 22
2. ELEMENTOS DE TEORIA ECONOMICA	
2.1. Oferta, demanda e inventarios	P. 26
2.2. Costo de producción, costo de reproducción, costo de operación	P. 26
2.3. Renta del suelo y renta petrolera	P. 29
2.4. El petróleo como materia prima y la relación precio-inversión-producción.	P. 32
2.5. Concertación y competencia	P. 34
2.6. Fluctuaciones de los precios con los meses del año	P. 34
3. GEOLOGIA, GEOFISICA, PETROFISICA Y POTENCIAL DE LAS RESERVAS PETROLERAS	
3.1. Geología de los hidrocarburos	P. 36
3.2. Medios geofísicos para la localización de hidrocarburos	P. 38
3.3. Petrofísica del petróleo	P. 41
3.4. El concepto de renovabilidad	P. 43
3.5. Previsión de reservas explotables	P. 44
3.6. Importancia asignada a las reservas petroleras	P. 57
4. DESARROLLO HISTORICO GENERAL	
4.1. Introducción	P. 60
4.2. Las Siete Hermanas	P. 61
4.3. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)	P. 66
5. LAS LEYES DE COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL	
5.1. Conclusiones de capítulos anteriores	P. 75
5.2. La lógica del desarrollo reciente	P. 82
5.3. 1988-89: Los protagonistas	P. 87
5.4. 1988-89: Los acontecimientos	P. 94

- La demanda	P. 98
5.5. Implicaciones	P. 104
6. ANALISIS DE PREVISIONES PUBLICADAS	
6.1. En el extranjero	P. 106
6.2. En México	P. 112
7. COMPORTAMIENTO ACTUAL Y PREVISIONES	
7.1. Los fenómenos "cíclicos" y los componentes cuantitativa- mente previsibles de los precios del crudo	P. 124
7.2. Los componentes cualitativamente previsibles de los precios del crudo, y las posibilidades y limitaciones de una previsión integral	P. 133
7.3. Bases físicas, tecnológicas y en general materiales, del ciclo de producción y precios de largo plazo.	P. 138
8. METODOLOGIA Y CONCLUSIONES	
8.1. Metodología	P. 147
8.2. 1990	P. 148
8.3. Algunos elementos políticos	P. 162
9. AGREGADO FINAL	
9.1. El petróleo y la política de los Estados Unidos	P. 165
9.2. El conflicto del Pérsico	P. 174
9.3. Conclusiones	P. 183

INTRODUCCION

0.1. ¿Por qué es necesaria una investigación hacia la previsión de los precios del petróleo crudo en el mercado mundial?

Aunque en un pasado más remoto los precios del petróleo crudo fueron muy fluctuantes, durante al menos dos décadas, las de los cincuentas y los sesentas, esos precios habían permanecido casi fijos. Las siete mayores compañías de entonces, conocidas como "Las Siete Hermanas", controlaban el mercado y la absoluta mayoría de la producción exportable, al grado de poder tomar la decisión de mantener precios constantes y bajos, y hacerla cumplir. Los sucesos que culminaron en 1973-74, con una serie de aumentos que elevaron los precios nominales al grado de hacerlos cuatro veces mayores en unos cuantos meses, sacudieron en especial a los principales países importadores. Otra sacudida vino con los sucesos de 1979-80, a raíz de los cuales los precios subieron hasta llegar a triplicar nominalmente ese precio, ya cuadruplicado, de 1974. Todo ello, al tiempo que hacía fracasar pronósticos elaborados sobre la base de sucesos anteriores y de elementos teóricos demasiado particulares, atrajo la atención sobre la importancia de prever y afrontar estos fenómenos. Sin embargo, y aunque hubo avances en las formas de previsión, las previsiones concretas fallaban drásticamente en los momentos decisivos. Para muchos, se trataba de algo tan imprevisible como lo pudo ser para los antiguos una tormenta, o, todavía hoy, un terremoto. Los precios del petróleo aparecían rodeados por el velo de lo impredecible, de lo misterioso. La necesidad, sin embargo, ha obligado a seguir haciendo previsiones y programar, sobre la base de las mismas, inversiones, proyectos, etc.. En el caso de países altamente dependientes de las exportaciones de petróleo, de la previsión de los precios del crudo depende la posibilidad de saber cuál será el ingreso real de divisas del país mismo, y por lo mismo la posibilidad de presupuestar el gasto con un mínimo de confiabilidad.

En la mayoría de los casos, las previsiones se han centrado, cuando no basado exclusivamente, en estudios económicos o, incluso, econométricos en particular. Aunque no se deben menospreciar estos aspectos, el haberse limitado a ellos **ha tenido**, como se muestra en la parte respectiva de este trabajo, **resultados bastante pobres**. El hecho es que en el comportamiento del mercado influyen además factores físicos, químicos, geográficos, geológicos, políticos, históricos, etc.. La idea central del presente

trabajo consiste en avanzar a una visión más global del problema, analizando primero las diferentes áreas o disciplinas que inciden en el comportamiento del mercado petrolero mundial, luego su interrelación y su incidencia en ese mercado y, sobre esa base, ir detectando leyes de comportamiento del mismo, al punto de poder hacer previsiones responsables en materia de precios. Esto se apoya en años de trabajos que han permitido previsiones más acertadas que las basadas en visiones parciales de la realidad.

Las conclusiones centrales se basan en mostrar las bases físicas, químicas, tecnológicas, geográficas y en general materiales, del principal ciclo de precios y producción detectado en el análisis del mercado petrolero internacional.

0.2. El Mercado del Petróleo Crudo y el de otros Energéticos

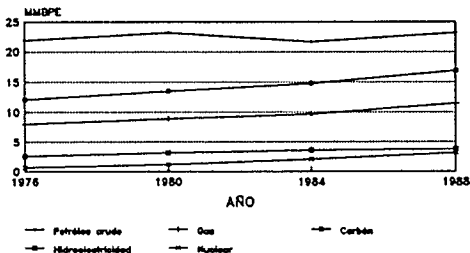
Hay razones para que, dentro del campo de los energéticos, el mercado mundial del petróleo crudo haya sido el principal objeto de estudios y discusiones. De alguna manera, rige o conecta los otros mercados de energía.

Veamos la **Figura 1**, Consumo Mundial de Energía, por fuente. Si bien en la parte inferior se aprecia que el consumo de petróleo crudo aumentó sólo en mínima proporción, mientras que las estrategias de diversificación de fuentes permitió que las otras tengan aumentos mayores, y que en especial el consumo de la fuente nuclear haya crecido a casi 5 veces el de 1976, de todos modos en términos absolutos, de barriles de petróleo equivalente, es el petróleo crudo el que mantiene un holgado primer lugar, seguido por el gas, que en general es extraído por la misma industria petrolera.

Ya pasando de este nivel general del consumo al del mercado mundial, y considerando la producción y el consumo por grupo de países, vemos que la importancia del mercado mundial de crudo es mucho mayor que la del gas (**Figura 2**). Por un lado, el gas no es tan fácil de transportar como el crudo, pues normalmente se requieren gasoductos o bien un proceso previo que permita su transporte por buquetanque. Por otro lado, la mayor disponibilidad de gas en los principales países consumidores, o cerca de ellos, tiende a que en todo caso se formen mercados bilaterales o binacionales, más que un mercado propiamente mundial (Canadá-EE. UU., Noráfrica-Europa meridional, URSS-Europa occidental, Bolivia-Brasil). En la citada **Figura 2**, vemos por ejemplo la enorme diferencia entre la relación producción-consumo de la Organización para la Cooperación y el

Figura 1

Barriles de Petróleo Equiv.
(miles de millones)



CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA, POR FUENTE

CONSUMO RELATIVO
Con 1976=100

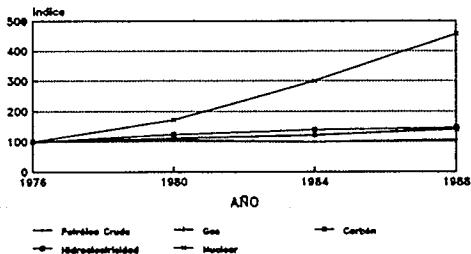
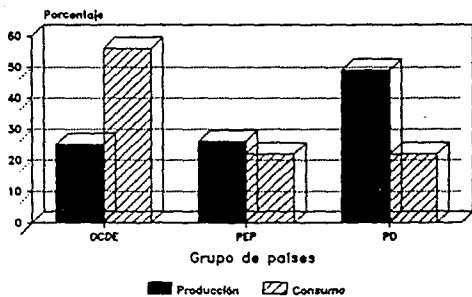


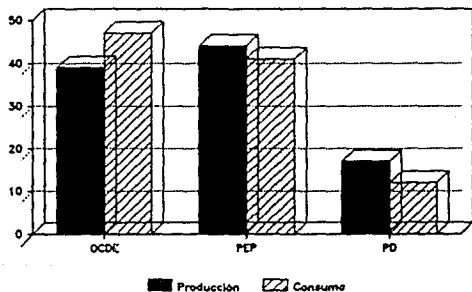
Figura 2

PETROLEO CRUDO



PRODUCCION Y CONSUMO, 1988

GAS NATURAL



Desarrollo Económico (OCDE, que agrupa a los mayores consumidores de energía) en cuanto a crudo —produce menos de la mitad de lo que consume— y en cuanto a gas, de cuyo consumo produce más del 80 por ciento. Los llamados Países de Economía Planificada (PEP) tuvieron un pequeño excedente en ambos casos. Y los llamados Países en Desarrollo (PD) tienen un modesto excedente de gas frente a un excedente de crudo mayor que el de su propio consumo. Como resulta obvio con lo dicho, la principal corriente del mercado mundial de crudo fluye de países en desarrollo a países de la OCDE.

¿Y el mercado de refinados de petróleo, que son los que llegan al consumidor? En la **Figura 3**, vemos la distribución por grupo de países de la capacidad de refinación. Aunque los principales importadores, que son los de la OCDE, han bajado su capacidad de refinación, la que conservan es mucho mayor que la de otros; y aunque la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) aumentó su capacidad de refinación, la que tiene sigue siendo muy reducida en comparación con la de otros grupos de países. Sigue predominando el que cada país refine lo que va a consumir, y por lo mismo el principal mercado internacional es el del crudo.

Estos son sólo ejemplos introductorios, y el peso del mercado del crudo se irá viendo más ampliamente a lo largo del trabajo.

CAPACIDAD DE REFINACION

Por grupo de países

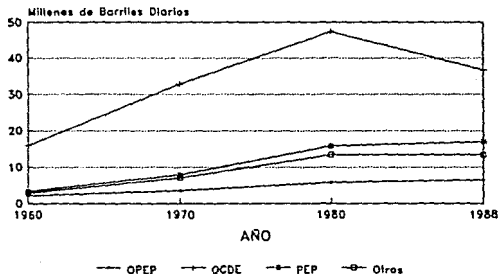


Figura 3

0.3. Objetivo y estructura del trabajo

En el trabajo se trata de llegar a modelos de los aspectos más previsibles del comportamiento del mercado. Con los aspectos menos previsibles, por lo menos se trata de establecer su papel y de definir sus efectos en cuanto a calidad.

La estructura del trabajo incluye partes en las que se analiza cada uno de los aspectos o disciplinas que intervienen en el campo investigado —mercado petrolero internacional y en especial sus precios— y secciones en las que se pretenden integrar estos elementos en el análisis específico de la materia investigada. Por lo mismo, se plantean los siguientes capítulos y secciones. La presente introducción se numera convencionalmente con el "cero" al principio.

0. INTRODUCCION.

0.1. Objetivo del trabajo.

0.2. El mercado mundial del petróleo crudo y el de otros energéticos.

0.3. Estructura del trabajo.

1. ELEMENTOS FISICOS, QUIMICOS Y EN GENERAL CIENTIFICO-TECNICOS.

1.1. ¿Qué es el petróleo y cómo se extrae?

1.2. La refinación del petróleo. Variedades de crudo.

1.3. Infraestructura, y geografía del petróleo.

2. ELEMENTOS DE TEORIA ECONOMICA.

2.1. Renta del suelo y renta petrolera.

2.2. Costo de producción, costo de reproducción, costo de operación.

2.3. El petróleo como materia prima y la relación cíclica precio-producción-inversión.

2.4. Concertación y competencia.

2.5. Fluctuaciones de los precios con la época del año.

3. GEOLOGIA, GEOFISICA, PETROFISICA Y POTENCIAL DE LAS RESERVAS PETROLERAS.

3.1. Geología de los hidrocarburos.

3.2. Medios geofísicos para la localización de hidrocarburos.

3.3. Petrofísica del petróleo.

3.4. El concepto de renovabilidad.

- 3.5. Previsión de las reservas explotables.
- 3.6. Importancia asignada a las reservas petroleras.

4. DESARROLLO HISTORICO GENERAL.

- 4.1. Introducción.
- 4.2. Las Siete Hermanas.
- 4.3. La OPEP.

5. LAS LEYES DE COMPORTAMIENTO.

- 5.1. Conclusiones de capítulos anteriores.
- 5.2. La lógica del desarrollo reciente.
- 5.3. 1988-89: los protagonistas.
- 5.4. 1988-89: los acontecimientos.
- 5.5. Implicaciones.

6. ANALISIS DE PREVISIONES PUBLICADAS.

- 6.1. En el extranjero.
- 6.2. En México.

7. COMPORTAMIENTO ACTUAL Y PREVISIONES.

- 7.1. Los fenómenos "cíclicos" y los componentes cuantitativamente previsible en la formación de los precios del crudo.
- 7.2. Los componentes cualitativamente previsible en la formación de los precios del crudo, y las posibilidades y limitaciones de una previsión integral.
- 7.3. Bases físicas, tecnológicas y en general materiales del ciclo de producción y precios de largo plazo.

8. METODOLOGIA Y CONCLUSIONES.

- 8.1. Metodología.
- 8.2. Evolución del mercado en 1990.
- 8.3. Algunos elementos políticos.

9. AGREGADO FINAL.

- 9.1. El petróleo y la política de los Estados Unidos.
- 9.2. El conflicto del Pérsico.
- 9.3. Algunas conclusiones.

1. ELEMENTOS FISICOS Y TECNICOS

que contribuyen al comportamiento del Mercado Petrolero
Internacional

1.1. ¿Qué es el petróleo y cómo se extrae?(1)

El petróleo es, desde el punto de vista químico, una mezcla de hidrocarburos, o sea compuestos de carbono e hidrógeno; se consideran impurezas otras sustancias que aparecen en menor proporción, como el azufre en diferentes formas. Se considera que estas mezclas son producto de la descomposición de material orgánico de un pasado remoto, que quedó apresado en formaciones rocosas. Las enormes tensiones resultantes de los movimientos de la corteza terrestre, y la presión de sedimentos superiores sobre los inferiores, se tradujeron en temperaturas de más de cien grados centígrados, y presiones bastante mayores que la atmosférica sobre ese material orgánico, que contribuyeron a las reacciones químicas que lo transformaron en hidrocarburos. Esa presión que compactaba los sedimentos a menudo también expulsaba al material orgánico hacia otras formaciones.

Para la formación de yacimientos de petróleo se requieren rocas porosas, generalmente sedimentarias y en ocasiones ígneas pero muy agrietadas, en las cuales pueda penetrar. También se requiere un "sello" de roca impermeable que contenga al yacimiento y evite que el petróleo "caiga" indefinidamente.

Los hidrocarburos más abundantes en el petróleo son los llamados alcanos, en los cuales los átomos de carbono están todos unidos por ligaduras simples formando cadenas. De estos, los que contienen de uno a cuatro átomos de carbono en cadena en su molécula, son gaseosos a la temperatura ambiente, y son los que dan lugar al gas del petróleo: metano (principal ingrediente del gas natural), etano, y los componentes básicos del gas licuado de petróleo (LP), propano y butano.

Las moléculas con 5 a 8 átomos de carbono en cadena son originalmente los ingredientes básicos de las gasolinas: pentano, hexano, heptano y octano, en diversas variantes según el acomodo de dichos átomos. Una de ellas, el isooctano, se toma como referencia para medir el llamado octanaje de las gasolinas, asignándosele un valor de 100 octanos.

Las moléculas con más de 8 átomos de carbono dan lugar a otros productos, como aceites, grasas y combustóleo. Con los procesos a que se somete el petróleo en las refinerías se pueden introducir cambios en esta composición originaria, que además varía notablemente del petróleo crudo extraído en un lado, al de otro.

Desde el ángulo de la Física, el petróleo crudo es una mezcla de fluidos que hierven a diferentes temperaturas. La fracción más ligera consiste en gases que, obviamente, tienen su punto de ebullición por debajo de la temperatura ambiente. La siguiente fracción, normalmente convertida en gasolina con la refinación, hierve entre 30 y 200 grados centígrados. Una siguiente fracción empieza a ebullicir entre los 140 y los 320 grados C, y da lugar a las querosinas. Como vemos, los rangos de temperatura de ebullición de estos dos últimos compuestos se sobreponen. Y la fracción que hierve a más de 320 grados centígrados es normalmente refinada en aceites lubricantes, diesel y combustóleo destilado. La parte final, que no hierve durante el proceso de refinación, da lugar a parafina y en general ceras, a chapopote y a combustóleo residual.

El petróleo en lo general contiene entonces gas y una parte líquida, a menudo llamada aceite. Aunque en ocasiones petróleo y aceite, y más aún en inglés, los términos equivalentes a éstos, "petroleum" y "oil", se consideran sinónimos, es conveniente hacer una distinción, la cual también es bastante común. El petróleo es entonces el total de hidrocarburos naturales, y es igual a la suma de aceite y gas. También es común llamar al aceite sin refinar "aceite crudo", "petróleo crudo" o simplemente "crudo".

Para que pueda haber una explotación económicamente viable de crudo, es necesaria en primer lugar la presencia combinada de líquido y gas en el subsuelo. La presencia de puro gas puede permitir una explotación rentable, pero obviamente del gas mismo. La presencia de puro líquido, de puro aceite, sin gas a presión que lo impulse hacia el exterior a través de perforaciones hechas por el hombre, haría necesario bombearlo hacia afuera exclusivamente por medios artificiales, lo cual no es económicamente viable en la actualidad. Es entonces necesaria la presencia de gas que impulse hacia afuera al aceite, para la obtención de éste.

Hay otros requisitos materiales para la formación de yacimientos petrolíferos. El área del yacimiento debe estar rodeada, como dijimos, por roca impermeable, pues de otro modo los hidrocarburos o al menos su parte gaseosa se fugarían. Pero también han sido necesarias, como acabamos de ver, otras rocas, generalmente de tipo sedimentario y además porosas o al menos agrietadas, que normalmente se formaron antes que el petróleo y que le permiten fluir o "emigrar" hasta topar con la roca imper-

meable e ir acumulándose en el futuro yacimiento. Conociendo las características de las rocas de una región, por tanto, se puede saber dónde hay potencial petrolífero y dónde no. Ello permite la prospección geológica, que es una fase, digamos, embrionaria, de la exploración petrolera, que normalmente es inútil por sí misma si no va seguida de otras etapas, pero que permite orientar a éstas al definir áreas en las cuales buscar.

Para determinar positivamente la presencia de yacimientos petrolíferos, su contenido de hidrocarburos y su viabilidad económica en condiciones dadas, se requiere llegar, previos estudios, a la perforación exploratoria que muestre hasta dónde llega un yacimiento y sus características principales: composición de los hidrocarburos, presión, volumen, etc..

Sobre esta base, se perforan pozos de desarrollo, para explotar el yacimiento en cuestión. Generalmente se ha usado el método rotario. Una especie de broca de acero en el extremo de un tubo perforador es hecho girar en el fondo del hoyo que va abriendo. Esto va rompiendo la roca. Mientras tanto, una mezcla especial de lodos baja a presión por el tubo perforador, que está formado por muchos canales, lubricando la broca, sacando a presión los pedazos de roca, y creando una presión que impide que el agua del subsuelo se infiltre en el área del pozo. Cuando la perforación alcanza las formaciones porosas que contienen petróleo, se baja por el hoyo un tubo especial para sacar el fluido. En algunos casos se usan explosivos, ácidos o arenas abrasivas en solución, para abrir más la formación y permitir mayor flujo de hidrocarburos.

1.2. La refinación del petróleo.

Veremos los rasgos básicos de la refinación del petróleo en lo necesario para comprender su nexa con el precio del petróleo crudo. Un funcionario de Pemex ejemplificaba con uno de sus resultados, en una reunión, la principal diferencia entre los principales tipos de crudo que se extraen en México: mientras que el "maya" refinado al máximo deja un 40 por ciento de combustóleo, el "istmo" tras el mismo proceso deja sólo un 20 por ciento de combustóleo; esto se refiere a las técnicas usadas en las refinarias mexicanas, pues el resultado en este sentido depende de la tecnología y del nivel de inversión. Siendo el valor comercial del combustóleo menor que el de los otros productos de la refinación, especialmente la gasolina, ello explica por qué este último tipo de crudo es siempre más caro que el primero.

¿Por qué se habla de refinar al máximo? ¿En qué consiste este proceso?

El objetivo básico de la refinación es separar los diferentes hidrocarburos que componen el petróleo. Consta de procesos físicos, como es la destilación para separar compuestos por su punto de ebullición, y químicos. Parte de los gases se separan desde antes de la refinación, dando lugar al gas natural que, como dijimos, es principalmente metano. Ya en la refinería se separan, de los hidrocarburos más ligeros a los más pesados, conjuntos de ellos que principalmente forman gas licuado de petróleo (como ya dijimos, principalmente propano y butano), gasolinas, querosinas (usadas por ejemplo como combustible en tractores), combustible diesel (gas oil), combustóleo destilado o ligero, combustóleo residual o pesado (fuel oil ambos) y chapopote, que si se separa plenamente ya es un sólido a la temperatura ambiente. Es preciso poner atención al uso de los términos "ligero" y "pesado" para el combustóleo, pues en ocasiones se le usa para denotar el bajo o alto contenido de azufre. Por ello, preferiremos aquí los términos "destilado" y "residual", este último referido obviamente a los que no llegaron a evaporarse en la destilación. Otros productos que se obtienen son aceites lubricantes, grasas y parafina.

Aunque los procesos de refinación no son únicos, normalmente se inician con la llamada destilación primaria. Se trata de una destilación fraccionada que separa los compuestos conforme a su punto de ebullición. Se calienta el crudo a unos 300 grados centígrados y se inyecta a presión en la parte media de una torre fraccionadora que contiene charolas separadas entre sí. A cada altura corresponde un rango de temperaturas, y la mezcla caliente, en su mayoría en estado gaseoso, pasa de un compartimiento a otro de la torre; y cuando cada compuesto se licúa por haberse enfriado a temperaturas más bajas que su punto de ebullición, se deposita en la charola respectiva y a través de un ducto abandona la torre fraccionadora.

Este proceso produce bajos porcentajes de gasolina, que son más bajos mientras más pesado es el crudo, o sea mientras mayor sea su contenido de hidrocarburos de cadenas más largas. De ahí que sea habitual el empleo de otros procesos que permiten la conversión de parte de esas cadenas largas en los compuestos más deseados, y el mejoramiento de la calidad de los mismos. La destilación al vacío, la desintegración o fraccionamiento (cracking) y el reformado, estos últimos por medios térmicos y sobre todo catalíticos (que dividen moléculas demasiado grandes frente a lo deseado), la polimerización (que une moléculas pequeñas para obtener las deseadas) y otros más, son procesos comunes en las refinerías. También se emplean procesos auxiliares para remover impurezas como

el azufre, y a menudo la refinación se enlaza con procesos petroquímicos, que permiten elaborar una enorme cantidad y variedad de productos.

Los procesos catalíticos emplean materiales que inducen o aceleran la reacción química deseada sin intervenir directamente en ella, y que al ser conocidos como catalizadores dan su nombre a los procesos en cuestión. Tienen muchas ventajas, pero implican una labor de investigación y desarrollo tecnológico para identificar y, si no están ya disponibles, producir, los materiales más adecuados para cada reacción.

El residuo de la destilación primaria, la mezcla de sustancias que no llegó a hervir, tiene un punto de ebullición tan alto que se descompondría químicamente antes de hervir en condiciones normales. De ahí que se reduzca la presión para que hierva a una temperatura no tan alta, en el proceso llamado destilación al vacío. Esta es similar a la destilación primaria, pero se mantiene una baja de presión mediante bombas de vacío u otros dispositivos succionantes. De este proceso se obtienen entre otros combustible diesel, materiales usados para producir aceites lubricantes, y chapopote como residuo pesado.

La desintegración de hidrocarburos de cadenas largas para dar lugar a los de cadenas más cortas de carbonos, y por tanto con un mayor rendimiento de gasolinas, se empezó a llevar a cabo por calentamiento, pero luego se ha hecho de preferencia con catalizadores, aunque el procedimiento térmico se sigue usando para reducir la viscosidad de combustibles con objeto de facilitar su inyección para calentar hornos o calderas.

El reformado es una transformación de naftenos (hidrocarburos saturados de cadena cerrada) y parafinas de cadena larga, que son transformados en compuestos aromáticos o de doble ligadura entre dos carbonos, lo cual da lugar a gasolinas de alto octanaje. También suele preferirse el uso de catalizadores, generalmente de platino.

En la polimerización se unen cadenas muy cortas para obtener otras más largas, con lo cual por ejemplo el propano y el butano, que en condiciones normales con gases, dan lugar al heptano, componente de las gasolinas.

De lo anterior es claro que el valor comercial de cada tipo de petróleo crudo podrá variar según sus propiedades y su composición, y también según los niveles de refinación disponibles. Si tienen una mayor proporción de hidrocarburos líquidos de las cadenas más cortas, que forman la gasolina, o para abreviar, hidrocarburos ligeros, los crudos mismos se llaman ligeros y tienen mayor valor comercial que los más pesados. Y a más impurezas y sobre todo a mayor contenido de azufre, menor valor del crudo. La

variedad "maya" es a la vez pesada y con bastante azufre, por lo cual su precio es bastante inferior al de los crudos de referencia en el mercado mundial; aunque hay otras variedades que son aún más baratas por tener más acentuadas esas características, por ejemplo en Venezuela y Ecuador. La diferencia de precio entre los crudos ligeros y pesados, en algunos momentos, ha tendido a reducirse a medida que se perfeccionan los procesos de refinación que permiten un mejor aprovechamiento de todo tipo de crudos. Pero en el largo plazo la diferencia porcentual ha ido incluso en aumento, porque en el principal uso del combustible, que es la generación de electricidad, sí ha habido una importante diversificación de fuentes primarias, sobre todo hacia carbón y uranio; lo cual no ha sucedido con las gasolinas, dado que los costosos proyectos para obtener combustible líquido sintético a partir de carbón (synfuels) fueron de plano abandonados al abatirse los precios del crudo a partir de 1986.

Podemos ejemplificar estas diferencias con la forma como ha variado la composición de las importaciones de crudo de los EE. UU., por grados API. Este nombre viene del American Petroleum Institute que estableció originalmente esa unidad de medida, que asigna convencionalmente más grados a los crudos mientras más ligeros son.

Veamos los datos de los últimos años:

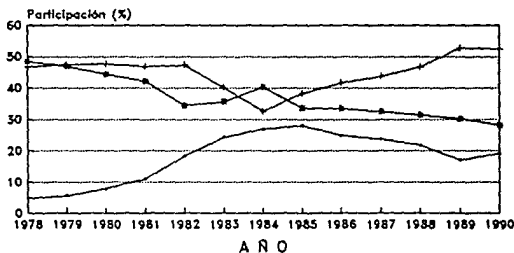
RANGOS AMPLIOS, PORCENTAJES Y PRECIOS

AÑO	PESADOS		MEDIANOS		LIGEROS	
	25.0 o menos		25.1 a 35.0		35.1 o más	
	% imps.	precio	% imps.	precio	% imps.	precio
1978	4.83	13.02	46.72	14.04	48.45	14.77
1979	5.61	18.73	47.43	20.99	46.96	22.64
1980	7.88	28.55	47.68	31.75	44.43	36.28
1981	11.07	31.20	46.83	35.54	42.11	38.90
1982	18.29	26.04	47.30	34.23	34.40	35.54
1983	24.31	24.66	40.09	29.63	35.60	31.07
1984	27.00	25.76	32.64	29.15	40.35	29.99
1985	28.08	24.56	38.33	26.83	33.60	28.22
1986	24.90	11.45	41.61	13.48	33.50	15.02
1987	23.72	15.92	43.79	17.79	32.51	18.72
1988	21.79	12.21	46.71	14.07	31.51	15.38
1989	17.06	15.30	52.72	17.72	30.22	18.77
1990	19.20	18.22	52.54	22.24	28.26	24.07

Fuente: Energy Information Administration, Petroleum Marketing Monthly de diciembre de 1989, y cálculos propios.

FIGURA 1.1.

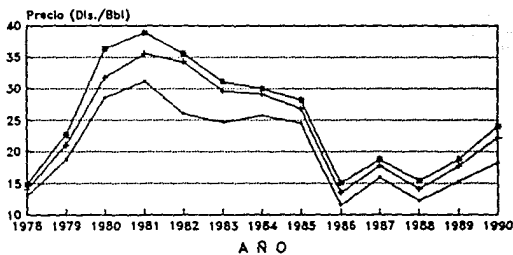
PORCENTAJES Por tipo de crudo



— Pesados — Medianos — Ligeros

IMPORTACIONES EE. UU.

PRECIOS Por tipo de crudo



— Pesados — Medianos — Ligeros

La forma como varía cada rango en porcentaje y en precio se ilustran también en la **Figura 1.1** que anexamos. Hacia 1980 y 1981, se "abren" los precios al empezar a pesar la sustitución de combustóleo con otras fuentes de energía, sobre todo carbón y uranio, en la generación de electricidad. En los años siguientes y hasta 1983 inclusive, esto se expresa sobre todo con los crudos pesados, pues las técnicas de refinación ya permiten un mejor aprovechamiento de los crudos medianos, que después de 1984 tienen un crecimiento sostenido en el porcentaje de importaciones de los EE. UU. Desde 1985 se reduce la diferencia desfavorable a los crudos pesados, y es que se agrega, por ejemplo en las refinerías de la costa del Golfo de México de los EE. UU. (Texas, Luisiana) una serie de procedimientos que llegan hasta la coquización, o sea que se puede reducir al mínimo el combustóleo resultante, obteniendo por un lado combustibles ligeros y por otro coque, utilizable ya en la siderurgia. En 1990, por el conflicto del Pérsico a partir de agosto, los crudos iraquíes y kuwaitíes son sustituidos por otros más pesados, cambiando la composición del mercado. También se encarecen más los crudos ligeros que escasean, que los pesados.

1.3. Infraestructura, y geografía del petróleo.

Aunque no es necesario considerar en detalle la infraestructura necesaria para poder llegar a extraer el petróleo para ocuparnos del comportamiento de su mercado mundial y de las fluctuaciones en sus precios, sí es indispensable para esto considerar los costos asociados a la instalación y el mantenimiento de esa infraestructura, lo cual implica al menos una somera descripción de la misma; y necesitamos tener presente también la enorme diferencia que puede haber en estos costos de una región a otra del planeta, entre una empresa ya establecida y otra nueva, y entre una gran empresa integrada y otra más pequeña y que sólo puede ocuparse de una parte del proceso.

Si la explotación es en tierra, la infraestructura implica por lo menos caminos de acceso, condiciones de subsistencia para el personal y energía. Pero cada vez crece más en importancia la extracción del petróleo que está bajo el fondo marino, al grado de que la mayoría de las nuevas zonas petroleras de gran producción y potencial están en esa situación: la Sonda de Campeche, el Golfo Pérsico propiamente dicho y ya no sólo las tierras que lo rodean, el Mar del Norte, el mar frente a las costas de varios estados de los EE. UU. y la plataforma marítima frente a China.

Otras zonas petroleras importantes han requerido otro tipo de gastos de infraestructura, como ductos muy costosos, por el difícil acceso a las mismas, como la Pendiente Norte de Alaska, y Siberia.

La perforación del fondo marino se hace usando plataformas, que pueden estar ancladas en el fondo marino y sostenidas por patas que luego permiten la elevación de la plataforma a alrededor de 40 metros sobre la superficie del mar; también pueden ser semi-sumergibles, que mediante suficiente lastre son semi-hundidas hasta que su casco llega a poco más de 20 metros de profundidad, y finalmente puede tratarse de buques perforadores.

Los buques perforadores suelen emplearse en perforaciones exploratorias, por su movilidad; pero estando en la superficie son los más vulnerables a los efectos del oleaje y de los vientos. Y hay diferencias importantes entre las plataformas ancladas y las semi-sumergibles.

Las ancladas son apropiadas para perforar en condiciones naturales más favorables, especialmente cuando la profundidad del fondo marino no rebasa los 90 metros. También cuenta lo tranquilo o agitado del mar, pues los oleajes y vientos muy fuertes presionan sobre los puntos de anclaje. Es el caso, en primer lugar, del Golfo Pérsico, cuya profundidad promedio es de 26 metros; y siendo un golfo muy cerrado y sin tormentas, garantiza costos bajos de extracción, junto con la abundancia y disponibilidad de las reservas. En segundo lugar, podremos citar como caso intermedio a la Sonda de Campeche, que aunque siendo más abierta que el citado Golfo tiene mayores profundidades y un clima, en ciertos períodos, más hostil, especialmente en temporada de huracanes, tiene la mayor parte de sus perforaciones en zonas con 30 a 60 metros de profundidad. Las reservas son amplias, pero no comparables con las del Golfo Pérsico, todo lo cual ubica los costos de extracción en un nivel intermedio.

Un ejemplo de extracción a mayor costo es el Mar del Norte, especialmente en su mitad septentrional. El fondo marino en el campo Thirstle, por ejemplo, está a 160 metros de profundidad. Y aunque en la parte sur de ese mar las profundidades son menores, por ejemplo el campo noruego más importante, el Ekofisk, tiene su fondo marino a 70 metros bajo el nivel medio del mar. Son comunes los ventarrones, marejadas y fuertes olas, lo mismo que la lluvia, la niebla y el frío. No son raros los vientos de más de 200 km. por hora, y las olas, que en la parte meridional del Mar del Norte alcanzan 18 metros de altura, en la septentrional llegan a más de 27 metros. Al llegar ahí las olas del Atlántico, topan con la plataforma continental y se reduce la distancia entre las crestas, generando mayor turbulencia, todo lo cual se traduce en una mayor tensión sobre los anclajes. Ello obliga a aumentar la resistencia de los mismos y por lo mismo su costo; y en la parte norte, se deben emplear plataformas semisumergibles. Para que éstas se mantengan sobre la perforación durante los meses que toma

llevarla a término, a falta de anclaje mecánico se recurre a un radiofaro en el fondo marino, que detecta los movimientos de la plataforma, y si las olas la empiezan a alejar del punto de perforación, el radiofaro acciona motores en la plataforma para regresarla a su lugar. El resultado es que una plataforma semisumergible cuesta alrededor del triple que una anclable. Con todo, los accidentes en el Mar del Norte, bajo condiciones naturales tan severas, son más frecuentes que en otras zonas, y ello aumenta también el costo promedio del crudo extraído, no sólo por el costo directo de los daños de los accidentes sino por el tiempo que debe pararse la producción, por el accidente mismo o a causa del mal tiempo.

El transporte a tierra es un elemento adicional, que introduce además diferencias adicionales en los costos de una región a otra. Puede llevarse a cabo por ducto o por buquestanque. El tendido de ductos tiene un costo inicial, pero permite un flujo estable y bajísimos costos de operación. El uso de buques requiere menos inversión inicial, pero tiene mayor costo de operación y es más dependiente de las condiciones naturales.

El tendido de ductos en el Golfo Pérsico, del cual ningún punto está a más de 150 kilómetros de tierra firme, y que no tiene aguas profundas, es más económico. Tampoco exceden de esa distancia a tierra los yacimientos de la Sonda de Campeche, aunque la profundidad es algo mayor y el rendimiento y las reservas, menores. Pero en el Mar del Norte se han debido usar, en varios campos, los buquestanque para transportar el crudo extraído, por el efecto combinado de distancia, profundidad, condiciones naturales y, en algunos casos, un monto de reservas en el yacimiento que no justifica la inversión inicial en el ducto. Adicionalmente, el petróleo de la parte noruega se saca por buquestanque, salvo si se llegara a tender un ducto a otro país, porque entre la costa de Noruega y sus campos petroleros se extiende la llamada Trinchera Noruega, un verdadero canal submarino de 600 metros de profundidad a través del cual es por hoy imposible tender un ducto. Y si buena parte de la producción depende de los buquestanque, cuando éstos no pueden operar por el mal tiempo, la producción se ve seriamente afectada, y por tanto los costos por barril se ven nuevamente incrementados.

Aunque hay diferencia entre costos --de extracción, de producción-- y precios --de venta, dependientes del mercado-- evidentemente hay relación entre ambos. Por lo pronto, vemos que esta combinación de elementos técnicos y geográficos se traduce en enormes diferencias entre los costos entre una región y otra del planeta.

más la producción californiana. Los tanqueros deben entonces dar la vuelta por el Canal de Panamá y llevar el crudo a la costa este donde la demanda es mayor, incrementando más aún los costos; o bien descargar el crudo en Panamá de donde es bombeado por un ducto al Atlántico, de donde es reembarcado. Se ha planteado un nuevo ducto, ahora de Alaska al Atlántico; pero esa obra ha quedado en proyecto, sobre todo a partir de las bajas de precios de los años recientes.

El crudo extraído en zonas más antiguas suele ser caro por razones distintas: menor rendimiento por pozo, menores reservas, y procesos de agotamiento. Las zonas petroleras tradicionales de los EE. UU. incluyen al crudo de mayor costo de producción del mundo, como se mostró cuando, a raíz de la baja de precio, por la guerra de precios de 1986, se cerraron pozos en esas zonas pues ya no costeaban ni siquiera su costo de operación. En otras zonas se suspendieron nuevas obras y exploraciones, con lo cual la producción ha declinado a medida que los pozos y los campos pierden presión del gas impulsor. Esto se extiende también al Mar del Norte.

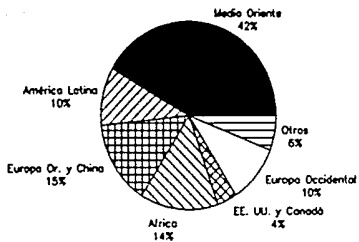
El caso de Siberia ha tenido algunas modalidades diferentes. Con una economía más cerrada, la URSS dependió menos de los vaivenes del mercado. Sus costos son en rublos no convertibles, y sus ventas se cobran en dólares. Pero con todo se requirió no sólo de la inversión, sino de la tecnología, de varios países de Europa Occidental, para completar la enorme obra que fue el gasoducto de Siberia a esos países, que además tuvo que vencer los intentos de bloqueo del gobierno de los EE. UU. por la transferencia de alta tecnología a la URSS que ello implicaba. Empresas europeo-occidentales fueron sancionadas impidiendo su acceso a mercados norteamericanos por su participación en esa obra. Fue hasta hace poco que su producción empezó a declinar, posiblemente en relación con los problemas que se viven en la URSS.

El resultado de este cuadro, para reservas, producción y exportación petroleras, era el siguiente en 1989(2), como vemos en la **Figura 1.2.**

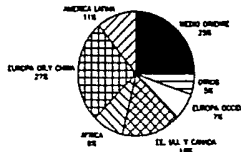
Sólo algunos comentarios a estos datos, a reserva del análisis posterior. El Medio Oriente había llegado a exportar más de 20 millones de barriles diarios en 1976 y 1977. Bajó ventas y producción en un intento por defender los precios, pero sin anular su potencial productivo. Por otro lado, países o regiones cuya participación en la producción es muy superior a su participación en las reservas, como luego veremos no podrán sostener ese porcentaje de producción a medida que las reservas vayan mostrando síntomas de agotamiento, o agudizándolos donde ya los muestran.

Petróleo crudo:

EXPORTACION



PRODUCCION



RESERVAS



Porcentajes por región

**RESERVAS, PRODUCCION Y EXPORTACION MUNDIALES
DE PETROLEO CRUDO, 1989**

(millones de barriles diarios, salvo las reservas
que están en miles de millones de barriles)

	RESERVAS PROBADAS		PRODUCCION		EXPORTACION	
	Volumen	%	Volumen	%	Volumen	%
Total mundial	1,000	100	58.6	100	25.8	100
Medio Oriente	660	66	15.5	26	11.3	44
Saudi Arabia	258	26	5.1	9	3.3	13
Irak	100	10	2.8	5	2.3	9
Emiratos Arabes	98	10	1.9	3	1.7	6
Kuwait	97	10	1.5	2	0.9	3
Irán	93	9	2.8	5	2.0	8
Los demás	14	1	1.5	3	1.2	5
América Latina	121	12	6.4	11	2.7	10
México	47	5	2.5	4	1.2	5
Venezuela	59	6	1.7	3	1.0	4
Los demás	15	2	2.1	4	0.5	2
Europa Or. y China	84	8	15.4	26	3.1	12
Africa	60	6	5.5	9	4.1	16
EE. UU. y Canadá	32	3	8.9	15	0.9	3
Europa Occidental	19	2	3.7	6	2.4	9
Mar del Norte	15	2	3.1	5	2.3	9

Observemos a este respecto los casos de Noruega, Europa Oriental y China, y sobre todo de Inglaterra, Estados Unidos y Canadá; es opuesto el caso del Medio Oriente, cuyas reservas le permiten aumentar su participación en la producción futura, sea debido a su aumento absoluto o a la declinación en el resto del mundo. América Latina y África están en situación intermedia al respecto.

NOTAS

- (1) Aunque la bibliografía empleada en esta exposición es muy amplia, las fuentes a las que se recurrió para sistematizarla son la Academic American Encyclopedia, Grolier Electronic Publishing Co., New York, EE. UU.; y Everyman's Encyclopedia, J. M. Dent & Sons, Ltd., Oxford, Inglaterra, ambas en su edición electrónica.
- (2) OPEC Annual Statistical Bulletin 1989.

1.A. APENDICE: DEFINICIONES Y EQUIVALENCIAS

1.A.1. Definiciones.

Es conveniente enlistar la definición de términos usados en estudios, trabajos, reportajes, etc., sobre el mercado petrolero internacional y temas conexos. A veces la misma palabra, según quién o cuándo la use, tiene distinto significado. En algunos casos los términos se definen en el texto —como en el Capítulo 1., pesado y ligero, que pueden tener diferente sentido al aplicarse a combustibles o a tipos de crudo, o según quién los use— pero aquí trataremos de sistematizar algunas definiciones que si se dan a lo largo del texto podrían interrumpir el hilo de la exposición del problema que resulta sustantivo en cada parte del trabajo. Empezamos por los términos y conceptos aplicados a los precios del crudo, que han sido distintos según el momento histórico de que se trate, y a la vez muy variados especialmente en los años más recientes.

LAB, FOB, CIF. Estas iniciales no se refieren a tal o cual variante de precio de las muchas que ha habido, sino que se pueden aplicar a cualquiera de ellas, calificándola o complementándola. LAB son las iniciales de Libre A Bordo, para lo cual a menudo se usan las iniciales de la expresión equivalente en inglés Free On Board (FOB). Significa que se entrega la mercancía, en este caso el crudo, en el puerto del país productor. Es común en México que no tiene flota petrolera propia de exportación, en el Medio Oriente y en la mayoría de los países exportadores. CIF son las iniciales —que en este caso coinciden en español y en inglés— de Costo Incluido Flete o Cost Including Freight. Se refiere a que la mercancía, y en este caso el crudo, se vende a un precio que ya incluye los gastos de transporte a un punto de venta que suele especificarse a continuación de dichas iniciales. Es típico el caso del crudo de la URSS que se vende incluido el flete hasta puertos del Mar Mediterráneo.

Precio de Postura. Conocido también por su nombre en inglés, "posted price", ahora es un concepto de uso casi exclusivamente histórico. Común antes de 1973, se refiere al precio anunciado públicamente por una compañía compradora o vendedora que requería u ofrecía tal o cual variedad de crudo. A medida que los países de la OPEP obtenían formas de

participación, se convirtió en base para el cobro de impuestos a las compañías.

Precio de Recompra. También casi en desuso, se refería, en los primeros años de la década de los años 70, a casos en los que el gobierno del país productor era dueño de parte de las acciones de la compañía extractora del crudo pero, al no tener canales propios de comercialización, vendía a la compañía petrolera dueña del resto de las acciones la parte del crudo que le hubiera correspondido por su propiedad. La compañía, entonces, recompraba el crudo al gobierno en cuestión a un precio que se fijaba en las negociaciones, el de recompra, siempre más bajo que el que hubieran obtenido otras compañías.

Precio oficial. En los países de la OPEP, aparece como el precio al que vendían el crudo los gobiernos o compañías estatales o nacionalizadas. Inicialmente era un precio de referencia —término que también se ha usado— y en la práctica una pequeña parte del crudo se vendía a ese precio. A medida que el control de la OPEP se hizo sentir y las empresas estatales o nacionales fueron las que extraían la absoluta mayoría del crudo de la OPEP, el concepto de precio oficial, sin embargo, pasó a ser el central. Hacia 1975 el otro concepto entonces existente, el de precio de postura, prácticamente desapareció. Al empezar a caer el precio del crudo y especialmente con la guerra de precios de 1986, los precios oficiales, o desaparecieron, o "siguieron" al precio spot en su comportamiento.

El término de precio oficial es también usado en países exportadores de fuera de la OPEP. En general se relaciona con el precio de venta de empresas estatales o nacionalizadas, y se relaciona con el precio de venta por contrato. En otros caso se usa como referencia para el cobro de impuestos.

Precio spot. Se trata del precio de venta al contado y para entrega inmediata en los mercados internacionales, principalmente Nueva York y Houston en América, Rotterdam y algunos puertos italianos en Europa, y, en Asia, Tokio y Singapur. Se empezó a usar en los últimos años de la década de los años 70, pero su peso aumentó decisivamente al darse la baja de precios en los años 80.

Precio sobre la base del rendimiento neto. El rendimiento neto —referido a menudo, incluso en la literatura en español, por su término en inglés, *netback*—, es el valor de los refinados que pueden obtenerse, para un nivel determinado de tecnología en las refinerías de determinada zona, de un cierto tipo de crudo: cuánto vale lo que saldría de un barril de tal tipo de crudo de gasolina, más el valor de lo que se obtendría de combustible, etc.. El precio basado en este rendimiento es menor que él en una canti-

dad fija, y equivale al margen remanente para el refinador que compra el crudo, el cual queda así libre de los riesgos de las fluctuaciones del mercado. Su introducción masiva data de la guerra de precios de 1986, cuando fue usado principalmente por Arabia Saudita para ganar mercados sin depender para ello exclusivamente del precio del crudo que vendía.

Precio por fórmula. Precios establecidos en contratos de largo plazo pero no como cantidad fija, sino en términos de las variaciones de precio de otros crudos en los mercados libres. En estas fórmulas es común el empleo, como base, de crudos con un equivalente similar en rendimientos, aplicando un "castigo" en el precio si el contenido de azufre es mayor, o un "premio" por el mejor rendimiento en refinados, ligado a sus grados API. Se emplea en las exportaciones mexicanas desde 1986.

Precio a futuros. Ante las fluctuaciones de los precios, surge en los últimos años el mercado de crudo a futuros. Se compra una cantidad de crudo para ser entregado, por ejemplo, en tres meses. Ello permite que el comprador no necesite capacidad de almacenamiento durante ese tiempo, pero tenga asegurado el abasto al precio convenido en aquel momento; y que el vendedor, quien tal vez no tiene aún el crudo físicamente, le asegure comprador de antemano y al mismo precio convenido. Sin embargo, junto con el mercado *spot*, contribuye a la especulación, a que haya compra de crudo no para refinarlo sino para venderlo de nuevo; y dado que este fenómeno se ha hecho común, su efecto global es un encarecimiento para el comprador y/o una menor utilidad para el vendedor, pues de algún lado salen las ganancias de los especuladores o revendedores.

Otras nociones:

Crudo marcador, y diferencial. Se ha llamado crudo marcador, o de referencia, a aquél que sirve de base para determinar los precios de otros tipos de crudo. Entre uno y otros se establece el llamado diferencial, que tiene explícitamente dos elementos principales en su determinación: el mayor valor de los crudos más ligeros (con más grados API) por su mayor rendimiento en gasolinas, y el menor valor de los crudos con mayor contenido de impurezas, básicamente azufre. Hay otro elemento diferencial, el geográfico, pues el mismo tipo de crudo puede, el mismo día, costar más en los EE. UU. que en Europa y más todavía que en el Lejano Oriente. Pero en los años recientes no ha sido común usar como referencia el mismo tipo de crudo en diferentes regiones, sino que cada mercado regional tiene el suyo o los suyos.

La noción de crudo marcador debe ubicarse no sólo por región sino por época. Tipos de crudo que en otras épocas abundaban luego se agotaron, o fueron desplazados por otros. En el caso de la OPEP se ha llega-

do a una "canasta" de precios de diferentes crudos como referencia, y no a uno sólo como se usó hasta hace unos años: el Arabe Ligero. Este último, sin embargo, sigue siendo de utilidad para comparaciones históricas.

Equivalencias.

Aunque algunas equivalencias son universales, otras varían de una fuente a otra, dependen de la variedad de crudo de que se trate o incluso varían con el tiempo. Citamos como referencia algunas de las más relacionadas con el presente trabajo.

Una equivalencia que requiere una breve explicación es la de la tonelada métrica —usada por varios países para medir las cantidades de petróleo crudo en reservas, en producción, etc.,— con el barril, usado en otros países y en el mercado petrolero internacional. Como el barril mide volumen y la tonelada mide peso, la relación depende de la densidad o del peso específico del crudo de que se trate. Para una densidad promedio, es común aceptar la equivalencia de **1 tonelada = 7.33 barriles.**

Otras equivalencias son:

1 barril = 159 litros o 42 galones

1 metro cúbico de gas = 35.314 pies cúbicos de gas

EQUIVALENCIAS CALORIFICAS:

1 barril de crudo = 1530 megacalorías

1 barril de crudo = 5.8 millones de BTUs de calor

1 metro cúbico de gas natural = 10.8 megacalorías promedio

1 pie cúbico de gas natural = 1.02 miles de BTUs

1 barril de crudo = 5000 pies cúbicos de gas natural

1 barril de combustóleo = 6783 pies cúbicos de gas natural

2. ELEMENTOS DE TEORIA ECONOMICA

relacionados con las Leyes de Comportamiento del Mercado Petrolero Internacional

2.1. Oferta, demanda e inventarios

Un elemento de la economía bastante conocido es la relación entre la oferta y la demanda. Si hay exceso de oferta de un producto, su precio baja; si hay exceso de demanda, su precio baja. En un tiempo dado, la diferencia entre la oferta total de un producto y su demanda total equivale al cambio en sus existencias, o inventarios, o sea en la cantidad del mismo que se encuentra almacenada. Esto se aplica al petróleo lo mismo que a otra mercancía cualquiera. Sin embargo, es poco lo que avanzamos al decir lo anterior, pues ¿qué determina el volumen de la oferta? y ¿qué es lo que condiciona el nivel de la demanda? ¿hasta qué punto y bajo qué condiciones, por ejemplo, la existencia de grandes inventarios puede hacer que los precios bajen si al mismo tiempo la oferta disminuye de manera considerable y por un tiempo no muy corto?

Este elemento, el de los niveles de oferta y demanda, lo tomamos en cuenta; el del nivel de inventarios influirá sólo en movimientos de precios de corto plazo y no en las tendencias de mediano y largo plazos, porque esos inventarios se agotan en poco tiempo si la oferta es insuficiente o si la demanda crece, y pueden crecer rápido si la demanda se contrae o la oferta se reduce.

Los elementos que vamos a considerar a continuación contribuyen a explicar por qué y cómo se pueden producir estas variaciones en la oferta y la demanda, y por lo tanto en los precios.

2.2. Costo de producción, costo de reproducción, costo de operación

Un elemento de gran importancia para comprender cómo opera el mercado petrolero es el hecho, ya mencionado, de que el petróleo esté asociado con gas en los mantos. Eso minimiza los costos de **operación**, pues el mismo gas impulsa al crudo hacia afuera en cuanto se perfora un pozo, y las obras necesarias para su aprovechamiento son básicamente una inversión inicial. Luego, el petróleo y el gas asociado siguen saliendo a presión. Hecha la inversión inicial, el costo posterior es relativamente

bajo, y si el precio del crudo baja, puede suceder que pese a todo sea costeable seguirlo aprovechando porque cerrar el pozo no permite automáticamente recuperar la inversión inicial, y la venta del producto puede reportar más fondos que los necesarios para mantener en operación los pozos que ya están produciendo, aunque tal vez no los necesarios para que sea redituable abrir nuevos pozos, o nuevos campos.

Debemos considerar no un solo costo de producción de petróleo crudo para determinadas condiciones naturales y tecnológicas --las nuevas tecnologías pueden reducir costos-- para determinar, por ejemplo, a partir de qué precio de venta es costeable una explotación. Debemos considerar por lo menos dos costos, que podríamos llamar costo de producción y costo de reproducción (1).

Hay un costo de producción, ligado al proceso de conjunto que se requiere para extraer el petróleo. Se precisan desde los estudios de prospección y la exploración, la construcción de infraestructura para explotar y comercializar el producto, y también los gastos de operación y mantenimiento de las instalaciones.

Pero para una compañía que ya tiene en determinada zona la infraestructura y la exploración, y como quiera que el gasto realizado en ellas no se recuperaría si se deja de sacar petróleo, además de que es posible que esa inversión ya se haya amortizado al menos en buena parte, si no es que del todo, ya su costo es otro. Tampoco es en rigor el gasto de operación y mantenimiento nada más. No lo es porque los pozos y los campos van declinando en su productividad, el gas va perdiendo presión, etc. Pero basta con reponer, mediante trabajos limitados de exploración y explotación, esas pérdidas con unos pocos nuevos pozos productivos, para mantener constante la producción total. Este costo, necesario para que quien ya tiene un cierto nivel de producción lo mantenga, es el de reproducción.

Hay entonces un precio para los que ya tenían presencia en la industria y en las zonas y campos ya conocidos, y otro precio, claramente superior, para los intrusos que quieran colarse a gozar de los altos precios de venta que en un momento dado pueda haber. Esta existencia de dos costos en la producción petrolera, es fundamental para comprender cómo puede haber un grupo estable --sean las Siete Hermanas, la OPEP o la suma de esta organización más productores llamados independientes-- que controle el mercado durante largos períodos sin sufrir la competencia de nuevos productores. Mientras los precios estén dentro de la franja determinada por esos dos costos, la industria petrolera será rentable para

las empresas y regiones ya productoras, pero no para nuevas empresas o regiones.

Esta noción debe ser complementada con la de una enorme renta diferencial a favor de los productores de ciertas regiones del planeta, de la que hablaremos más adelante.

Un esquema de los tres niveles de costo, el de producción en su conjunto, el de reproducción y el de operación, se presenta en la **Figura 6.1.** En el período A, los precios están entre el costo de producción y el de reproducción, con lo que la explotación es costeable sólo para quien ya tiene infraestructura, producción en marcha, etc., y lo mismo vuelve a suceder en el período C. Durante el lapso B, el precio es mayor incluso que el costo de producción, con lo que es costeable la entrada de nuevos competidores. Durante D y nuevamente F, el precio es menor que el costo de reproducción, con lo cual ni siquiera la reinversión es rentable para los ya

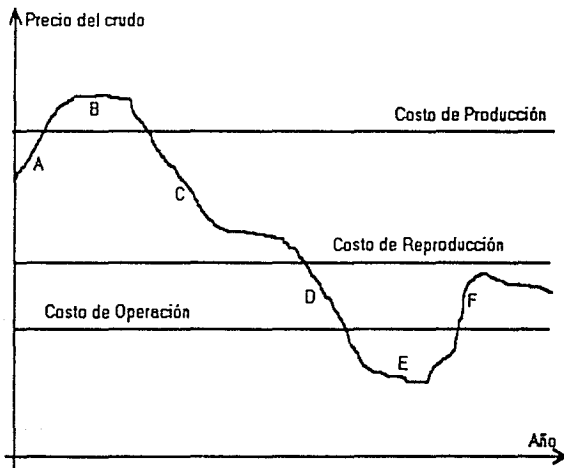


Figura 6.1. Costos de producción, de reproducción y de operación en la explotación petrolera.

establecidos, pero es mayor que el costo de operación, o sea que no se cerrarán pozos, pues sigue siendo rentable dejar que fluya el crudo impulsado por el gas. Finalmente, durante el tramo E, el precio es menor incluso que el costo de operación, lo cual hace que se cierren pozos.

Aunque se publican a menudo supuestos sobre el costo de producción en tal o cual zona petrolera, lo cierto es que ninguno de los datos publicados es oficial ni comprobable, porque quienes manejan la industria tienen interés en mantener en secreto ese dato. Pero la experiencia reciente muestra, por los resultados de las fluctuaciones de los precios, algunos casos extremos.

El petróleo del Golfo Pérsico debió estar en 1986 por abajo de los 6 dólares por barril. Pero en los Estados Unidos fueron cerrados numerosos pozos en ese mismo año. Eso quiere decir que en estos pozos ni siquiera el costo de operación podía ser pagado con la venta del crudo al precio de esos meses. Pero además el desarrollo de nuevos campos se ha detenido, en los propios EE. UU. y en el Mar del Norte, incluso durante el período en el que los precios han estado ya en niveles intermedios, de entre 16 y 20 dólares por barril en promedio. En ambos casos la producción disminuye al declinar campos y pozos sin que se abran otros nuevos.

Esto hace evidente que hay una enorme diferencia de costos entre unas y otras regiones, y por lo tanto una enorme renta diferencial a favor de las regiones con petróleo más abundante y barato, de las cuales el caso típico es el Golfo Pérsico. El papel que jugaron entre 1986 y 1990 Saudi Arabia y tras ella sus vecinos menores Kuwait y la Unión de Emiratos Arabes, sólo puede comprenderse considerando esta cuestión, que los convierte en portadores de un arma decisiva en las **guerras de precios** como las vividas en 1988, primera mitad de 1990 y sobre todo en 1986: bajos costos y alta capacidad productiva. Ese mismo elemento ayuda a explicar los sucesos en el Pérsico a partir de agosto de 1990.

También es necesario considerar estos elementos para comprender cómo las **Siete Hermanas**, cuando tenían el pleno control del petróleo del Golfo Pérsico, lo tenían también del mercado petrolero internacional.

Pasemos a la cuestión de la renta petrolera para completar este cuadro.

2.3. Renta del suelo y renta petrolera.

Ya en la teoría económica clásica --principalmente en David Ricardo y Carlos Marx (2)-- se suele identificar la creación de valor con el trabajo. Pero para la producción, y en general para la actividad económica, se requieren condiciones naturales además del trabajo humano mismo. Una de

esas condiciones es el suelo en el que la actividad se va a desarrollar, que como tal no requirió de ningún trabajo humano para existir.

Sin embargo, ese suelo tiene un precio. Rentado o comprado, en general cuesta en la sociedad mercantil moderna. Y por tanto contribuye al costo de lo que en él se produzca o haga, aunque no haya sido producto del trabajo humano. Ese pago por el uso del suelo para cualquier actividad económica normalmente se llama renta.

Cuando se trata de una actividad de transformación o de servicios, el suelo cumple sólo la función de un lugar donde se puede trabajar. Pero en las actividades primarias, el suelo incluye también recursos naturales a ser aprovechados, y por lo mismo su contribución al proceso económico, y a su costo, es mayor.

De ahí que en las actividades agropecuarias y extractivas sea importante el peso de la renta del suelo en la formación de los costos de producción y por lo tanto de los precios de venta. Estos, a su vez, se forman agregando al costo de producción una utilidad de la persona o empresa a cargo de la actividad económica en cuestión (se entiende que hablamos del costo de producción para esa persona o empresa).

Históricamente, la teoría económica se desarrolló paralelamente a la Revolución Industrial en Europa y en especial en Inglaterra. Ahí, el suelo, especialmente el utilizable para actividades primarias que era la mayor superficie, estaba en manos de la nobleza, de los descendientes de los antiguos señores feudales, cada vez con menos poder pero que conservaban sus latifundios. El capital para la producción, en este caso agrícola, ganadera y minera, pero también manufacturera, provenía de la creciente clase burguesa que, habiendo acumulado recursos económicos por medios tan diversos como el comercio, la usura, la manufactura e incluso la piratería ejercida con patente de corso de la Corona contra las naves españolas y portuguesas, invertía ahora esos recursos en la producción.

Por lo mismo era clara la distinción de la utilidad del empresario, por un lado, y la renta del noble o latifundista, por otro. Pero dado que hay una diferencia, incluso conceptual, importante, entre utilidad o ganancia y renta del suelo, se hizo la distinción incluso en aquellos casos en que todo el excedente económico se quedaba en las mismas manos, como fue el caso de terratenientes que en Francia, antes de la Revolución de ese país, invertían recursos para la producción en sus propias tierras.

En ninguna actividad económica un metro cuadrado de suelo es igual a cualquier otro. La sola ubicación del terreno introduce diferencias que pueden ser importantes. Y por lo mismo la renta del suelo puede variar, y varía, de un lugar a otro.

Pero si se trata de la explotación o aprovechamiento de recursos naturales, la diferencia es más amplia y variada, pues no se trata ya sólo de la ubicación, aunque este elemento subsista. En el caso de la agricultura, la calidad y fertilidad del suelo, la humedad o disponibilidad de agua para riego, etc., son elementos importantes. En la minería, varía enormemente de un lugar a otro el posible costo de extracción en términos del tipo de vetas o yacimientos. Sin embargo, en ambos casos el producto va a un mismo mercado. Y en ese mercado los precios tienden a nivelarse, pues aunque a uno esa mercancía le haya costado menos, puede conservar un mayor excedente porque el que tuvo mayor costo no le puede competir. Y si alguien tuvo un costo muy alto, digamos, superior al precio promedio al que se llegó en el mercado durante un tiempo suficientemente largo, su producción se hace incosteable y se suspende.

Dentro de la producción cuya costeabilidad sin embargo se mantiene, subsisten diferencias según las características del suelo. Y ello se traduce en que haya una renta, digamos, básica, llamada renta absoluta, que es la mínima que se paga por el uso del suelo necesario para producir determinada mercancía, pero también otras rentas mayores, mediante las cuales los dueños del mejor suelo cobran por cada metro cuadrado más productivo. El excedente sobre la renta absoluta se conoce como renta diferencial. Estas nociones tienen importancia para comprender la formación de los precios de los productos, especialmente en las actividades primarias.

Llegamos entonces a la renta petrolera. Aunque ya David Ricardo consideraba el caso especial de la renta de las minas, y al ser el petróleo un producto del subsuelo podría decirse que tiene un comportamiento económico similar, lo cierto es que esa sustancia, cuyo aprovechamiento se ha desarrollado fundamentalmente en el presente siglo, tiene demasiados rasgos propios como para que su renta pueda tratarse como caso especial de renta minera.

Para poner un ejemplo, los costos de producción del petróleo del Golfo Pérsico permitieron su venta, en algunos momentos de 1986, a 7 dólares por barril, sin que ello haya llevado a los países vendedores a cerrar pozos, como sí sucedió por ejemplo en los EE. UU.. Es más, en los últimos meses de 1985 y los primeros de 1986, Saudi Arabia duplicó el volumen de sus exportaciones. Sin embargo, a fines de 1980 el precio del mismo crudo llegaba incluso a los 40 dólares por barril en el mercado *spot*, y a 36 en los contratos de largo plazo. El costo de producción del petróleo del Golfo Pérsico en 1986, por lo mismo, no puede haber sido mayor que los 7 dólares por barril. Y ese mismo costo de producción en 1980 tuvo que ser aun menor, por el efecto de la inflación internacional en esos años, lo

cual implicaría mayores costos en 1986 que 6 años antes. De ahí se infiere la existencia de un enorme excedente económico cuando el precio era más alto, por ejemplo en 1989 cuando osciló alrededor del los 18-20 dólares por barril. En la formación del precio del crudo del Golfo Pérsico, entonces, los costos propiamente para la producción representan apenas una pequeña parte, y la renta asociada a la riqueza petrolera natural de esa zona es la que más contribuye a su precio en el mercado mundial.

Esto puede ayudar a explicar varios rasgos de la historia petrolera, como el precio bajo el sistema As Is establecido por las **Siete Hermanas**, por un lado, y por otro, el papel peculiar, del que hemos hablado ya desde otros ángulos, de la zona del Golfo Pérsico en el Mercado Petrolero Internacional.

2.4. El petróleo como materia prima y la relación precio-Inversión-producción.

Tanto para la producción de combustibles para obtener energía, como para la petroquímica, aunque su singularidad proviene del primer uso, el energético, el petróleo es una materia prima. Como tal, operan sobre el comportamiento de su mercado consideraciones y leyes comunes a las materias primas, aunque por supuesto no sólo éstas. En este caso tiene especial interés una relación, que podría considerarse cíclica, entre precios, inversión y niveles de producción, de las materias primas. Recordemos que habíamos encontrado ciclos en los niveles de producción petrolera cuando éstos son determinados directamente por el mercado.

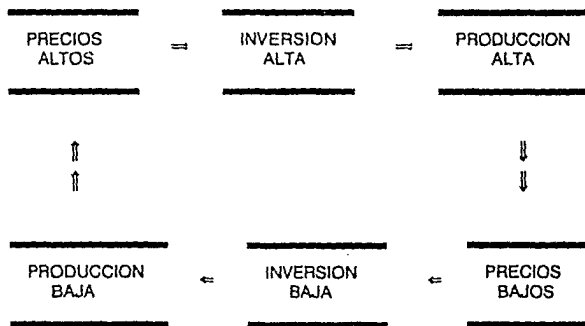
Cuando los precios de las materias primas son relativamente altos, representan un atractivo para la inversión. No lo son únicamente porque el que venda materias primas obtendrá mayores utilidades de las que obtendría si su precio fuera más bajo. Las industrias de transformación, en esas condiciones, al requerir de materias primas más caras, rinden menores utilidades que si el precio de las materias primas fuera menor. Esto alienta la inversión en las materias primas y las desalienta en otras áreas de la economía, pudiendo llegarse incluso a una "migración", valga el término, de capitales, de un sector al otro de la economía (3).

Esta nueva inversión, sin embargo, por un lado aumenta la producción y por lo mismo la oferta de esas materias primas. Y por otro, el que haya habido menos inversión donde se consumían esos insumos hace que no crezca tanto, o incluso decrezca, la producción en las industrias de transformación, lo cual reduce la demanda de materias primas o al menos contiene el aumento de dicha demanda.

Llega un momento —aunque sea al cabo de años dado que las inversiones se traducen en un aumento importante de la producción—, en que se ofrecen en el mercado materias primas en cantidad mayor que la demandada, y su precio empieza a bajar. Llega de día también en que los precios de las materias primas son ya muy bajos, se desalienta la inversión en ellas y, por el contrario, se alienta la inversión en industrias de transformación que, al requerir de insumos más baratos, dan mayores utilidades.

Este cambio en la distribución de las inversiones se traducirá, al cabo de un tiempo, en **menos oferta y mayor demanda** de materias primas, en virtud de las mismas consideraciones pero ahora con resultado opuesto: un nuevo aumento de los precios de las materias primas, lo cual completa el ciclo y prepara las condiciones para otro más.

Gráficamente podemos resumir el ciclo así:



Esta forma de comportamiento del mercado operaba de manera más "pura" en la economía de libre competencia del siglo pasado, por ejemplo. Diversas formas de monopolio o de acuerdos internacionales impiden hoy que sea el factor tan determinante que fue. Pero en el fondo las causas siguen actuando, y sigue presente, aunque sobrepuesto con otros, un factor derivado de estos ciclos en la formación de los precios de las materias primas y en especial del petróleo. Y como el ciclo también se relaciona con el ritmo de actividad económica de las industrias que las consumen, y en el caso del mercado petrolero internacional de los países importadores, en la observación y estudio de este nivel de actividad econó-

mica tendremos otro elemento para la previsión de la demanda y en consecuencia de los precios del petróleo en ese mercado.

2.5. Concertación y competencia.

Otro elemento importante es la acción combinada del mercado y la competencia en su seno, y de entidades que se ponen de acuerdo para influir en precios y producción. Antes se trataba, por ejemplo, de las **Siete Hermanas**, las grandes compañías petroleras que controlaban el mercado. Luego, de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Más adelante, de la propia OPEP junto con países exportadores que no pertenecen a ella. En cada momento, están presentes estos rasgos monopólicos o de cooperación entre los productores, y a la vez las leyes del mercado y la competencia entre los mismos. Pero en el análisis histórico deberemos considerar la forma como eso se expresa en cada época, pues de ello pueden derivarse períodos de relativa estabilidad de precios por un buen número de años, y otros con importantes fluctuaciones en los precios, cuyo análisis, comprensión y en un momento dado previsión pueden ser muy importantes. Es más, esto puede determinar la forma de comportamiento de los precios en toda una época.

2.6. Fluctuaciones de los precios con los meses del año.

Finalmente y sin ser un elemento significativo en los largos plazos, algunas fluctuaciones de mediano plazo, podríamos decir mensuales, se relacionan con la época del año. Lo más conocido es el hecho de que en el invierno del hemisferio norte aumenta el consumo de los energéticos para la calefacción en los principales países consumidores e importadores; y que un invierno más crudo trae consigo mayor demanda de energía. Además de ello, en esa época ocurren más accidentes en algunas regiones, y se puede entorpecer la producción en otras.

Otro momento en que suele aumentar la demanda de energéticos es en la inmediatamente anterior a las vacaciones en los principales países consumidores, o sea julio y agosto, cuando sube la demanda de gasolinas. Además, precisamente entre mayo y junio entran en su período anual de mantenimiento las principales plataformas del Mar del Norte.

De ahí que se hable a veces de un comportamiento "estacional" de los precios del crudo; nosotros, cuando lo consideremos, lo haremos en referencia a períodos mensuales.

Con esto, concluimos lo relativo a los principales aspectos que concurren para poder explicar el comportamiento del Mercado Petrolero

Internacional. Sobre esta base, vamos a volver a integrar el cuadro y al análisis del fenómeno en su conjunto.

NOTAS

- (1) Aunque son muchos los trabajos al respecto, los principales desarrollos de la teoría económica clásica sobre la renta del suelo están en los "Principios de Economía Política e Impuestos" de David Ricardo, Capítulo II, y "El Capital, Crítica de la Economía Política", de Carlos Marx, Libro Tercero, Sección Sexta.
- (2) Estas nociones están resumidas y expuestas en el libro "La Renta Patronal", de Jean Pierre Angelier, Cap.I.
- (3) Hay un desarrollo sobre este efecto de los precios de las materias primas sobre la tasa de ganancia en las industrias que las consumen, en "El Capital, Crítica de la Economía Política", de Carlos Marx, Libro Tercero, Capítulo VI, Inciso 1.

3. GEOLOGIA, GEOFISICA Y PETROFISICA DE LAS RESERVAS PETROLERAS

3.1. Geología de los hidrocarburos.

Los hidrocarburos se originan en materia orgánica, que después de una cierta descomposición por microorganismos, es transformada mediante calor en, precisamente, los hidrocarburos que conforman el petróleo, sean sólidos, líquidos o gaseosos.

La temperatura necesaria para esta transformación varía según la época en la que se formaron los depósitos de materia orgánica. Si se trata de roca del período terciario (de hace 2.8 a 65 millones de años), se requieren unos 130 grados centígrados. Las rocas más antiguas que tienen impregnada materia orgánica (del período Cámbrico, de hace 509 a 575 millones de años) basta con 65 grados. Sin embargo, si ha demasiado calor la roca se "quema" y los hidrocarburos se reducen a carbón. Es común también que en yacimientos carboníferos --incluso los del período de ese mismo nombre-- contengan aún hidrocarburos, pero sólo en forma de gas, como sucede en la parte sur del Mar del Norte.

En el caso del petróleo, su origen orgánico hace que no podamos esperar encontrar reservas importantes del mismo más allá de las capas geológicas correspondientes a períodos histórico-geológicos en los que abundaba la materia orgánica, en que la masa total de seres vivos ya representaba montos importantes. Suponiendo, en un caso extremo, que incluso los trilobites pudieran haber dado lugar a petróleo, su masa daría lugar a cantidades mínimas que, en las enormes profundidades que en la mayoría de los lugares corresponden a las capas geológicas del período en que vivieron, el cámbrico --hace unos 500 millones de años--, carece de significado práctico para nuestra sociedad en términos de una eventual extracción petrolera.

Actualmente las perforaciones llegan en varios de los mejores yacimientos, hasta la era mesozoica, que se inició hace unos 240 millones de años. Fue la era de los grandes reptiles, incluidos los dinosaurios, y de pequeños y grandes vegetales que abundaban. Más allá de esa era, sólo se puede contar con volúmenes considerables de petróleo en el último

período de la era paleozoica, el pérmico, y algo del inmediato anterior, el carbonífero: desde hace unos 300 millones de años, y con resultados decrecientes a medida que las profundidades aumentan, dado que el volumen de materia viva era menor en periodos anteriores. Y no sólo se trata del volumen total, sino de concentraciones de materia viva, que con mayor facilidad puede dar lugar a yacimientos petrolíferos importantes, que si son seres vivos pequeños y más dispersos. De hecho, puede por lo mismo esperarse que los principales yacimientos petrolíferos, entre los descubiertos y los que se puedan descubrir, provengan de la era mesozoica.

En cualquier caso, y dada una región o país, y teóricamente hablando también para el mundo, existe una cantidad fija de petróleo en un momento dado, y a medida que se extrae, queda una cantidad menor que no puede ser repuesta. Si por sobreestimación o subestimación se cometen errores al querer determinar esa cantidad fija total, la corrección de esos errores daría lugar a la modificación, en un sentido o en otro, de la estimación de la cantidad fija de que hablamos, pero no a que esta cantidad aumente en realidad. En este sentido el petróleo es un **recurso no renovable**.

Esto es aún más claro si consideramos el factor temperatura. La presión de los sedimentos superiores eleva la temperatura y ello, hasta cierto grado, permite la formación de hidrocarburos. Pero como si la temperatura se eleva demasiado o actúa durante demasiado tiempo, los hidrocarburos se descomponen y se forman, primero carbón y gas, y luego sólo carbón. Hay una gran diferencia entre extraer hidrocarburos de grandes profundidades --cuando el mismo gas impulsa, con su presión, su propia salida junto con la del aceite-- y la eventual extracción de carbón, al cual hay que levantar con energía que "nosotros ponemos". A cierta profundidad, requerimos más energía para el sólo acto de levantar una tonelada de carbón, para no hablar de la necesaria para la perforación, hasta la superficie, que el propio contenido energético de esa misma tonelada de carbón.

Aunque hemos vivido momentos en los que se descubren nuevas técnicas de perforación que permiten alcanzar profundidades a las que antes no se podía llegar, y eso de una idea de renovabilidad, lo cierto es que ya se han recorrido las profundidades correspondientes a la mayoría de los periodos geológicos en los que es posible, por la existencia de vida en grandes volúmenes y por las condiciones térmicas de las que hablamos, la formación de hidrocarburos que hasta la fecha se mantengan como tales. La no renovabilidad del petróleo es un elemento fundamental para la

estimación o el cálculo de las reservas del mismo, de lo cual nos ocuparemos más adelante.

La zona en la que el petróleo se genera en la forma antes descrita se llama "cocina", y normalmente se forma de rocas sedimentarias impregnadas, en la primera etapa, de material orgánico (rocas pre-maduras), de hidrocarburos (rocas maduras) y, si "se pasa" la temperatura, carbón (rocas post-maduras).

De esa "cocina", el petróleo "emigra" a través de porosidades o grietas en las rocas. Algo de esto comentamos de manera muy breve en el Capítulo 1. En ausencia de petróleo, normalmente esos huecos son ocupados por agua salada. Como el petróleo es más ligero que el agua, su migración tiende a ser hacia arriba o en todo caso hacia un lado a la misma profundidad. Para que se forme un depósito de petróleo, se requiere de una roca impermeable con forma, digamos, de cazuela invertida, como se muestra en la Figura 1. Esa roca-depósito evita la fuga del petróleo. Si hay aceite y gas, este último quedará, por supuesto arriba, o sea en el "fondo" de la cazuela invertida. Al hacerse la perforación para extraer los hidrocarburos, se buscará que el tubo de salida quede dentro del aceite para que éste sea impulsado hacia afuera por el gas.

En algunos casos, la "trampa" requerida para que el petróleo no escape se forma mediante el deslizamiento de estratos en una falla geológica y no tendrá propiamente la forma de cazuela. Sea cual sea la forma, sólo habrá depósitos de petróleo si se reunieron los mencionados requisitos: la "cocina", condiciones para la migración y un depósito formado por una roca porosa o agrietada que pueda contener impregnado el petróleo, y por un "sello" superior que impida que éste se fugue. Todo esto es muy importante para saber dónde hay petróleo y dónde no.

La perforación es muy costosa. Para perforar sólo donde haya la mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, se hace una especie de mapa subterráneo. Los métodos para medir o deducir la estructura del subsuelo, y por tanto para saber dónde se reúnen las condiciones de que hablamos para que haya depósitos de hidrocarburos, son principalmente métodos geofísicos.

3.2. Medios geofísicos para la localización de hidrocarburos.

Aunque se suele emplear la fotografía desde satélites artificiales para tener una idea de las fallas geológicas u otros rasgos del terreno, en muchos casos la estructura profunda de la tierra no se parece a lo que se ve en la superficie. Los métodos geofísicos que ayudan a conocer esa estructura profunda son, en primer lugar por la amplitud de su empleo, el sísmico

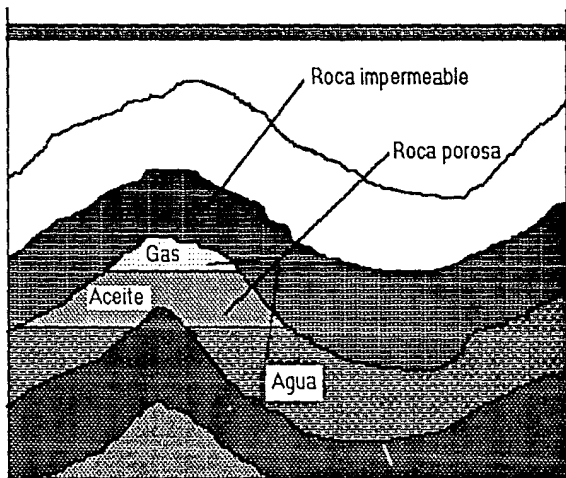


Figura 3.1.- Una "cocina" petrolera con hidrocarburos formados y acumulados.

(con ondas sonoras); el gravimétrico, el magnético y el eléctrico.

El método sísmico implica generar sobre la superficie de la tierra ondas sonoras, y medirlas desde diferentes puntos luego de que han viajado por el subsuelo. Aunque hay diferencias entre unos y otros métodos, y entre los empleados en tierra y en el agua --en este caso para determinar la estructura del fondo marino o lacustre--, todos se basan en la detección de las reflexiones de las ondas sonoras al pasar de roca de una densidad a roca de densidad diferente, de modo similar a la luz cuando se refleja al pasar de un medio a otro con la suficiente inclinación.

A partir de las mediciones de las ondas, se reconstruye, con ayuda de una computadora, el escenario subterráneo que dio lugar a ese patrón de ondas reflejadas, y ello permite hacer "mapas" bastante precisos del subsuelo. Con ello y la historia geológica de la región se puede determinar en qué lugares precisos es posible la existencia de yacimientos petroleros.

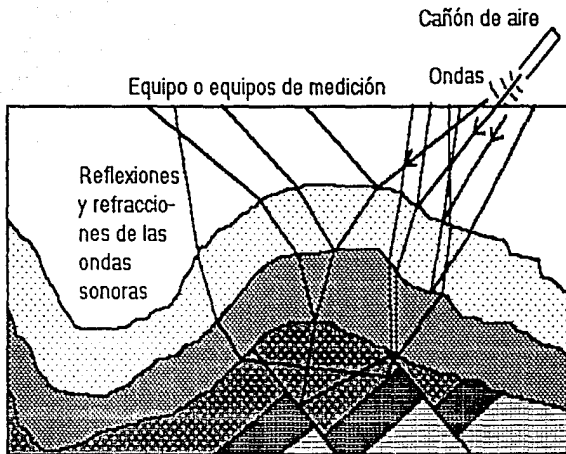


Figura 3.2.- Exploración sísmica: el cañón de aire genera ondas que, reflejadas, son luego registradas.

Generalmente se programa la computadora para que dibuje también una "escala" de profundidades, con lo que el mapa queda más completo.

El método **gravimétrico** consiste en medir la fuerza de la gravedad en diversos puntos de la zona en exploración, con instrumentos muy sensibles llamado gravímetros. En algunos casos es posible instalar estos instrumentos en helicópteros, con lo que se acelera mucho el trabajo. Cuando hay una formación geológica más densa en el subsuelo y ésta, al recorrer el terreno, se "acerca" a la superficie, eso se traduce en pequeños aumentos en el campo gravitatorio y en las mediciones del gravímetro. Generalmente se usa como paso previo al método sísmico, pues permite detectar grandes estructuras geológicas en poco tiempo y con relativamente poca inversión.

Otro método que cuando se usa es como paso previo al método sísmico, es el **magnético**, que se apoya en principios similares al gravimé-

trico pero aplicados al campo magnético de la tierra. Se usan magnetómetros muy sensibles, sea para medir desde tierra, mar o aire. Aquí lo que se detecta no es, como en el caso anterior, la mayor densidad de las rocas, sino sus diferentes propiedades magnéticas. Por ejemplo, estas propiedades son muy distintas en las lavas del fondo marino que en las rocas calizas del mismo lecho del mar y las primeras tienen mayor susceptibilidad magnética que éstas.

Los métodos eléctricos se basan en las diferencias en la resistencia al paso de corrientes eléctricas en diferentes tipos de roca. Son empleados en una fase posterior a los otros métodos, ya durante la perforación exploratoria. Permiten, por ejemplo, mediante la medición de la resistividad de las rocas a medida que se les perfora, calcular su contenido de fluidos.

Estos elementos se conjugan para ir comprendiendo la naturaleza de las reservas petroleras, y por tanto prever su comportamiento futuro, el cual incide en las características del mercado y en los precios en particular.

3.3. Petrofísica del petróleo.

Para conocer la naturaleza de las rocas a medida que se va perforando, se usan actualmente varias técnicas que confluyen en un registro o bitácora de la perforación. La mayoría de las técnicas son efectivas sólo, o principalmente, cuando el hoyo no está aún revestido, por lo que las lecturas se toman antes del revestimiento del pozo. Sus resultados se combinan con el análisis de los núcleos extraídos en la perforación.

No se trata sólo de determinar la posible presencia de hidrocarburos, también si la roca puede o no servir de depósito. Se miden propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas de las rocas, y las lecturas permiten calcular o prever el tipo de roca, su porosidad y su contenido de fluidos.

Los esquistos se componen de minerales de grano muy fino y son por lo mismo impermeables. Forman la más abundante categoría de rocas que no pueden servir como depósito, aunque otras categorías tengan también esa característica.

Los esquistos pueden ser identificados con un registro de rayos Gama, que mide la emisión natural de esa radiación por las rocas; los esquistos tienen generalmente un nivel mucho mayor de este tipo de radiación que otros tipos de roca.

La medición de los cambios en el potencial eléctrico también es útil para determinar tipos de roca, pues las formaciones permeables, que como dijimos suelen contener agua salada, tienen mayor conductividad eléctrica.

Otro tipo de medición se basa en la emisión de neutrones rápidos por una fuente. Los neutrones pierden parte de su energía en las colisiones con núcleos presentes en la roca, y cuando ya son neutrones lentos son absorbidos por núcleos atómicos los cuales emiten rayos Gama. Un detector, montado a poca distancia arriba de la fuente, mide esas señales. Su mayor intensidad indicará principalmente mayor cantidad de hidrógeno y por tanto de agua o hidrocarburos. En formaciones libres de barro, esta correlación es casi directa.

También se usa la emisión de rayos Gama por una fuente, y el detector en este caso mide la radiación de este tipo reflejada por las rocas. La señal medida en este caso indica o refleja la densidad de las rocas, de la cual se puede deducir su porosidad.

También se usan registros acústicos, en los que se mide el tiempo que tarda un pulso de sonido en llegar de un punto a otro. La velocidad es mayor cuando la roca es plenamente sólida que si está impregnada con líquidos. Como aquí interesa el dato para una capa de determinada profundidad, se suele medir el tiempo de llegada del sonido de una perforación a otra a profundidad similar.

Una vez determinada la porosidad y el contenido de líquidos, es preciso distinguir si éstos son hidrocarburos o agua salada. Ello se logra principalmente midiendo la resistividad eléctrica, o lo que es equivalente, la conductividad como recíproco de la anterior. El agua salada es, como se sabe, de alta conductividad, mientras que los hidrocarburos no conducen la electricidad sino que le presentan alta resistencia.

Otra forma de hacer esta distinción consiste en identificar el cloro, presente en forma de cloruro de sodio en el agua salada, irradiándolo con neutrones y detectando las emisiones Gama y su tasa de decaimiento. El cloro influye de modo muy importante en el área de sección transversal de la roca que lo contiene, en cuanto a la captura de los neutrones térmicos. En este caso, además, las diferencias entre el área de sección transversal para la captura de estas partículas entre aceite y gas permite distinguir entre sí las partes de un depósito que contienen uno u otro tipo de hidrocarburos.

El uso combinado de estas técnicas de análisis físico de las rocas, y la transmisión de las lecturas a sistemas computarizados, permiten un conocimiento del terreno a medida que avanza la perforación, y ésta puede ubicar y, en un momento dado, extraer, los hidrocarburos en forma más eficiente.

Estos datos, al mismo tiempo, pueden alimentar a la fase "previa" de exploración sísmica con información más detallada, que permite "calibrar"

los programas que elaboran el "mapa" subterráneo de la zona en exploración con los datos de los puntos en los que ya existen perforaciones, lo cual obviamente mejora la precisión de ese mapa para el resto de la zona.

3.4. El concepto de renovabilidad.

Aunque hay una renta del suelo si éste tiene un uso agrícola, minero o petrolero, hay una diferencia importante en cuanto a la renovabilidad del recurso. Aparentemente con la agricultura no hay renovabilidad plena, pues se van agotando los minerales del suelo; pero esto se subsana con fertilizantes. Aparentemente también, con los minerales hay cierta renovabilidad, pues, por ejemplo, las técnicas de descapote y explotación a cielo abierto hicieron rentable y viable la explotación de minerales de baja ley, que bajo los conceptos de mina subterránea no serían recuperables. En el caso del petróleo, la tecnología ha permitido en varias ocasiones llegar a profundidades antes inalcanzables, y descubrir yacimientos de dimensiones antes desconocidas. Pero nada de ello hace que se renueven los recursos minerales ni en especial el petróleo. Sólo se puede extraer más de lo que ya había.

Es más, en el caso del petróleo, su origen orgánico y el proceso de su formación, de los que ya hemos hablado ampliamente, hace que no debamos esperar encontrar reservas importantes del mismo más allá de las capas geológicas correspondientes a períodos histórico-geológicos en los que abundaba la materia orgánica, en que la masa total de seres vivos ya representaba volúmenes importantes. Y, como dijimos, las temperaturas demasiado elevadas durante mucho tiempo hacen que ya no se encuentren hidrocarburos sino sólo carbón.

Hablamos ya de los yacimientos, por ejemplo, de la era mesozoica. Y esta no sólo fue la era de los grandes reptiles, y de pequeños y grandes vegetales en abundancia, sino también de microorganismos en gran cantidad, que estaban en la base de la cadena alimentaria que permitió la existencia de los seres vivos de mayor tamaño. Según algunas teorías los microorganismos del pasado son la principal fuente de los actuales hidrocarburos.

Insistimos en que más allá de cierto nivel no puede haber más petróleo, y en ciertos rangos aunque lo haya puede no ser económicamente explotable y, en un sentido muy riguroso, el petróleo es un **recurso no renovable**. La reiteración se debe a que en diferentes momentos en que parecía que ya no había mucho petróleo disponible, el desarrollo de nuevas técnicas que permitían perforar a mayores profundidades y se abrieron a la explotación yacimientos mucho mayores que los antes conocidos. Esto

tiene sus límites, y bajo cada región del mundo hay un volumen fijo de petróleo. Ciertamente que las **reservas probadas** explotables a determinado precio del crudo en el mercado pueden aumentar al probarse nuevas reservas, al aumentar el precio del crudo o al desarrollarse nuevas técnicas. Pero las **reservas totales** son las que allí existen y cada barril extraído es un barril menos en estas últimas. Otra cosa es la mayor o menor dificultad de **conocer** el número de barriles existente bajo una u otra región; pero de eso hablaremos a continuación.

3.5. Previsión de las reservas explotables.

Se han hecho diferentes cálculos de las reservas que quedan en una región o país, y desarrollos de una teoría general de los mismos (1) (2). El tema es muy amplio, y sólo transcribimos aquí algunos resultados de investigaciones realizadas.

Observando el comportamiento de las reservas de minerales cuya explotación ya lleva bastante tiempo, siglos incluso, se ha llegado a la conclusión de que las reservas tienen un período de crecimiento, luego se estabilizan y finalmente decrecen hasta minimizarse o desaparecer.

M. King Hubbert, ya para el petróleo aunque basándose también en experiencias de otros minerales, llega a la conclusión de que la reducción de las cantidades de petróleo y gas originalmente presentes en una región dada, a medida que se les extrae o explota, es un proceso irreversible caracterizado por un ciclo definido de eventos, y deduce esta fórmula:

$$Q = \frac{Q_{\infty}}{1 + N_0 e^{-at}} \quad (1)$$

que en estadística se conoce como ecuación logística, donde

$$N_0 = \frac{Q_{\infty} - Q_0}{Q_0} \quad (2)$$

y donde:

Q = cantidad acumulada de crudo extraído, o producción acumulada.

Q_0 = cantidad ya extraída al principio del período a considerar.

Q_{∞} = cantidad total teóricamente recuperable, igual al total de reservas.

a = una constante, llamada de declinación o de decaimiento.

t = tiempo transcurrido desde el principio del período hasta el momento en que ya se extrajo la cantidad Q (normalmente, en años).

FIGURA 3.3.

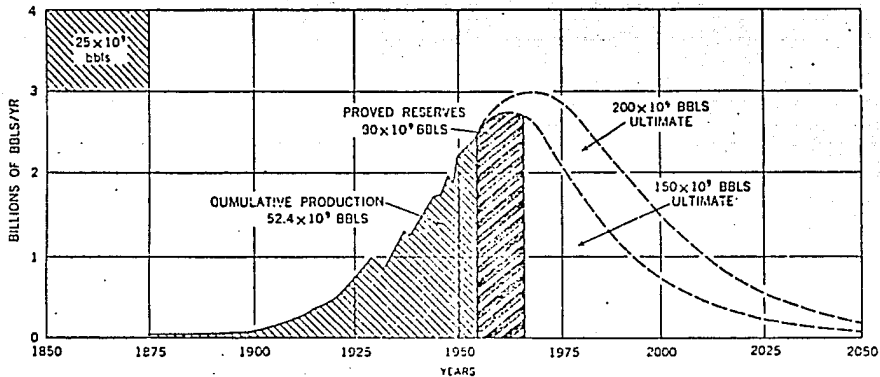
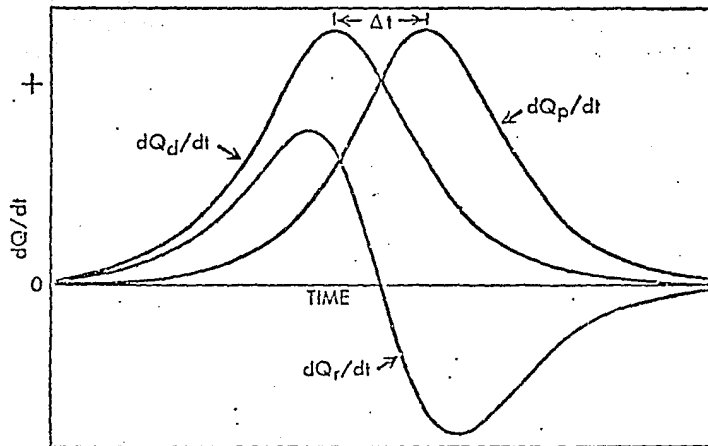


Figura de Hubbert, de 1956, con sus primeras estimaciones de dos posibles ciclos completos de la producción de petróleo crudo de la llamada parte continental de los EE. UU. ("Primeros 48 estados"), sobre la base de recuperaciones totales de 150 mil y de 200 mil millones de barriles.

FIGURA 3.4.



Tasas de producción (Q_p) y de reservas probadas descubiertas en cada año (Q_d), y del incremento del total de reservas probadas (Q_r) durante un ciclo completo de producción (Hubbert, 1962).

Hubbert determina las constantes de la fórmula para el territorio continental de los EE. UU. (excluyendo Alaska e islas) a partir del comportamiento histórico de las reservas y cálculos complementarios, y llega, en 1962, a calcular valores de 173 mil millones de barriles de crudo para Q_0 y a 0.0750 para "a" con el tiempo medido en años. El punto más alto de reservas comprobadas en un año se alcanza cuando se llega a la mitad de las totales recuperables. Al hacer este autor los primeros cálculos, en 1956, se habían extraído 52.4 miles de millones y existían reservas probadas de 30 mil millones más, suficientes entonces para producir hasta 1972 al ritmo vigente (o sea, 17 años desde el último dato conocido entonces, de 1955). Para este año, entonces, se habrían extraído en total unos 82 mil millones de barriles --47 por ciento de los 173 mil millones--, y la mitad se alcanzaría alrededor de 1974, luego de lo cual se iniciaría la declinación. Reproducimos dos gráficas del citado autor, que ilustran sus tesis.

En la segunda, en la **Figura 3.4.**, se muestran la curva de producción y la de descubrimiento de reservas probadas, desfasadas entre sí un tiempo Δt , que luego el mismo autor calcularía, para el mismo escenario, en 10.4 años.

En realidad, se alcanzó el máximo un poco antes, en 1970, porque los bajos precios hicieron que la producción bajara desde 1971 y, cuando se recuperó al establecerse estímulos del gobierno, al entrar la producción de Alaska y al subir nuevamente los precios, no llegó a rebasar el nivel de 1970. La declinación, que se reanuda claramente en 1986, se vio entonces retrasada, pero tiende a consolidarse pues hoy en ese país hay sólo 9 años de reservas probadas, frente a los 17 que había en 1955. Para 1989, la producción de crudo de ese país había bajado casi 15 por ciento frente al nivel de 1985.

Hasta 1989, la extracción acumulada es ya de 154 mil millones de barriles. Eso deja un remanente de poco menos de 20 mil millones en la parte continental de los EE. UU., y aunque hay una cantidad apenas un poco menor que esa en la Pendiente Norte de Alaska, su extracción está limitada por el costo del oleoducto y del transporte, y por la capacidad de aquél. En la tabla y gráfica sobre Producción y Reservas de Crudo de los EE. UU. que aquí incluimos, se pueden ver estos datos en detalle. En la gráfica, **Figura 3.3.**, que incluye las cantidades acumuladas, se ve que la línea que se desprendería de los supuestos de Hubbert aplicados a los datos actuales --la de 191 mil millones de barriles de crudo-- está ya cerca de la suma de lo ya extraído más las reservas probadas; quedarían unos 4 años más de la producción actual, de reservas por probar, según esos supuestos.

Haciendo, con datos hasta 1989, una optimización hacia el mínimo de la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de las desviaciones entre la ecuación logística y la realidad, sobre todo si consideramos que las previsiones de Hubbert excluían expresamente Alaska, es poco lo que este método corrige a las constantes determinadas por él: resultan 184 miles de millones de barriles de existencias totales en los EE. UU. continentales desde que se inició su extracción hasta que se termine (Q_m), en vez de 173; y el factor de decaimiento (a) es de .0664 en vez de .0750 que él había calculado. La tabla deducida y la gráfica que de ella derivamos son las que siguen de las recién mencionadas.

EE. UU.: PRODUCCION Y RESERVAS DE CRUDO

DEL AÑO	PRODUCCION		RESERVAS (MMBBL)		EXTRAIDO MAS RESERVAS PROBADAS	AÑOS DE RESERVAS PROBADAS
	DEL AÑO	ACUMULADA	PROBADAS EN EL AÑO	TOTALES		
	MMBBL		EN EL AÑO	(A) 31 DE DICIEMBRE)		
	Hasta 1955.	52.40				
1956	2.62	55.02				
1957	2.62	57.63				
1958	2.45	60.06				
1959	2.58	62.66				
1960	2.58	65.23		31.61	96.85	12
1961	2.62	67.86	2.77	31.76	99.61	12
1962	2.68	70.53	2.31	31.39	101.92	11
1963	2.75	73.28	2.33	30.97	104.25	11
1964	2.79	76.07	2.81	30.99	107.06	11
1965	2.85	78.92	3.21	31.35	110.27	11
1966	3.03	81.95	3.13	31.45	113.40	10
1967	3.22	85.16	3.14	31.38	116.54	9
1968	3.33	88.49	4.09	32.14	120.63	9
1969	3.37	91.87	0.87	29.63	121.50	8
1970	3.52	95.38	12.99	39.10	134.48	11
1971	3.49	98.87	2.69	38.30	137.17	10
1972	3.47	102.34	4.27	39.10	141.44	11
1973	3.35	105.69	0.85	36.60	142.29	10
1974	3.23	108.92	2.63	36.00	144.92	11
1975	3.06	111.97	-0.54	32.41	144.38	10
1976	2.97	114.94	1.86	31.30	146.24	10
1977	3.01	117.95	1.21	29.50	147.45	9
1978	3.16	121.11	2.16	28.50	149.61	9
1979	3.16	124.27	1.16	26.50	150.77	8
1980	3.14	127.41	3.04	26.40	153.81	8
1981	3.13	130.54	6.52	29.79	160.33	9
1982	3.16	133.70	3.16	29.79	163.48	9
1983	3.16	136.86	0.68	27.30	164.16	8
1984	3.20	140.07	3.20	27.30	167.37	8
1985	3.26	143.32	2.96	27.00	170.32	8
1986	3.21	146.53	0.77	24.56	171.09	7
1987	3.02	149.55	3.73	25.27	174.82	8
1988	2.99	152.54	4.22	26.50	179.04	8
1989	2.79	155.33	2.15	25.86	181.19	9
89-85, %	-14.25		TOTAL ESTIMADO		191.00	
			AÑOS ADICIONALES			4
			CON PRODUCC. ACTUAL, TOTAL ABSOLUTO (AÑOS)			13

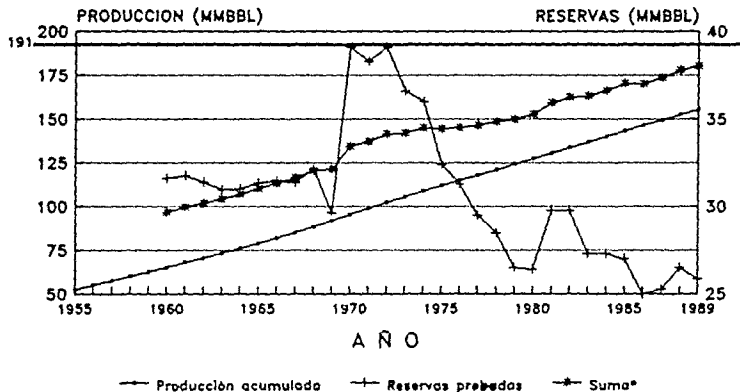
(Supuestos de Hubbert con datos actualizados, no incluye reservas de Alaska adicionales a las ya probadas, estimadas en 3-9 años más).

FUENTE: Oil and Gas Journal, parte directamente y parte citada por Pemex.

FIGURA 3.5.

EE. UU. - CRUDO

Reservas y Producción, acumuladas



*Lo ya extralado más reservas probadas

PRODUCCION DE CRUDO EN EE. UU. Y ECUACION LOGISTICA

Constantes calculadas por mínima desviación RMS

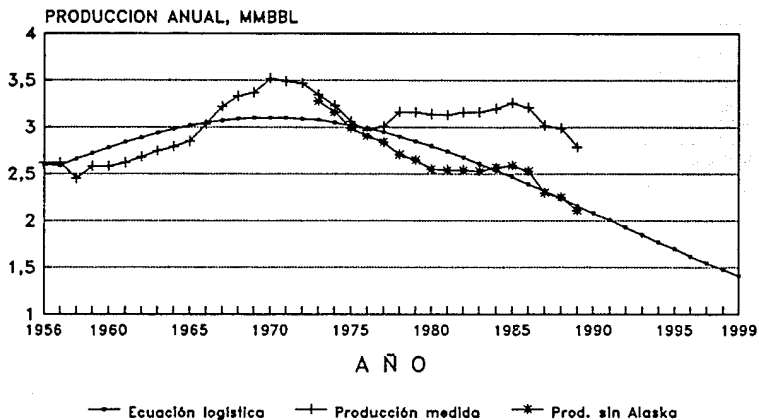
$Q = Q_0 / (1 + N_0 e^{-t})$ donde:

$Q_0 = 184$ MMBBL $Q_1 = 52.4$ MMBBL, para 1955

$N_0 = (Q_0 - Q_1) / Q_1 = 2.51$ $a = 0.0664$ con t en años

AÑO	1	Q (MMBBL)	#Q	#Q medida	Desviación	
1956	1	54.82	2.60	2.62	0.00	
1957	2	57.52	2.59	2.62	0.00	
1958	3	60.17	2.66	2.45	0.04	
1959	4	62.89	2.72	2.58	0.02	
1960	5	65.67	2.78	2.58	0.04	
1961	6	68.50	2.83	2.62	0.04	
1962	7	71.38	2.88	2.68	0.04	
1963	8	74.30	2.92	2.75	0.03	
1964	9	77.26	2.96	2.79	0.03	
1965	10	80.25	2.99	2.85	0.02	
1966	11	83.27	3.02	3.03	0.06	
1967	12	86.30	3.04	3.22	0.03	
1968	13	89.35	3.05	3.33	0.08	
1969	14	92.42	3.05	3.37	0.10	
1970	15	95.45	3.05	3.52	0.22	
1971	16	98.50	3.05	3.49	0.20	
1972	17	101.53	3.03	3.47	0.19	
1973	18	104.54	3.01	3.35	0.12	
1974	19	107.52	2.98	3.23	0.06	MENOS ALASKA
1975	20	110.47	2.95	3.06	0.01	(Promedio)
1976	21	113.38	2.91	2.97	0.00	desviación
1977	22	116.25	2.87	3.01	0.02	2.73 0.02
1978	23	119.07	2.82	3.16	0.12	2.47 0.12
1979	24	121.82	2.76	3.16	0.16	2.47 0.09
1980	25	124.53	2.70	3.14	0.19	2.45 0.07
1981	26	127.17	2.64	3.13	0.24	2.44 0.04
1982	27	129.75	2.57	3.16	0.34	2.47 0.81
1983	28	132.25	2.51	3.16	0.43	2.47 0.08
1984	29	134.69	2.43	3.20	0.59	2.51 0.01
1985	30	137.05	2.36	3.26	0.81	2.57 0.04
1986	31	139.33	2.28	3.21	0.86	2.52 0.05
1987	32	141.54	2.21	3.02	0.66	2.33 0.01
1988	33	143.67	2.13	2.99	0.74	2.30 0.03
1989	34	145.72	2.05	2.79	0.54	2.18 0.00
1990	35	147.69	1.97			
1991	36	149.59	1.90			
1992	37	151.41	1.82			
1993	38	153.15	1.74			
1994	39	154.82	1.67			
1995	40	156.41	1.59			
1996	41	157.93	1.52			
1997	42	159.38	1.45			
1998	43	160.77	1.38			
1999	44	162.08	1.31			
PROMEDIO:		49.84	2.75	3.03	0.2052	0.052
RAZ DEL PROMEDIO DE DESVIACIONES AL CUADRADO					0.4530	0.228
ESTA RAZ, COMO PORCENTAJE DEL PRECIO PROMEDIO					14.96	7.54
ESTE MISMO DATO, PARA LAS CIFRAS DE HUBBERT (1982):						10.67
OPTIMIZADO SIN INCLUIR ALASKA						

EE. UU., CRUDO, PRODUCCION y curva de ecuación logística



Como vemos de esta última gráfica, **Figura 3.4.**, y de la tabla que la sustenta, la ecuación logística se adapta al comportamiento real de la producción, con una desviación RMS (raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de las desviaciones entre cada punto de la curva adaptada y el correspondiente al valor medido) de 7.5 por ciento. Esto es, excluyendo Alaska como lo hacen los supuestos originales de Hubbert, y como referencia la incluimos, para ver el comportamiento de la producción total de los EE. UU., pero no en relación con la gráfica y la previsión, sino como una constante determinada ante todo por la capacidad del oleoducto que transporta toda su producción.

Pero no sólo vemos eso, sino que la producción oscila regularmente en torno a la curva de la ecuación logística, lo cual asociamos a un fenómeno cíclico. El semi-período de ese ciclo, en los últimos años, es de 7 años, como el ciclo de precios que se ve al tratar de la previsión de las componentes cíclicas de las leyes de comportamiento del mercado. Se trata del ciclo, del que hemos hablado, **precios-inversión-producción**. En el largo plazo, sin embargo, el semi-período resultante de la optimización es de 8 años (y por tanto, el período completo es de 16 años).

¿Por qué la producción oscila cíclicamente incluso en el período en que los precios del crudo eran casi constantes incluso en términos nominales? La respuesta está en algo ya señalado en la parte histórica. Las "Siete Hermanas" mantenían bajo el precio del crudo, que se "vendían" a sí mismas para refinarlo y comercializarlo, porque del crudo debían dar una participación, que dependía del precio, a los gobiernos de los países productores. Esta participación en los últimos años de ese período era del 50 por ciento. Pero eso no quería decir que los precios de los refinados no subieran; sí variaban, y por ello se notan ciclos en esa época también.

Un ejemplo es el de los índices de precios para los EE. UU., del Current Business, de los cuales esto es lo disponible, hasta 1973 (índices con 1982 = 100):

AÑO	INDICE COMBUSTOLEO DESTILADO	INDICE PETROLEO CRUDO
1965	14.3	
1966	14.7	
1967	15.1	7.2
1968	15.6	7.2
1969	16.0	7.1
1970	16.6	7.3
1971	17.6	7.6
1972	17.7	8.3
1973	20.4	10.6

Como vemos, el crudo de plano no aumenta hasta 1969, el aumento en 1970 es mínimo y sube gradual y progresivamente desde 1971. En cambio, el aumento del refinado que usamos como comparación es sostenido, y acumula 23.8 por ciento de aumento de 1965 hasta 1972. En 1967-71, a un aumento del 5.6 por ciento en el precio del crudo, concentrado casi totalmente en el último año de ese período, corresponde un aumento sostenido del refinado que totaliza, en el mismo lapso, 16.6 por ciento.

Pero veamos los precios de la gasolina en los EE. UU. antes de 1973:

PRECIO AL MENUDEO DE GASOLINA REGULAR EN LOS EE. UU.
(en centavos de dólar por barril, antes de impuestos)

1952	20.04	1959	21.18	1966	21.57
1953	21.28	1960	20.99	1967	22.55
1954	21.56	1961	20.53	1968	22.93
1955	21.42	1962	20.36	1969	23.85
1956	21.57	1963	20.11	1970	24.55
1957	22.11	1964	19.98	1971	25.20
1958	21.47	1965	20.70	1972	24.46

Fuente: Shell staff, Basic Petroleum Data Book, Mayo 1990.

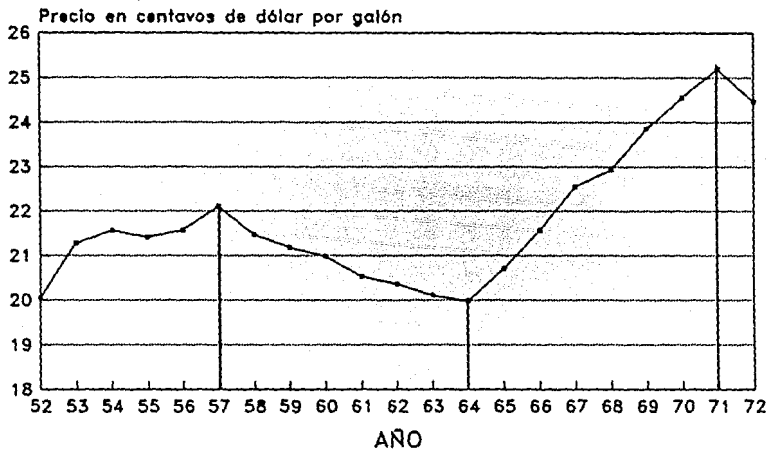
En esta tabla, y en la **Figura 3.5.**, se ve claramente la oscilación del precio con siete años entre el máximo (1957) y el mínimo (1964), y otros siete entre éste y el siguiente máximo (1971).

Es tentador, dado el comportamiento cíclico de la producción del crudo en los EE. UU. sin Alaska, en torno a la curva de la ecuación logística, aplicar a ésta una función oscilante (función seno), adaptando, por el método de minimizar la desviación RMS, la nueva curva a los valores medidos de la producción anual. Incluimos los resultados, en tabla y en gráfica.

Como vemos, la adaptación es mejor que la anterior, con una desviación RMS equivalente al 4.4 por ciento del promedio de la producción medida. Es más, la principal desviación, como vemos en la gráfica, se debe a que al iniciarse la producción en Alaska, ésta desalojó a parte de la producción de las zonas petroleras tradicionales, por lo que la línea se subdivide en una --con Alaska-- que sube bastante, y la otra --sin ella-- que baja un poco. Un evento nada despreciable, como la guerra de precios de 1986, apenas si desvía la curva de producción de lo que la curva adaptada hubiera implicado.

PRECIO DE LA GASOLINA

Regular en los EE. UU., 1952-72



CURVA DE PRODUCCION EN LOS EE. UU. Y ECUACION LOGISTICA

Constantes calculadas por mínima desviación RMS

$$Q = Q_0 / (1 + N_0 e^{-t}) \text{ donde:}$$

$$Q_0 = 184 \text{ MMBBL} \quad Q_0 = 52.4 \text{ MMBBL, para 1955}$$

$$N_0 = (Q_0 - Q_1) / Q_0 = 2.51 \quad a = 0.0664 \text{ con } t \text{ en años}$$

$$\text{Amplitud} = 0.70 \quad \text{desfase} = 0.99 \quad \text{semiperíodo} = 8$$

AÑO	δQ medida	t	Logist	Q(MMBBL)	Con Alaska	δQ	Desviación
			52.67		(Desde '90 se suma a la curva adaptada)		
1956	2.62	1	54.92	55.41		2.75	0.02
1957	2.62	2	57.52	58.17		2.75	0.02
1958	2.45	3	60.17	60.87		2.70	0.06
1959	2.58	4	62.89	63.54		2.67	.01
1960	2.58	5	65.67	66.17		2.63	.00
1961	2.62	6	68.50	68.77		2.60	.00
1962	2.68	7	71.38	71.38		2.61	.00
1963	2.75	8	74.30	74.03		2.65	.01
1964	2.79	9	77.26	76.77		2.73	.00
1965	2.85	10	80.25	79.60		2.84	.00
1966	3.03	11	83.27	82.57		2.97	.00
1967	3.22	12	86.30	85.65		3.08	.02
1968	3.33	13	89.35	88.85		3.20	.02
1969	3.37	14	92.40	92.13		3.28	.01
1970	3.52	15	95.45	95.45		3.32	.04
1971	3.49	16	98.50	98.77		3.32	.03
1972	3.47	17	101.53	102.02		3.26	.05
1973	3.35	18	104.54	105.19		3.16	.04
1974	3.23	19	107.52	108.22		3.03	.04
1975	3.06	20	110.47	111.12		2.90	.03
1976	2.97	21	112.38	113.88	2.97	2.76	0.04
1977	2.73	22	116.25	116.52	3.01	2.64	0.01
1978	2.47	23	119.07	119.07	3.16	2.55	0.01
1979	2.47	24	121.83	121.56	3.16	2.49	0.00
1980	2.45	25	124.53	124.04	3.14	2.47	0.00
1981	2.44	26	127.17	126.52	3.13	2.49	0.00
1982	2.47	27	129.75	129.05	3.16	2.53	0.00
1983	2.47	28	132.25	131.60	3.16	2.55	0.01
1984	2.51	29	134.69	134.19	3.20	2.59	0.01
1985	2.57	30	137.05	136.78	3.26	2.59	0.00
1986	2.52	31	139.33	139.33	3.21	2.55	0.00
1987	2.33	32	141.54	141.81	3.02	2.48	0.02
1988	2.30	33	143.67	144.16	2.99	2.38	0.00
1989	2.10	34	145.72	146.37	2.79	2.20	0.01
1990		35	147.69	148.39	.72	2.02	
1991		36	149.59	150.24	.54	1.85	
1992		37	151.41	151.91	.36	1.67	
1993		38	153.15	153.42	.21	1.51	
1994		39	154.82	154.82	.10	1.40	
1995		40	156.41	156.14	.02	1.32	
1996		41	157.93	157.44	.99	1.29	
1997		42	159.38	158.73	.99	1.30	
1998		43	160.77	160.07	.03	1.34	
1999		44	162.08	161.43	.06	1.36	

PROMEDIO 2.76 (HASTA 1989 EN TODOS LOS CASOS)

RAIZ DEL PROMEDIO DE DESVIACIONES AL CUADRADO:

ESTA RAIZ, COMO PORCENTAJE DE LA PRODUCCION PROMEDIO MEDIDA:

2.76 0.01
0.1219
4.39

EE. UU., CRUDO, PRODUCCION y curva adaptada

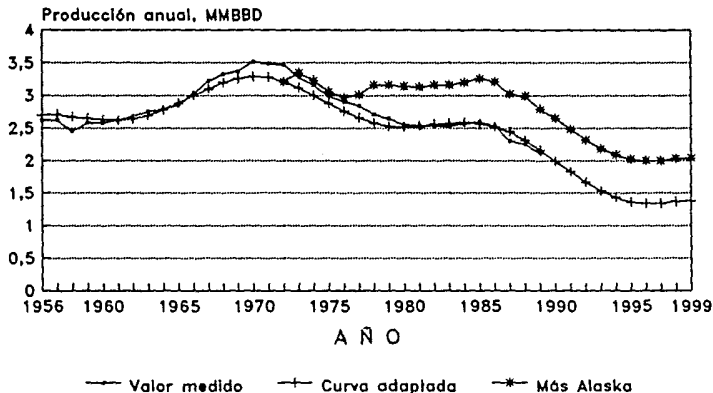


FIGURA 3.8.

Adaptación sin Alaska, con curva ciclica

Desv. RMS: 4.4% de la producción prom. real

Todo esto, además, nos viene a confirmar en lo general, en lo cualitativo, los supuestos de Hubbert sobre el agotamiento de reservas en un plazo definido, aunque sus previsiones numéricas requieran modificaciones. Y si es un hecho que las nuevas reservas serán más escasas que las anteriores, serán también más y más difíciles de probar. Más adelante nos ocuparemos de la aparente diferencia entre la duración de los ciclos de producción y de precios, entre un período de 16 años y uno de 14.

Al haber cada vez menos reservas en términos absolutos, el costo de la comprobación de nuevas reservas va aumentando más y más. Esto implica un carácter creciente, y en un momento dado fuertemente creciente, del **costo de reproducción** o, como también se le llama, costo de reposición, del crudo, no sólo en cuanto a producción sino en cuanto a reservas. Un ejemplo ilustra la diferencia entre este caso de los EE. UU., por un lado, y por otro el de la OPEP, que ha estado aumentando su producción en los últimos años. En 1988, el total de los países de la OPEP tenía funcionando 213 equipos de perforación, y con ellos pudo aumentar no sólo exportaciones sino sus reservas probadas. Fuera de la OPEP había en ese año 1,954 equipos de perforación trabajando (3), y sólo en los EE. UU. funcionaban, a fines de 1988, 939 de ellos, pese a los cuales bajaban producción y reservas (4).

3.6. Importancia asignada a las reservas petroleras.

A partir de las primeras bajas de precios del crudo, en 1981 pero sobre todo en los años siguientes y en medida aún mayor a partir de 1986, el esfuerzo de exploración petrolera se ha ido reduciendo notablemente. Esto es parte de la lógica que ha contribuido a ciclos de precios altos y bajos, ciclos de mayor y menor producción. El bajo precio real del crudo hace menos rentable la inversión en el ramo petrolero y en especial en la exploración, cuyo fruto se obtiene en el largo plazo.

Sólo en el Golfo Pérsico ha habido resultados de cierta importancia en cuanto a reservas petroleras en la última década, y eso porque con poca inversión se han obtenido reservas importantes al tratarse de la región con más reservas en el mundo y al estar éstas más a la mano que en otras partes del planeta.

Esto, sumado a la capacidad productiva que ha quedado ociosa en la región durante los largos períodos de limitación de la producción conforme a los acuerdos de la OPEP, han sido otro motivo para relegar la actividad exploratoria. Al mismo tiempo, sin embargo, ha hecho que el mercado petrolero dependa en mayor grado de la zona más inestable del mundo actual: el Medio Oriente.

Con el paso de tiempo, este fenómeno contribuye, y todo indica que seguirá haciéndolo, a una mayor concentración de la capacidad exportadora en el Medio Oriente. La casi totalidad de los exportadores importantes

de fuera de la OPEP, en esas condiciones, van viendo reducidos sus años de reservas y luego su producción misma.

En México vemos un ejemplo muy claro. Las zonas conocidas antes de 1970 ya casi no producen. En el sureste, donde se inició el "boom" petrolero de los años setenta, hay un proceso muy acelerado de declinación en la producción, y también en las reservas que se pueden probar con cada pozo perforado, o con cada kilómetro perforado. La producción ha caído de 400 millones de barriles en 1979, sin cesar, hasta 215 millones en 1990, o sea casi a la mitad. Esto, pese a que la perforación ha seguido adelante, aunque no al ritmo de los años anteriores. En cuanto a las reservas, en el sureste no han cesado de caer desde 1983, pese a las perforaciones exploratorias que, en 1990, tuvieron un máximo en la década de 19 pozos, igualado en estos años sólo en 1984. Las reservas actuales oficiales son de 8,400 millones de barriles en la región, frente a casi 10 mil millones en 1983.

En la Sonda de Campeche recae el grueso de la producción mexicana actual, aproximadamente las tres cuartas partes del total. Y en efecto se trata de una explotación intensiva, en la que principalmente se están vaciando yacimientos descubiertos hace varios años, sin que se hayan descubierto suficientes zonas nuevas como para siquiera reponer lo extraído. De ahí que incluso las reservas oficiales en esa zona marina hayan declinado sin cesar, desde 1983 hasta 1990, de 32 a 28 mil millones de barriles. No sólo eso. Un estudio publicado por el órgano de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, *Ingeniería Petrolera*, en su número de agosto de 1990, muestra que prácticamente no quedan posibilidades de encontrar en la Sonda nuevos yacimientos supergigantes -como Cantarell- ni gigantes de las clases de mayor tamaño; que la mayoría de los yacimientos por ser descubiertos en la zona son de tamaño bastante menor que el promedio de los ya conocidos, y que por tanto el costo de cada barril a ser probado irá siendo mayor y mayor. Lo anterior, según las normas internacionales, caracteriza a la zona como "post-madura" o en declinación.

Hay que considerar que las que Pemex llama Reservas Probadas lo son en el mejor de los casos en un sentido geológico, pero no todas son técnica y económicamente explotables a los precios vigentes del crudo en el mercado mundial. De poco sirve que estén allí los barriles de crudo si es mayor el costo de sacarlos de ahí que el precio en que se les va a vender. Y en general la forma irregular como, a lo largo de los años, han variado los criterios para evaluar las reservas, en especial el abultamiento de las mismas en los años de la petrolización, hace indispensable una revaluación general de las reservas mexicanas que, al considerar criterios económicos

y no sólo geológicos, daría como resultado una variación de las realmente explotables, pero no al alza sino a la baja.

Sin embargo desde cualquier punto de vista las reservas mexicanas decaen y la capacidad productiva también.

Como se ve en la parte respectiva, ese fenómeno se da en mayor escala en Estados Unidos, Inglaterra y más recientemente en la URSS, para citar sólo a estos países con una gran producción. El aumento de precios del crudo a fines de 1990, al no ser durable, poco cambió ese panorama.

NOTAS

- (1) M. King Hubert, *Techniques of Prediction, as applied to the production of oil and gas*. Publicación no comercial.
- (2) M. A. Adelman, *Mineral Depletion, with special reference to petroleum*. En *The Review of Economics and Statistics*, Vol. LXXII, No. 1, febrero 1990.
- (3) OPEC Annual Statistical Bulletin 1968, Table 35, p. 39.
- (4) Lee C. Gerhard, *Global demand, production, closer to balance (petroleum)*, en *Oil and Gas Journal*, Vol. 87, p. 72-75, 26 de junio de 1989.

4. DESARROLLO HISTORICO GENERAL

de rasgos importantes del mercado petrolero internacional

4.1. Introducción (1).

No se trata aquí de hacer una historia como secuencia cronológica, sino de avanzar en la búsqueda de algunas claves que brinda la experiencia pasada sobre el comportamiento del mercado petrolero internacional.

Aunque los orígenes de la actividad petrolera a nivel industrial y comercial se remontan hasta mediados del siglo pasado, ésta no podía en sus inicios dar lugar a un mercado internacional y menos mundial; lo producido en un país se consumía ahí mismo, o en todo caso se producía en un país petróleo que sería vendido en otro, dando lugar a un mercado binacional. Sin embargo, ya a fines del siglo pasado se empezaban a configurar los rasgos de lo que sería un mercado internacional en todo el sentido de la palabra. La mayor compañía petrolera, Standard Oil Company, encabezada por el primer Rockefeller, se había conformado como todo un monopolio dentro de los EE. UU. En 1890 se promulga la llamada Ley Antitrust. Cuando una demanda del Procurador estatal de Ohio aparentemente ponía contra la pared a la Standard Oil, ésta se acogió a los beneficios del Estado de Nueva Jersey, que desde 1888 tenía leyes que permitían a las corporaciones tener acciones en empresas de otros estados. Lo que había tenido la forma de **trust**, con una empresa e incluso una persona controlando directamente múltiples actividades y empresas formando un conglomerado de empresas, adoptó entonces la forma de **holding**, o empresa tenedora de acciones de las diversas compañías, controladas ahora por ese medio. Se ponía además de manifiesto un rasgo que se repetiría en escala ampliada en las siguientes décadas: su disposición a cambiar de territorio de operación a su conveniencia, entonces de un estado a otro dentro del mismo país, luego sustituyendo a unos países por otros a voluntad.

La oposición al monopolio se daba en nombre de la libre competencia y del libre comercio, dado que por ejemplo la Standard Oil controlaba los medios de transporte del petróleo, gozando de tarifas preferenciales y luego, con una red de oleoductos, eliminando sus costos de operación en la materia, mientras a los competidores se les cobraba una sobretarifa. La

defensa del monopolio se basaba en hechos muy reales: la anarquía del mercado y la suma de pequeñas empresas en busca de la ganancia inmediata, han permitido ciclos de sobreproducción y la consiguiente caída de precios, crisis por esta caída, cierre de empresas con la posterior escasez y como resultado una nueva alza de precios que al cabo de un tiempo hace que proliferen empresas que en busca de la ganancia inmediata volverán a saturar el mercado. El monopolio entonces aparece como la entidad que pone orden en esta anarquía, aunque, claro, en su propio beneficio, regulando la producción de modo que sea inferior a la demanda y ello le permita vender a precios altos y estables.

Una demanda y toda una campaña culminaron, en 1911, con una resolución de la Suprema Corte de Justicia de los EE. UU., obligando a la Standard Oil a desprenderse en un plazo de seis meses de todas sus subsidiarias.

Eso liquidaba de momento el monopolio de la Standard Oil; pero estaba muy lejos de liquidar sus argumentos contra la anarquía del mercado y sus efectos, como sería obvio en los siguientes años.

4.2. Las Siete Hermanas.

De hecho, el mismo grupo de hombres seguía controlando las empresas petroleras. Quedaron del monopolio de la Standard Oil 38 empresas, cada una supuestamente destinada a actuar dentro de su estado. Pero tan solo una de ellas, la Standard Oil of New Jersey, jugaba un papel privilegiado, financiando a varias de las más pequeñas y comprándoles buena parte de su petróleo. Esa empresa, que luego fue cambiando de nombre a Esso y a Exxon, sigue siendo en la actualidad, en algunos años, la primera empresa en ventas a nivel mundial. Dentro de los EE. UU., además, aunque el cuadro varía de un año al otro, otras compañías petroleras, con las cuales, como veremos, se asoció la que ahora mencionamos, ocupan otros de los primeros lugares.

La Standard Oil Company of New York o Socony, luego más conocida como Mobil, y la Standard Oil of California o Socal, fueron otras de las empresas "hijas" del mencionado imperio Rockefeller que se asociarían furtivamente. A ellas se agregarían también la Gulf Oil y la Texaco, provenientes de empresas fundadas a principios de siglo en Texas, al amparo de una legislación antimonopolio que había expulsado de ese Estado a la Standard Oil.

A estas cinco empresas con base en los EE. UU. se sumarían dos inglesas: la Shell, originalmente holandesa, y la Anglo-Persian Oil Company, que sería luego Anglo-Iranian y luego British Petroleum o BP.

Hacia 1927 se habían desarrollado empresas conjuntas entre algunas de las "hermanas", especialmente en el Medio Oriente; pero estalló una guerra de precios en la que una trataba de saturar de crudo barato los mejores mercados de otra, y ésta se desquitaba de la misma manera.

El armisticio y tratado de paz fueron suscritos en Inglaterra y más precisamente en un castillo escocés, el de Achnacarry, que dio su nombre a los Acuerdos ahí suscritos. Estos, abreviadamente conocidos como "As ls" fueron firmados primero por las tres hermanas mayores, las actualmente llamadas Exxon, Shell y BP; luego se sumaron otras 15 de los EE. UU., incluídas las 4 hermanas menores.

Los acuerdos incluían: congelar los niveles de extracción de crudo al de 1928, salvo acuerdo entre los firmantes; en su caso, el aumento se repartiría en proporción a lo que cada quién extraía en ese año; y el precio en todo el mundo se fijaría conforme a la regla llamada "Gulf Plus", o sea el precio del crudo en el Golfo de México (obviamente en los EE. UU., no en la parte mexicana), más el costo de flete de ahí al lugar de la venta. Se trataba de proteger al petróleo de los EE. UU., de alto costo de extracción, y garantizar ganancias adicionales por los crudos más baratos. Si se vendía petróleo de Medio Oriente, mucho más barato en sus costos de extracción como hemos visto, a Europa, se cobraba como si fuera crudo tejjano llevado desde Texas, y la diferencia se la quedaba la compañía petrolera que hacía la venta. Estos acuerdos secretos, que sólo fueron plenamente conocidos hasta 1952, y las reuniones posteriores entre los jefes de las "hermanas", se hicieron en Inglaterra, que no tenía legislación antimonopolios como los EE. UU. Una vez más, las fronteras nacionales eran cruzadas a conveniencia de las compañías.

Históricamente, la sentencia de 1911 contra la Standard Oil y en defensa de la libre competencia, había sido revocada o al menos derrotada. Y eso ocurría al iniciarse la mayor crisis de sobreproducción de la historia, la de 1929-33, que mostraba las consecuencias de esa libre competencia. En adelante habría que tomar en cuenta, pues, elementos adicionales para estudiar y comprender el comportamiento del Mercado Petrolero Internacional.

Sin embargo, los altos precios eran un atractivo para "los de afuera" que una y otra vez se colaban al mercado. El cartel estableció una serie de barreras, incluyendo la tecnológica, formando el Instituto Americano del Petróleo (por sus iniciales en inglés, API, que incluso da su nombre a la unidad de medida de las calidades de crudo, ascendiendo los grados API de los crudos que se conocen como más pesados a los más ligeros). Con todo, a la crisis mundial se sumó el boom del Este de Texas, con el des-

cubrimiento y explotación de importantes yacimientos en esa zona. Y si bien era fácil controlar monopólicamente la producción de pequeños y alejados países como los del Medio Oriente, en Texas el que encontraba petróleo, se lo quedaba. La unión del aumento de producción con la reducción de la demanda por la crisis, hicieron bajar el crudo a 10 centavos de dólar el barril, y el precio de la gasolina antes de impuestos, ya no momentáneo sino en promedio anual, tuvo una baja total de casi 30 centavos de dólar por galón en 1920, a 21 centavos en 1926 y a 12.41 centavos en 1933. Las empresas débiles no iban a soportar esto. Y la Hermanas aprendieron una lección: por encima de las otras barreras para la entrada de posibles competidores a la industria, no había ninguna tan efectiva como el precio: un precio tal que a ellas, que ya contaban con infraestructura, instalaciones, tecnología, etc., les redujera ganancias, pero que hiciera incosteable empezar apenas a realizar toda esa inversión en aras de mediocres, futuras e inciertas ganancias para cualquier nueva compañía.

Los gobiernos de Texas y Oklahoma hicieron lo que las compañías directamente ya no podían lograr: enviaron a la Guardia Nacional a ocupar y cerrar los pozos petroleros, y establecieron un racionamiento en que a cada pozo sólo se le podía extraer la cuota establecida.

En 1932-34 hubo nuevas reuniones en Londres --más allá del alcance de las leyes antimonopolio, pues Inglaterra no las tenía--, que dieron lugar a acuerdos más flexibles pero más amplios: actuar conjuntamente, primero, en países en los que no hubiera trabas, como sucedió en Inglaterra y Suecia, y luego en todo el mundo menos en los EE. UU. donde como vimos estaba prohibido. Aparentemente se restablecía el control de la situación por el cartel de las "hermanas". Pero ante la Segunda Guerra Mundial sus principales dirigentes asumieron posiciones que a la postre las debilitarían por un buen tiempo.

La futura Exxon había suscrito acuerdos con la I. G. Farben (Bayer) alemana: para mí el petróleo, para ti la química. Se dejó a los alemanes la investigación en caucho sintético y gasolina sintética a partir de carbón, y se pararon los proyectos similares en los EE. UU.. Esto se refrendó ya con los nazis, a los que se entregaron patentes clave como la del tetraetil de plomo, entonces indispensable para la gasolina de aviación de 100 octanos. El consorcio de la Standard Oil of New Jersey con la que hoy conocemos como Bayer empezó a producir gasolina sintética en Alemania en 1936. Esto fue trascendiendo y llegó al Congreso de los EE. UU. cuando los japoneses ocupaban las plantaciones malayas de caucho. El Presidente de la Shell era de tal modo pronazi que fue sustituido por sus propios compañeros y se fue a vivir a la Alemania hitleriana. La Texaco envió ilegal-

mente petróleo a Franco durante la Guerra Civil española. Y todo se fue sabiendo y comprobando.

Después de un período de auge de las "hermanas", en el que de 1934 a 1939 la Standard Oil of New Jersey, futura Exxon, tuvo utilidades de 52 centavos de dólar por barril, equivalentes a más del doble de lo que pagaba al gobierno de los EE. UU., estos vínculos con el nazismo, ya estallada la guerra, aunque no se tradujeron en acciones judiciales en su contra, las debilitaron. Luego de la guerra, una subcomisión senatorial abrió una investigación contra la Esso, al saberse que Alemania no hubiera podido hacer la guerra sin la gasolina sintética, que abasteció en un 90 por ciento a su aviación y en un 60 por ciento a sus necesidades generales. Pero ya en los primeros años de la Segunda Guerra Mundial, los hechos que ya se conocían sobre la relación de las Compañías con el nazismo, afectaron el apoyo de sus gobiernos ante la expropiación petrolera que acababan de sufrir en México.

En México, la delantera en materia petrolera la tenía la Compañía El Águila, de capital inglés y, desde 1919, subsidiaria de la Shell. Ya antes de la Primera Guerra Mundial México era proveedor importante de la Marina de Guerra británica, lo cual se acentuó durante ese conflicto. Pero el Artículo 27 de la Constitución, que desde su formulación original establecía que el subsuelo es propiedad de la Nación, fue motivo de discrepancias entre compañías y gobiernos, con un estira y afloja que alternaba arreglos con fricciones. Aunque las compañías seguían sacando el petróleo mexicano, a partir de 1921 prácticamente dejaron de invertir y empezaron a trasladar su actividad de la zona cada vez más a Venezuela. Si antes México había sido el primer productor fuera de los EE. UU., ya en 1946 ese lugar era ocupado por Venezuela.

Era obvia la reacción de las "hermanas": sin suficiente apoyo de sus gobiernos, prefirieron negociar en México la indemnización y trasladar el centro de su actividad a Venezuela.

Las transnacionales del petróleo cambiaban de país a su conveniencia.

Y esto no sólo sería válido por conflictos como el de México. Toda Latinoamérica, incluida Venezuela en la que las compañías no habían tenido especial problema, pasaría a un segundo plano a raíz de los sucesivos y cada vez más importantes descubrimientos petroleros en el Medio Oriente.

El Medio Oriente, con el descubrimiento de yacimientos no sólo importantes por su volumen sino muy bajos por su costo de extracción, se convertiría en la base del poder de las Siete Hermanas en la postguerra.

Como quiera, había buen número de empresas chicas, medianas y grandes sacando petróleo en los EE. UU. o en otras regiones. En esa nueva región, prácticamente no se permitió la entrada a nadie ajeno al citado cártel.

Así, el petróleo de Irán y Kuwait fue explotado y comercializado por la British Petroleum (la antigua Anglo-Persian Oil Co.), aunque luego participarían asociadas con ella Hermanas de los EE. UU.; el crudo de Saudi Arabia, fue para la Arabian American Oil Co., Aramco, con las "hermanas" Socal o Standard Oil Co. of California, Texaco, Exxon (entonces Esso Standard Oil y antes Standard Oil of New Jersey), y Mobil o Standard Oil Co. of New York; el de Iraq, la explotación se hizo por un consorcio de las dos hermanas inglesas, más Exxon y Mobil, y así sucesivamente.

Con el petróleo de la zona más rica y rentable del mundo en manos del cártel, éste aprovechó la situación para fijar, nuevamente, los precios del crudo en función de los del Golfo de México, principalmente Texas, con un ajuste por la diferencia en el costo de los fletes desde ambas regiones al punto de venta. Así, la enorme diferencia de costos entre el crudo meso-oriental y el tejano, iba a dar a las arcas de las "hermanas", pues el precio de venta de dichos crudos se igualaba hacia arriba. La acumulación de capital que eso permitía se tradujo no sólo en mayores utilidades, sino en mayor poder político y en mayores posibilidades de concentrar y aprovechar los avances tecnológicos.

Así, cuando el petróleo iraní fue nacionalizado por el gobierno de Mossadegh, la respuesta fue primero el boicot y luego, en 1953, el Golpe de Estado, del cual se ha culpado reiteradamente a la CIA, luego de lo cual el petróleo fue devuelto a la "hermana despojada", en este caso la Anglo Iranian, luego llamada BP, aunque ésta tuvo que compartir la riqueza recuperada con las "hermanas" norteamericanas.

Poco después, otro golpe militar, el de Argentina en 1955 contra Perón, también devolvería a las compañías el petróleo nacionalizado.

En la política interna estadounidense, las compañías petroleras han llegado a contar, en diversas épocas, con gran influencia e incluso con hombres salidos de sus filas o al menos de su ámbito de acción en los puestos clave del Congreso, en el gabinete presidencial e incluso en la presidencia.

Pese a todo, los gobiernos de los países exportadores irían aumentando su peso y participación en la extracción del crudo en sus países. Paralelamente, empezaron a conjugar sus esfuerzos en torno a la defensa del precio del crudo, que, virtualmente congelado durante décadas, perdía poder de compra en perjuicio de los países de los cuales era extraído,

mientras que las compañías compensaban con creces ese efecto al aprovechar, transformar y comercializar una materia prima artificialmente abarata.

Al mismo tiempo, las llamadas compañías independientes norteamericanas lograban acceso al crudo de fuera de los EE. UU., más barato siempre, incluso al del Medio Oriente y África. Otro caso fue el de los llamados Contratos Riesgo, otorgados en México por el gobierno de Miguel Alemán a estas compañías ante la negativa de las "hermanas" aquí expropiadas, de regresar si no se suprimía de la Constitución la propiedad de la Nación sobre los recursos del subsuelo, cosa que ni el alemanismo les podía conceder.

Otras compañías independientes que no afectaban sustancialmente el mercado internacional pero le sustraían parte de sus propios mercados nacionales fueron las que se formaron en varios países europeos, de las cuales la Compagnie Française de Pétrole (CFP) llegó incluso a tener incluso una modesta participación en el Medio Oriente. Esta misma, y la italiana Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) se orientaron también al petróleo del Norte de África.

Con el fortalecimiento de los gobiernos de los países que vendían el crudo y las limitaciones al poder de las "hermanas", se daban las condiciones para el surgimiento y fortalecimiento de una nueva fuerza en el escenario petrolero internacional, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

4.3. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

En 1960, e incluso poco antes, se notaban los inicios de una "guerra de precios" que amenazaba la estabilidad impuesta por las Siete Hermanas en el mercado petrolero internacional. Petróleo de la URSS, de algunas independientes, de compañías nacionales de algunos países, se vendían en mercados hasta entonces controlados por las "hermanas" a precios menores que los de éstas.

Ante esto las componentes del Cártel petrolero habían hecho alguna rebaja en sus propios precios, que les había causado conflicto con gobiernos de países exportadores, que en ese momento recibían la mitad de los recursos obtenidos y que, al bajar el precio, veían reducida también la parte a recibir.

El 8 de agosto de 1960, la Exxon anunció una rebaja en el precio de todos sus crudos del Medio Oriente en 10 centavos de dólar por barril en promedio, en un momento en que de por sí el precio no pasaba de los 2 dólares. Poco después la siguieron sus "hermanas", algunas de mala gana.

Esto provocó una reacción que culminó con la formación, en ese mismo año, de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

La formación de la OPEP y sus momentos iniciales lograron frenar las bajas de precios y contener la guerra comercial; pero el nuevo organismo pasó un buen tiempo sin muchos resultados y con períodos de divisiones internas importantes.

Cuando la Guerra de los Seis Días en 1967, países árabes de la OPEP lanzaron un boicot contra los compradores occidentales, especialmente los que más claramente habían apoyado a Israel en la guerra. Pero incluso esa medida duró poco y casi no tuvo efecto.

Con todo, el surgimiento de la OPEP y estas acciones fueron motivando a algunas "hermanas" --e independientes también-- a explorar otras regiones en previsión de futuras dificultades en el Medio Oriente. De ahí surgirían los yacimientos de la Pendiente Norte de Alaska y del Mar del Norte, cuyo papel sería importante hasta bastantes años después.

En 1970 opera un cambio en el mercado. Luego de varios años de bajos precios, y por tanto de bajos niveles de inversión, la oferta de crudo se va haciendo insuficiente para una demanda que, por los mismos precios bajos, aumentaba sin preocupación. En esos años el petróleo había estado tan barato, que bajó de modo importante la participación del carbón como fuente energética. Eso empezaba a cambiar, pero por lo pronto los precios subirían lentamente. Con todo, 1970 fue el último año en que el precio promedio de los crudos exportados por la OPEP fue inferior a los dos dólares por barril. Y con esa fuerza detrás, concientes o no de ella, primero Libia y luego los otros exportadores obtuvieron aumentos en sus participaciones de los recursos petroleros.

Una ronda de forcejeos con amenazas de gobiernos de países exportadores, incluso suspender la producción, culminaron en los acuerdos de Teherán para el Medio Oriente, y de Trípoli para la zona Mediterránea, aceptando las Compañías aumentos de precios que, si bien eran mínimos frente a lo que vendría después, en el momento no sólo eran importantes por su porcentaje

--para Libia fueron del orden del 30 por ciento para llegar a 3.45 dólares--, sino que rompían con la tendencia a la baja e incluso con el estancamiento, de los precios del crudo.

A partir de estos acuerdos, concretados en 1971, se inicia el fortalecimiento acelerado de la OPEP y los Estados que la conforman, respaldado por una demanda de crudo superior a la oferta, por la relativa pérdida de control monopólico de la situación por parte de las Siete Hermanas ante la irrupción de "independientes" de los EE. UU. y compañías naciona-

les de otros países y por la propia acción conjunta de los países exportadores.

Una de las expresiones de este fortalecimiento fue la creciente participación de gobiernos o Estados petroleros en la propiedad de las compañías formadas en sus respectivos países para la extracción y venta del crudo. De la anterior situación de nacionalizaciones que cambiaban de inmediato la propiedad pero en un país aislado y sujeto a grandes presiones y dificultades, se pasó a otra en la que cada Estado o gobierno formaba su propia empresa petrolera paralela a las existentes, al tiempo que lograba un porcentaje de participación en éstas.

Entre nacionalizaciones, como las de Libia de compañías que no aceptaban aumentos de precios en 1971, y las presiones-negociaciones que iban logrando porcentajes de participación para Estados petroleros, fueron cambiando el cuadro de la propiedad de las compañías petroleras exportadoras, originalmente formadas por las "hermanas" para sus propios fines.

Incluso la más importante de ellas por el volumen de sus exportaciones, la Arabian American Company o Aramco, que por su propiedad no tenía antes nada de árabe, paso a ser del Estado saudita en un 25% en 1972, en 1983 en un 51% y luego en un 100%.

Para 1987, eran además propiedad, en un 100%, de las naciones o Estados donde operaban, las empresas productoras y exportadoras del crudo de Irán, Irak, Qatar, Venezuela, una de las de Kuwait, una más de Argelia, una de los Emiratos Arabes Unidos y otra del Ecuador, dos de Indonesia y dos de Libia. De una producción total en ese año de 17.153 millones de barriles diarios de crudo en toda la OPEP, correspondieron a las empresas estatales o nacionalizadas 15.002 millones, o sea un 87.46 por ciento del total.

En el último trimestre de 1973 se darían acontecimientos que marcaron la nueva situación del Mercado Petrolero Internacional, y sin cuyo análisis no es posible comprender el comportamiento de dicho mercado en los últimos años.

Estaba programada para el 8 de octubre una conferencia, en Viena, entre las compañías petroleras con intereses en la región que abarca el Mediterráneo y el Golfo Pérsico, y los gobiernos de los países exportadores de esa parte del mundo. Pero el choque entre los países árabes e Israel llegó en los días inmediatamente anteriores al enfrentamiento, y Siria y Egipto lanzaron sus ejércitos sobre los territorios ocupados por Israel en las anteriores guerras de 1956 (Guerra de Suez) y 1967 (Guerra de los seis

días). Se iniciaba, si contamos la de 1947-48, una cuarta, la llamada "Guerra del Yom Kippur".

Los países africanos de plano no asistieron a la Conferencia; y los del Golfo Pérsico acudieron endurecidos por la nueva situación: envíos de armas de los EE. UU. a Israel, agregados a la inflación creciente y a la cada vez más evidente escasez de crudo en los mercados internacionales.

Aún así, de un planteamiento inicial de nuevo precio de cinco dólares por barril frente a los 3 vigentes, Saudi Arabia bajó su pretensión a cuatro. Los acuerdos de Teherán, formalmente vigentes, estaban de hecho rebasados. Pero las compañías no ofrecieron más allá de un aumento de 25 centavos. Los representantes de los países del Golfo Pérsico abandonaron la reunión y regresaron a sus países, más que molestos.

Los países exportadores, la OPEP en concreto, se reunió en Kuwait por su cuenta para fijar unilateralmente los precios. Dentro de ella, los países árabes, formando la OPAEP (Organización de Países Arabes Exportadores de Petróleo), se reunieron paralelamente en el mismo lugar para discutir el empleo del petróleo como arma de guerra.

La OPEP como tal acordó un precio de 5.12 dólares por barril, precio superior a la exigencia saudita inicial de unos días antes en Viena, pero que tampoco duraría mucho en vigor. La OPAEP decidió una reducción inmediata de la producción petrolera en un 5 por ciento, más otro cinco por ciento adicional cada mes frente al mes inmediato anterior hasta que Israel saliera de los territorios ocupados y se respetaran los derechos del pueblo palestino. Al día siguiente, 21 de octubre, Saudi Arabia anunció que su reducción en la producción petrolera sería mayor, del 10 por ciento, y que embargaba todos los envíos a EE. UU. y Holanda por su apoyo a Israel. Otro día más, el 22, y la reducción saudita se efectúa en la práctica en un 20 por ciento. Ese mismo día, el Consejo de Seguridad de la ONU aprueba una propuesta conjunta EE. UU.-URSS de plantear un cese el fuego entre Israel y los países árabes. Este se lleva a cabo, pero la situación petrolera sigue calentándose más.

17 de noviembre. Nueva reunión en Viena entre compañías y gobiernos de la OPEP. Ningún acuerdo. La OPEP se reúne allí mismo por su cuenta. En ella misma hay quienes quieren aumentar más rápido el precio, y quienes lo quieren subir pero no tanto. El 17 de diciembre se lleva a cabo en Irán la primera subasta de crudo, en medio de un verdadero pánico entre los compradores. La oferta más alta: 17 dólares por barril.

El 22 de diciembre, nueva reunión de ministros de los países de la OPEP del Golfo Pérsico en Teherán. Ese mismo día, en una subasta en Nigeria, hay una oferta récord de 22.60 dólares por barril, aunque no llega-

ría a pagarse. Al día siguiente, 23 de diciembre de 1973, se anuncia el nuevo precio oficial de la OPEP: 11.65 dólares por barril. Casi cuatro veces más que los tres dólares a los que dos meses y medio antes las compañías petroleras, poco antes todopoderosas, se habían negado a aumentar más de 25 centavos por barril en la conferencia de Viena.

El reducir la producción para poner a su favor las fuerzas del mercado, recurso que las Siete Hermanas habían empleado repetidamente en sus "buenos tiempos", se volvía ahora contra ellas. La OPEP había aprendido de ellas una primera lección y la empleaba contra sus maestras. Con ello, se apoderaba a la vez del control del mercado de petróleo crudo, aunque como veremos todavía le faltaba aprender cómo mantenerlo.

Durante los cinco meses que duró el embargo --al cual se sumarían los otros productores árabes, al tiempo que el crudo de Venezuela e Irán era del todo insuficiente para abastecer a los grandes importadores-- se afianzaría la tendencia alcista de los precios. Si el precio promedio anual del crudo exportado por toda la OPEP había sido inferior a los dos dólares por barril hasta 1970 inclusive, y en 1973 fue de 3.70 --recordemos que los grandes aumentos vinieron a fines de ese año y por tanto poco contaron en su promedio anual--, ya el promedio anual de 1974 fue de 12.11 dólares.

La compañías petroleras, pese a que en lo inmediato fueron las víctimas del aumento y se opusieron a él, resultaron muy beneficiadas por el petróleo escaso y caro. Sus utilidades se dispararon y empezaron la compra de otras empresas. Lo hicieron tanto con empresas energéticas para cubrirse contra la diversificación de fuentes de energía, al punto de controlar la mitad de las reservas del mundo occidental de uranio y carbón, y ser dueñas incluso de las mayores empresas de energía solar, como de todo tipo de empresas. En la lista de las principales empresas de la revista Fortune, que había estado encabezada por la General Motors, en 1975 la Exxon llegó al primer lugar y las cinco hermanas norteamericanas estaban en los primeros siete lugares, junto con General Motors y Ford. En años siguientes las petroleras bajarían en esa escala si bajaba en precio real del petróleo, y subirían cuando subía ese precio real.

Se vivían años de inflación relativamente alta en los EE. UU., y como el crudo se cotizaba en dólares, su poder de compra dependía del poder de compra del dólar y por tanto del aumento de los precios en el país que emite los dólares. De ahí que aunque de 1974 a 1978 hubo un sostenido aumento en los precios nominales del crudo, pasando el promedio anual de la OPEP de los 12.11 dólares citados en el primer año de ese período a 14.23 en el último, a precios constantes de 1967 que ya descuentan la

inflación en los EE. UU., lo que hubo fue una sostenida baja de 8.11 dólares de 1967 en 1974 a 7.30 en 1978.

Dos hechos sucesivos en la zona del Golfo Pérsico iban a volver a disparar el precio real del crudo: primero la caída del Shah de Irán, y luego la guerra entre este país y su vecino Irak, ambos exportadores importantes y miembros de la OPEP.

En Irán, el régimen del Shah había promovido una política económica basada en una gran dependencia del mercado externo, tanto en las ventas como en las compras. Se exportaban enormes cantidades de crudo --llegaron a ser del orden de 5 millones de barriles diarios-- y con ello se importaba de todo. El nuevo gobierno, dirigido por un sector del clero musulmán encabezado por el Ayatolla Jomeini, volcó la economía hacia adentro y redujo drásticamente las exportaciones de crudo. El mercado no podía dejar de resentir una baja repentina en los suministros, del orden del 8 por ciento de la producción mundial. Y el precio se disparó.

Cuando, además, estalló el año siguiente la guerra Irán-Irak, en una primera etapa se minimizaron, por las acciones de guerra, las exportaciones de ambos países beligerantes. Nuevo aumento en los precios. Así, el precio promedio de las ventas de la OPEP en 1979 --promedio que incluye unos meses de precios relativamente bajos y luego el alza y sus efectos posteriores-- fue de \$20.70 dólares por barril; en 1980, de \$34.42, y el 1981, ya con todo el año a los nuevos niveles de precios, ese precio fue de \$39.44.

Incluso a precios constantes de 1967, el precio subía de los citados \$7.30 de 1978, a \$9.50 en '79, 13.83 en 1980 y 14.54 en '81. Es este el año de precio real más alto hasta la fecha: aunque el precio nominal promedio todavía iba a subir a \$39.76 en 1982, en ese año el real a precios de '67 bajaba a \$14.15. Veamos cómo cambiaron estos precios en estas décadas:

OPEP, EXPORTACION PETROLERA

Precio promedio, 1973=100

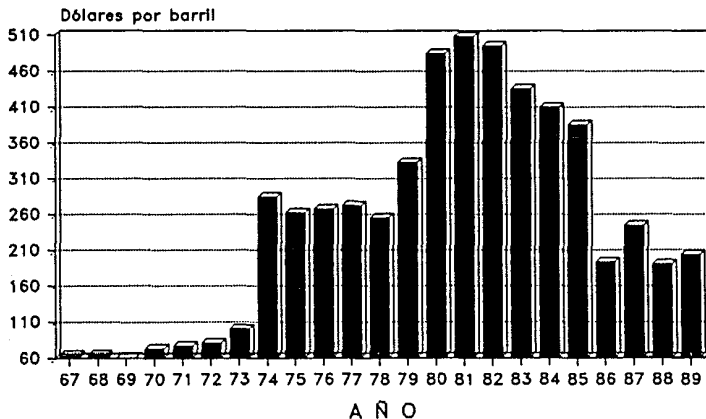


FIGURA 4.1.

PRECIO PROMEDIO, EXPORTACIONES PETROLERAS, OPEP(2)

AÑO	VALOR	VOLUMEN (MMBD)	PRECIO	INDICE PRECIOS EE. UU.	INDICE CRUDO, AL MISMO, PRECIO DE CON	
					1967	1973=100
1967	9.49	14.23	1.83	100.0	1.83	63.88
1968	11.09	16.08	1.89	102.7	1.84	64.33
1969	12.13	18.08	1.84	106.6	1.72	60.29
1970	14.50	20.22	1.96	109.9	1.79	62.50
1971	19.73	22.03	2.45	112.9	2.17	75.98
1972	23.52	24.08	2.68	116.6	2.30	80.24
1973	37.16	27.55	3.70	129.2	2.86	100.00
1974	120.46	27.26	12.11	149.3	8.11	283.51
1975	107.81	24.07	12.27	163.6	7.50	262.25
1976	129.98	27.46	12.97	169.7	7.64	267.18
1977	142.02	27.64	14.08	180.7	7.79	272.37
1978	135.55	26.09	14.23	194.9	7.30	255.34
1979	202.42	26.79	20.70	217.9	9.50	332.15
1980	286.98	22.84	34.42	248.9	13.83	483.55
1981	265.15	18.42	39.44	271.3	14.54	508.23
1982	206.66	14.24	39.76	281.0	14.15	494.71
1983	161.26	12.49	35.37	284.6	12.43	434.55
1984	148.47	11.98	33.95	290.3	11.70	408.92
1985	130.68	10.81	33.12	300.3	11.02	385.20
1986	78.83	12.78	16.90	306.3	5.52	192.89
1987	95.70	12.01	21.83	317.5	6.98	244.14
1988	86.36	13.57	17.42	320.5	5.44	190.07
1989	116.65	15.13	21.12	337.0	6.26	219.13

Los precios son sólo indicativos, pues cambia con el tiempo la composición de las exportaciones. Los países exportadores y las compañías petroleras, si bien se beneficiaban en lo inmediato de esta situación, habían olvidado, o al menos hecho a un lado, una experiencia de las Siete Hermanas y a la vez uno de los elementos que caracterizan el comportamiento del mercado. Había habido, por encima de todas las otras, una barrera contra quienes quisieran meterse a producir petróleo por su cuenta a riesgo de saturar el mercado, y esa gran barrera era la relación costo-beneficio para quienes no estuvieran ya implantados en la actividad petrolera, o incluso para el desarrollo de nuevas zonas por quienes ya estaban en esa actividad. Lo que era costeable y hasta rentable para quien ya tenía infraestructura, exploración, equipos, etc., no lo era para quien apenas tuviera que conseguir todo eso. Pero ese cuadro, que empezaba a aflojarse desde octubre de 1973, saltó en pedazos con estos aumentos de 1979 y 1980. Ya el precio promedio de 1981 es verdaderamente elevado, casi 40 dólares

por barril, especialmente si consideramos que es un promedio que incluye a los crudos más pesados y por tanto de menor rendimiento de gasolinas, y a los de mayor contenido de azufre. Como vemos en la última columna del cuadro, incluso en términos reales ese precio es poco más del quintuple del de 1973, año del primer aumento fuerte.

Pero esto ya será materia del próximo capítulo.

NOTAS

(1) Aunque las fuentes de este capítulo son múltiples e incluyen además la formación del autor, el hilo principal hasta 1975 se basa en el libro Las Siete Hermanas, de Anthony Sampson, Ed. Grijalbo, Barcelona 1976.

(2) Los datos de volumen y valor de las exportaciones están tomados de OPEC Annual Statistical Bulletin 1967 a 1969; los del índice de precios en los EE. UU., de Current Business, Mayo 1967, hasta 1964, y en adelante del Bureau of Labor Statistics via CENDATA. Los demás datos fueron calculados a partir de éstos por el autor.

5. EL COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL, EN SU CONJUNTO.

5.1. Conclusiones de Capítulos anteriores.

Elementos físicos y técnicos.- En los capítulos anteriores fue preciso ver con cierto detalle cada uno de los campos que influyen en el comportamiento del Mercado Petrolero Internacional. Trataremos, aunque sea de modo esquemático, de recordar aquí algunas conclusiones de cada uno de ellos, como punto de partida para el análisis de las Leyes de Comportamiento, en su conjunto, de dicho mercado, y su aplicación al período más reciente.

Entre los elementos físicos y técnicos, cabe recordar que hay zonas de extracción de petróleo en las que ésta se lleva a cabo con mayor dificultad y con mayores riesgos que en otras, lo cual se traduce en toda una gama de diferentes costos de extracción, desde los mayores, por ejemplo, en las viejas zonas petroleras de Texas, donde una baja de precios no sólo ha detenido nuevas perforaciones de pozos sino incluso ha motivado el cierre de muchos de ellos por incosteabilidad, y donde además las reservas son escasas, hasta los menores costos con mayores reservas e incluso capacidad productiva ya instalada muy superior a la usada en ciertos años, como es el caso del Golfo Pérsico.

Otro punto importante a considerar es la diferencia de calidades, y por lo mismo de precios, entre las diferentes variedades de crudo. Los principales elementos a considerar aquí son, por un lado, el nivel de impurezas, de elementos o compuestos que no son hidrocarburos pero los acompañan en el petróleo, especialmente el azufre; y, principalmente, la composición interna entre hidrocarburos de cadenas más cortas o más ligeros, y los de cadenas más largas o más pesados. Decíamos que, por sus resultados, los más ligeros rinden más en gasolinas, y los más pesados dejan más proporción como combustóleo. Decíamos que dado que el éxito en la sustitución del combustóleo en su principal uso, la generación de electricidad, totalmente fuera de proporción con las fallidas tentativas de sustituir la gasolina con combustible sintético a partir de carbón, la tenden-

cia en general ha sido a que aumente la diferencia de precios entre crudos pesados y ligeros, obviamente a favor de estos últimos; aunque también ha habido breves y limitadas recuperaciones del precio relativo de los más pesados al introducirse técnicas que permiten refinarlos más eficientemente que antes.

A mayor número de grados API, recordemos, más ligero es el crudo correspondiente. Vimos cómo los crudos pesados bajaron de precio al sustituirse el combustible por otras fuentes en la generación de electricidad; luego muestran un repunte, pues los crudos más pesados estaban muy "devaluados", valga la expresión, pero al introducirse técnicas de refinado basadas en fases sucesivas de craqueo y reformado, que iban rompiendo las cadenas más largas una y otra vez, se pudo obtener más gasolina que antes de este tipo de crudos, y ello recuperó un poco sus precios. Sin embargo, incluso refinando "al máximo", su rendimiento en gasolinas queda muy atrás del de los más ligeros. En el ejemplo del principio del capítulo al que nos referimos, parte 2., comparábamos el rendimiento máximo del Istmo (33 grados API) con el del pesado Maya (22 grados). También hubo una recuperación de precios de los crudos pesados donde y cuando se introdujo el coquizado.

Otro elemento que se desprende de este capítulo de elementos físicos y en general científico-técnicos, y del que hablaremos ahora, es el de la relación entre producción y reservas.

Esta relación suele medirse, como una convención, en términos del número de años que durarían las reservas probadas, explotables en las condiciones técnicas y económicas del momento, con la producción vigente también en el momento de la medición. Ello no implica que así vaya a ser en efecto, sino que es una forma sencilla de medir la relación como puede haber otra. Pero nunca va a suceder que se esté produciendo sostenidamente al nivel del año en cuestión y luego de repente las reservas se agoten y ya no se pueda producir nada, sino que el agotamiento es gradual, pozo por pozo y campo por campo, de modo que el tiempo real de pleno agotamiento será más largo que el medido, pero el momento de una declinación importante en las posibilidades de producción, si no se incorporan suficientes nuevas reservas, en lo cual tendrían que confluir condiciones naturales y una considerable inversión, ese momento llegará antes del número de años de la mencionada forma de medición. De hecho, por ejemplo, en Texas, ese momento ya llegó y la producción ya está declinando de modo importante.

Veamos anteriormente, a nivel regional, que la distribución de las reservas era muy diferente de la distribución de la producción. Veamos el

asunto ahora con algo más de detalle, tratando de llegar a algunas conclusiones.

El esquema a nivel de regiones y principales países productores es el siguiente:

RELACION PRODUCCION-RESERVAS DE CRUDO, 1988 y 1989.

REGION/ PAIS	RESERVAS (mil.mil. bbl)		PRODUCCION (mil. bbl/día)		% cambio 88-89	RELACION PRODUCCION/ RESERVAS, en años:		
	1988	1989	1988	1989		1988	1989	% cambio
GOLFO								
PERSIPO:	571.50	660.25	14,418	16,270	13	109	111	2.4
Emir.A.U.	98.20	98.10	1,474	1,866	27	183	144	-21.1
Irán	92.85	92.86	2,240	2,947	32	114	86	-24.0
Irak	100.00	100.00	2,688	2,897	8	102	96	-7.2
Kuwait	91.92	97.13	1,491	1,791	20	169	149	-12.0
S.Arabia	169.97	257.56	5,102	5,193	2	91	136	48.9
Otros	18.56	14.80	1,423	1,576	11	36	25	-29.0
AFRICA:	56.96	56.84	4,964	5,490	10	31	29	-6.2
Argelia	8.40	9.20	642	714	11	36	35	-1.5
Libia	22.00	22.80	1,025	1,130	10	59	55	-6.0
Nigeria	16.00	16.00	1,390	1,672	20	32	26	-16.9
Otros	10.56	10.84	1,927	1,974	2	15	15	0.2
EE.UU. Y								
CANADA:	33.29	31.99	9,753	9,205	-6	9	10	1.8
EE. UU.	26.50	25.86	8,140	7,647	-6	9	9	3.9
Canadá	6.79	6.13	1,613	1,558	-3	12	11	-6.5
AMERICA								
LATINA:	121.95	125.03	6,281	6,407	2	53	53	0.5
México*	54.11	52.98	2,606	2,613	0	57	56	-2.4
Venezuela	58.06	58.50	1,649	1,725	5	96	93	-3.7
Otros	9.76	13.55	2,026	2,069	2	13	18	35.9
MAR DEL								
NORTE:	17.02	17.08	3,760	3,421	-10	12	14	11.5
Inglaterra	5.18	4.26	2,268	1,773	-22	6	7	5.2
Noruega	10.44	11.55	1,099	1,474	34	26	21	-17.5
Otros	1.40	1.27	413	154	-63	9	23	143.3
GAME Y								
CHINA:	63.80	64.10	15,578	15,280	-2	15	15	2.3
China	23.55	24.00	2,733	2,751	1	24	24	1.2
URSS	58.50	58.40	2,446	12,140	-2	13	13	2.3
Otros	1.75	1.70	399	389	-3	12	12	-0.4
OTRAS								
REGIONES:	31.05	21.26	3,215	3,608	12	26	16	-39.0
Indonesia	8.25	8.20	1,139	1,235	9	20	18	-8.4
Otros	22.60	13.06	2,077	2,373	14	30	15	-49.9
TOTAL								
MUNDIAL:	915.57	996.55	58,009	59,661	3	43	46	6.0

Fuente: Oil and Gas Journal, 26 dic.1988, 25 dic.89, 19 mar.90.

Las reservas corresponden al fin del año.

El crudo de la llamada Zona Neutral entre Kuwait y Arabia Saudita es repartido por igual entre estos dos países, y se incluye aquí como parte de la producción de uno y otro.

*Las reservas de México al fin de 1989 fueron actualizadas con datos de la Memoria de Labores de Pemex.

Es claro el contraste entre la relación producción-reservas de los países del Golfo Pérsico e incluso de África, Venezuela e Indonesia —que en su conjunto forman lo fundamental de la OPEP—, con reservas para cien años o más en el primer caso y siempre de varias décadas en los otros, por un lado, y por otro la de los principales productores-consumidores,

Estados Unidos, Inglaterra e incluso Canadá. El caso de Inglaterra parece a primera vista el más delicado, con 7 años. El de los EE. UU. también lo es, sin embargo. Sus 9 años no impiden que su producción esté declinando también, pues es muy desigual su situación en regiones petroleras más nuevas y en otras más agotadas. Ya hemos visto, al hablar de las reservas, este caso, en el cual las reservas por comprobar serían, en términos globales, aproximadamente otro tanto de las reservas probadas, y ello en un franco proceso de declinación de la capacidad productiva.

En los EE. UU., incluso el petróleo de Alaska es un alivio limitado. Por un lado, su producción está limitada a 2 millones de barriles diarios, que es la capacidad del oleoducto y en general de las instalaciones construidas a alto costo. Esa cantidad es la cuarta parte de la producción de ese país, y la octava parte de su consumo. Pero por otro lado las reservas probadas de Alaska, siendo más importantes que las de cualquier otra región de ese país, han bajado de 9,600 millones de barriles a fines de 1975, a 7 mil millones a fines de 1986 (1). Esta última cantidad equivale a 9.6 años de la producción de esa misma zona, o sea prácticamente la misma relación que vimos a nivel nacional. De ahí que incluso la producción de Alaska esté empezando a declinar, como se vio al analizar el asunto de la declinación de reservas. Claro que como todo el petróleo de Alaska es "nuevo", el momento de su declinación "final" no ha llegado aún, como llegó en otras zonas petroleras de los EE. UU.. Es más, su limitada duración acaba de desalentar, junto con los bajos precios, cualquier posible inversión destinada a aumentar su producción, que necesariamente tendría que ser muy grande, la cual pueda considerarse por ahora descartada.

En general, los países en situaciones que podríamos calificar de intermedias en cuanto a relación producción-reservas, o están en la OPEP o forman parte del grupo de países exportadores que se ha puesto de acuerdo con esa organización en cuanto a niveles de producción y posiblemente de precios. Los principales importadores que cuentan con una producción petrolera, que llegaron a usar para minar las posibilidades de defensa del precio del petróleo por parte de los exportadores de dentro y fuera de la OPEP, no están ya en condiciones de volverlo a hacer.

Es más, como veremos, si el crudo inglés pudo jugar un papel importante en la guerra de precios de 1986, aunque a fin de cuentas la haya perdido, ya en la segunda guerra de precios en 1988, ya prácticamente no contó, sino que ésta fue un virtual ajuste de cuentas entre los exportadores, que culminaría en los acuerdos de fines de 1988 y principios de 1989. Ya en estos momentos, Inglaterra consume más petróleo del que produce.

Finalmente, veamos, derivados de la anterior tabla reservas-producción, algunos casos extremos, para tenerlos en cuenta más adelante:

**PAISES QUE AUMENTARON Y LOS QUE BAJARON MAS
SU PRODUCCION DE 1988 A 1989:**

PAIS	RESERVAS (mil.mill. bbl)		PRODUCCION (mil. bbl/día)		% cambio 88-89:
	1988	1989	1988	1989	
Noruega	10.44	11.55	1,099	1,474	34
Irán	92.85	92.86	2,240	2,947	32
Emir.A.U.	98.20	98.10	1,474	1,866	27
Nigeria	16.00	16.00	1,390	1,672	20
Kuwait	91.92	97.13	1,491	1,791	20
Inglaterra	5.18	4.26	2,268	1,773	-22
EE. UU.	26.50	25.86	8,140	7,647	-6
Canadá	6.79	6.13	1,613	1,558	-3
URSS	58.50	58.40	12,446	12,140	-2

**RELACION PRODUCCION-RESERVAS DE CRUDO, 1988 y 1989.
Productores importantes con menos años de reservas de crudo:**

PAIS	RESERVAS (mil.mill. bbl)		PRODUCCION (mil. bbl/día)		% cambio 88-89:	RELACION PROD.- RESERVAS, años:		
	1988	1989	1988	1989		1988	1989	% camb.
Inglaterra	5.18	4.26	2,268	1,773	-22	6	7	5.2
EE. UU.	26.50	25.86	8,140	7,647	-6	9	9	3.9
Canadá	6.79	6.13	1,613	1,558	-3	12	11	-6.5
URSS	58.50	58.40	12,446	12,140	-2	13	13	2.3
CHINA:	83.80	84.10	15,578	15,280	-2	15	15	2.3

Elementos de teoría económica.- De las enormes diferencias físicas, técnicas y geográficas, en cuanto a la facilidad o dificultad de obtener el crudo en una u otra parte del planeta, se derivan diferentes niveles de renta petrolera por las diferencias en la relación costo de extracción-precio de venta. Para un mismo nivel de inversión y tecnología, hay enormes diferencias entre los volúmenes e incluso calidades de petróleo obtenidos en una u otra región.

Así, dijimos, mientras las Siete Hermanas controlaron la totalidad o la casi totalidad del petróleo extraído en el Medio Oriente y más precisamente en la zona del Golfo Pérsico, controlaron también el mercado mundial. Y de esa zona deriva también la principal fuerza en ese mismo sentido de la OPEP, y la posibilidad de que tres países de la OPEP y sobre todo Saudi Arabia, impusieran al resto de los exportadores los acuerdos de la segunda mitad de 1986 y de fines de 1988 y principios del '89.

Esa renta diferencial pudo, según la época y quienes disponían de ella, ser un medio para obtener utilidades excedentes --con las Siete Hermanas--, o un medio para influir sobre el comportamiento del mercado con miras de largo plazo --con la OPEP y en los casos enumerados al final--.

Otra noción importante para comprender la dificultad para la entrada de nuevos productores al escenario petrolero internacional es la gran diferencia entre los que hemos llamado costo de producción y costo de reproducción. Sólo en períodos de precios muy elevados y relativamente sostenidos entraron nuevos productores en escala importante. En cuanto quienes controlaban el mercado --primero las Siete Hermanas y más recientemente la OPEP-- se dieron cuenta, por la experiencia de la posterior caída de precios resultado de la saturación debida a "los nuevos", se cuidaron mucho, no sólo, y a veces no tanto, de los precios muy bajos que pudieran disminuir sus utilidades en grado importante o incluso hacer incosteable su producción, sino de los precios muy altos que motivaran la irrupción de nuevos productores, la exploración y/o desarrollo de nuevas zonas, etc..

Es más, actualmente vivimos un proceso en el que los exportadores y en especial los que tienen más reservas y menores costos de producción, mantienen precios sostenidamente insuficientes para hacer costeable el desarrollo e incluso la continuidad del nivel de producción en las zonas petroleras de los países importadores --el Mar del Norte y América al Norte del Río Bravo-- aprovechando la renta diferencial existente a su favor, y a la vez esos precios son suficientemente bajos como para impedir la irrupción de nuevos productores, nuevas zonas, etc., pues no permiten la inversión inicial indispensable para ello.

También vimos que el petróleo, como materia prima que es, está sujeto a lo que podríamos llamar ciclos, especialmente en cuanto a precios y niveles de inversión. Cuando los precios son altos, ello atrae inversiones de otras áreas; pero éstas, al cabo de un tiempo y considerando que su efecto tarda años en producirse plenamente, favorecen un aumento en la producción que acaba por saturar el mercado y desplomar los precios. Entonces las inversiones "huyen" a otras áreas, y al cabo de un tiempo, al agotarse reservas y no producirse el nivel necesario de inversión, viene una nueva escasez y un nuevo aumento en el precio. Esto puede además combinarse con ciclos en torno a la demanda de petróleo en los países importadores. El petróleo caro tiende a inhibir o limitar el crecimiento económico de los países industriales importadores; ese bajo ritmo limita la demanda de petróleo, y tiende a hacer que su precio baje. Pero entonces el precio bajo contribuye a reactivar el crecimiento económico de los importadores, lo cual a su vez favorecerá un futuro aumento de su demanda, y de nuevo subirán los precios petroleros.

Veamos a grandes rasgos lo sucedido a partir de la Segunda Guerra Mundial, que lógicamente había disparado la demanda y traído consigo cambios tecnológicos que aumentaron los precios reales del petróleo. Hasta 1950, los precios fueron altos, y el petróleo se usaba casi sólo en aquellos usos para los que no servían otras fuentes de energía como el carbón: los combustibles líquidos para motores, y el gas.

Sin embargo, la gran disponibilidad de petróleo del Medio Oriente se unió al hecho de que las Siete Hermanas que lo controlaban, al confrontar crecientes presiones de los países exportadores hacia el aumento de sus participaciones en la exportación de crudo, prefirieron, con bajos pre-

cios de la materia prima, transferir el grueso de sus utilidades a las fases de refinación y comercialización, en las que no tenían que dar participaciones a nadie. En general, en sus países de origen, gozaban de un régimen fiscal muy privilegiado.

Como vimos en la parte histórica, esto ocasionó fricciones con los gobiernos de los países exportadores, especialmente del Golfo Pérsico y de Africa. Cuando la escasez derivada de los bajos precios y los consiguientes bajos niveles de inversión, se hizo sentir a partir de 1970 y sobre todo en 1972-73, la OPEP ya actuando como tal pudo elevar los precios reales de manera muy importante. Eso empezó a alentar nuevas inversiones, aunque éstas tardarían en mostrar plenamente sus efectos, y además propició las primeras medidas de ahorro y diversificación de energía en los países importadores. Como el precio en dólares del crudo se estabilizaba mientras que los precios de los otros productos subían, especialmente en los EE. UU. que emiten los dólares, el precio real del crudo bajó gradualmente. Sin embargo, los fuertes aumentos de 1979-80, propiciados por un lado por la poca consistencia y continuidad de las inversiones petroleras al declinar el precio real del crudo, y de las medidas de conservación y diversificación de energía, pero disparados por la caída del Shah en Irán y luego la guerra Irán-Irak, acabaron de crear las condiciones para que el precio ya no se pudiera sostener por mucho tiempo.

Vimos también la importancia de distinguir los niveles de competencia y de concertación entre los grandes productores, tratárase primero de las Compañías, o luego de países productores. Aunque siempre, de alguna manera, están presentes los rasgos monopólicos o de cooperación entre productores, y también las leyes del mercado y la competencia entre los mismos, ello no ocurre del mismo modo en diferentes épocas. Un mayor predominio de la competencia favorecerá ciclos bien marcados. Un mayor predominio de la cooperación entre quienes controlan las fuentes decisivas de la producción favorecerá una mayor estabilidad, porque se podrá regular el mercado de común acuerdo y evitar precios demasiado altos o bajos, y niveles de producción demasiado altos o bajos.

Otros elementos históricos.- Aunque hemos estado hablando de varios elementos históricos que contribuyen al comportamiento del mercado, pues operan combinadamente con factores de otro tipo como los económicos de los que acabamos de hablar, hay algo más que debemos considerar al respecto.

Las Siete Hermanas descubrieron el monopolio del mercado mundial. Antes de ellas hubo monopolio, como con Rockefeller primero, pero no había mercado mundial como tal y era principalmente en los EE. UU. Lo primero que hicieron fue subir precios en aras de la utilidad inmediata. Por más que hicieron, se fueron colando otros, atraídos por los altos precios. Las "hermanas" bajaron precios para hacerlos quebrar. Más adelante aprendieron a no subir los precios demasiado y a sacar provecho, aunque sin teorizarlo, de la diferencia entre costos de producción para "intrusos" que tenían que empezar por montar infraestructura y explorar zonas, y los costos de reproducción para ellas, que sólo necesitaban reponer reservas

y capacidad de producción. Muy tarde aprendieron, sin embargo, la última lección: tampoco podían impunemente bajar demasiado el precio, pues con ello empujaron a la OPEP a quitarles el control de la extracción del petróleo y de su comercialización inicial.

La OPEP empezó, con su propia experiencia, su propio aprendizaje. Lo primero que hizo, igual que las "hermanas", fue subir los precios reales de modo importante. Pero con ello alentó las medidas de conservación y diversificación de energéticos --plantas de carbón y, en algunos países, nucleares, para generar electricidad, por ejemplo-- y las inversiones que abrieron a la producción en gran escala los campos del Norte de Alaska y el Mar del Norte, de la Sonda de Campeche y la zona Chiapas-Tabasco, de Siberia y el Mar de China.

A fin de cuentas el mercado se saturó, y empezó a bajar, primero, gradualmente, a partir de mediados de 1981, y luego, ya con guerras de precios de por medio, con fuertes bajas en 1986 y 1988.

Ahora parecen haberse asimilado varias lecciones más: se buscan precios estables en niveles intermedios, que no justifiquen inversiones importantes que vuelvan a saturar el mercado, pero tampoco dejen a los productores ante la falta de recursos y a los importadores ante el peligro de una nueva escasez. La nueva realidad con una cooperación entre productores de dentro y fuera de la OPEP, tiene, sin embargo, implícita una nueva dinámica de la que habrá que hablar más adelante.

5.2. La lógica del desarrollo reciente.

En 1979-80, como vimos, los precios se volvieron a disparar. A precios constantes de los EE. UU., el del crudo se había, pese a sus aumentos nominales muy modestos, de hecho, regresado a un nivel un poco inferior al de 1974, como vimos en la tabla al final del capítulo anterior. Las medidas de diversificación y ahorro de energéticos, como también vimos, no se tomaron a fondo ni persistentemente. De ahí que dos hechos políticos que, encima, tenían un efecto evidente sobre el mercado petrolero internacional, hayan acabado de disparar el nuevo aumento.

Irán se había convertido en el segundo exportador mundial, luego de Saudi Arabia. Sus ventas al exterior en 1973-78 habían oscilado en torno a los 5 millones de barriles diarios, alrededor del 15 por ciento de las exportaciones mundiales de esos años. Cae, como dijimos, el gobierno del Shah, orientado a exportar mucho para importar todo, y lo sucede un gobierno que ve hacia adentro. Sus exportaciones en 1979, y otro poco en 1980 al iniciarse la guerra con Irak, caen por abajo del millón de barriles diarios.

Irak, que en 1979, inmediatamente antes de la citada guerra, medio contribuyó a llenar el hueco iraní vendiendo más de 3 mil millones de barriles diarios en promedio, sufre el desplome con la citada guerra y ya en 1981 está también exportando menos del millón.

No sólo la caída de las exportaciones, sino su amplificación por el efecto psicológico que causan no sólo ellas sino la posibilidad de un cierre, por la guerra misma, del Golfo Pérsico y con ello del conducto de la mayor

parte del las exportaciones mundiales, lleva a los importadores a comprar con locura hasta llenar sus depósitos e incluso buquestanque convertidos en depósitos. Lleg a un momento en que la guerra se estabiliza, pasa a un segundo plano el efecto psicológico, y queda la realidad de los depósitos llenos, del crudo muy caro --en el mercado spot subió incluso más que en los contratos a largo plazo-- y de medidas que, ahora sí, se generalizan y se toman más en serio, de conservación y diversificación de energéticos, al tiempo que empiezan a hacer sus efectos las medidas iniciadas desde antes pero que tardaban en hacer su efecto, como la construcción de plantas eléctricas de uranio y carbón que se tomaban y se toman varios años cada una. Las primeras bajas, como ya vimos, son moderadas, a partir de mediados de 1981. Con todo, en México pusieron fin al llamado "auge petrolero" de manera abrupta, porque éste se sustentaba en la ficción de la permanente demanda y del continuo aumento del precio que permitiría más y más producción. El enorme endeudamiento con cargo al petróleo futuro haría aquí más endeble el esquema que en otros países.

La OPEP asumió la línea de defender el precio bajando producción. Pero esa decisión no consideró ni las medidas para reducir la demanda de los importadores, ni el menor ritmo de desarrollo de los mismos que de por sí bajaría su consumo energético, ni, sobre todo, la irrupción de los nuevos exportadores.

Se puede ver claramente esta irrupción, observando lo sucedido entre 1974 y 1985, en este cuadro y en la Figura 5.1. basada en el mismo:

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO CRUDO AL 31 DE DICIEMBRE:
(Miles de barriles diarios promedio)

AÑO	OPEP 6 (1)	EXPORT 3 (2)	IMPORT (3)	TOTAL (4)	%1/4	%2/4	%3/4
1974	30,362	11,211	10,529	56,181	54.0	20.0	18.7
1979	30,167	17,704	11,699	62,570	48.2	28.3	18.7
1985	15,529	20,984	12,890	53,392	29.1	39.3	24.1
1986	18,365	21,516	12,866	55,840	32.9	38.5	23.0
1987	17,098	22,068	12,230	55,797	30.6	39.6	21.9
1988	18,496	22,107	12,181	57,918	31.9	38.2	21.0
1989	22,048	21,603	10,978	59,661	37.0	36.2	18.4
1990	23,223	21,195	10,588	60,317	38.5	35.1	17.6

Fuente: PEMEX, Anuarios Estadísticos; para 1989 y 1990, Oil and Gas Journal; y cálculos propios.

PRODUCCION DE CRUDO

Por grupo de países*

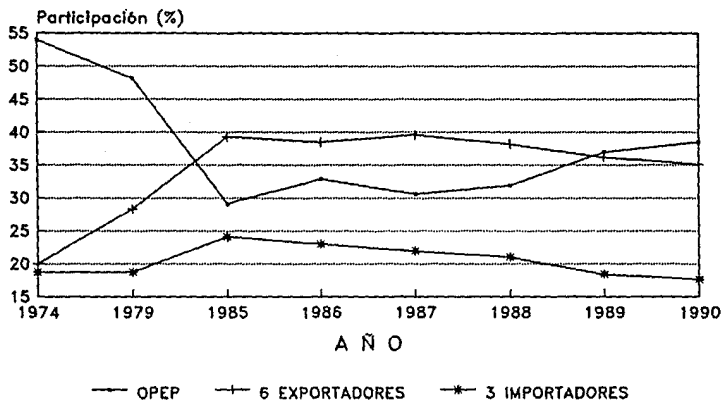


FIGURA 5.1.

*En porcentaje del total mundial.

El grupo de 6 nuevos exportadores, columna (2), incluye a Inglaterra y Noruega, a China y la URSS, a México y Egipto: países muy diferentes entre sí en todo salvo el hecho de ser nuevos exportadores de petróleo, y ninguno ha ingresado a la OPEP. De una participación en la producción mundial del 20 por ciento en 1974, que prácticamente era para consumo propio o al menos no iba al mercado mundial, pasaron al 28.3 por ciento en 1979 y al 39.3 en 1985: casi duplicaron su porcentaje de participación. A medida que la OPEP reducía su producción, estos países la aumentaban y capturaban la parte del mercado respectiva, en su mayoría. Como vemos, en este período la participación de la OPEP en la producción mundial bajaba del 54 por ciento al 29.1 por ciento, o sea una pérdida de 25 puntos porcentuales en números redondos. La parte restante que la OPEP perdió fue básicamente por lo que aumentó la producción de autoabastecimiento de países no exportadores, ante los altos precios.

Se considera un grupo (3), de países importadores que a la vez son productores de cierta importancia, con Inglaterra, EE. UU. y Canadá. Observamos que Inglaterra está a la vez en los grupos (2) y (3). Aunque por lo mismo no debemos esperar una plena correspondencia en las sumas de porcentajes de los grupos, en los que además no está obviamente todo el mundo, lo cierto es que la participación de los 3 importadores en la producción mundial subió su participación en la producción mundial, en el mismo período 1974-85, en poco más de 5 puntos porcentuales, en este caso concentrados en el período 1979-85, el de los precios más elevados del crudo.

Con este cuadro, es obvio que la estrategia de la OPEP de defender precios reduciendo producción no podía tener éxito, y no lo tuvo. Los precios bajaban poco a poco, y a medida que la OPEP perdía mercado le era más difícil influir en él. Es más, así como el éxito fue el padre de la unidad de los exportadores, el fracaso resultaba ser el de la división, como ha sucedido muchas veces en la historia en los planos más diversos.

Cada vez eran más los productores que no cumplían sus cuotas. Varios gobiernos exportadores estaban abrumados por problemas inmediatos y, con tal de tener dinero ya, vendían algo más de crudo aunque fuera a costa del precio. Después de varias advertencias que no tuvieron eco, el gobierno del país con más capacidad exportadora, Saudi Arabia, se decidió a iniciar una guerra de precios, en la cual lo acompañaron Kuwait y los Emiratos Arabes Unidos (EAU). La guerra, anunciada repetidamente por el Ministro del Petróleo Saudíárabe a lo largo de 1985, se inició en octubre de ese año y se fue profundizando. Los tres países que la iniciaron tenían algo en común: muchas reservas, bajos costos de producción, poca población y pocas necesidades económicas inmediatas. Si vemos el cuadro Producción-Reservas una página atrás, veremos que esos tres países suman en números redondos 360 mil millones de barriles de reservas de crudo, casi el 40 por ciento del total mundial. Su capacidad productiva, medida por lo que en efecto produjeron antes de las reducciones que pretendieron defender los precios, equivalen en su conjunto a más de la mitad de las exportaciones mundiales de esos momentos. Y recordemos lo dicho sobre los

costos de producción en el Golfo Pérsico. Esas fueron sus armas en esa guerra.

Desde muchos otros puntos de vista, esos países gobernados por emires y sultanes, en el caso de Arabia ya con el nombre occidentalizado de Rey y con un Presidente de los emires de los EAU, pero con múltiples rasgos del pasado islámico, son de lo más atrasado y débil como para ganar cualquier tipo de guerra, a los ojos occidentales al menos. Veamos algunos ejemplos:

En su conjunto, los tres países tienen 18 millones de habitantes, aproximadamente lo mismo que el área metropolitana de la Ciudad de México. El Producto Nacional Bruto del mismo conjunto de países es de 118 mil millones de dólares, que por habitante son 6,500 dólares anuales. El país más importante y poblado de los tres, el que los encabezó en esa guerra de precios, Arabia Saudita, es a la vez el más atrasado socialmente con, por ejemplo, una cama de hospital por cada 1069 habitantes, un médico por cada 1535 y un dentista por cada 20,842.

El gobierno que se les enfrentó con más coraje, en defensa de sus intereses y del libre mercado petrolero, fue el de Inglaterra, armada con el crudo del Mar del Norte que estaba en el punto más alto de su producción; pero, en diversos grados, se perseguía presionar a casi todo el mundo: a los "indisciplinados" de la OPEP, para que volvieran a pactar y respetar cuotas de producción; a los exportadores de fuera de la OPEP, para que se pusieran de acuerdo con este organismo y de hecho ingresaran al monopolio exportador para que pudiera volverlo a ser, y por supuesto a los importadores, especialmente a los que producían bastante petróleo, a los que de plano se trataba de ir desalojando del mercado, incluso del mercado de sus propios países, aprovechando que el suyo era el petróleo con mayores costos de extracción.

Las armas del mercado, vueltas contra el mercado mismo, como cuando las siete hermanas bajaban precios para eliminar competidoras o forzar compromisos. La guerra no era sólo de precios, pues por ejemplo Saudí Arabia vendía aceptando precios sobre la base del rendimiento neto (*netback*), dando a los compradores-refinadores ventajas de largo plazo al absorber el riesgo. Pero las ventas crecientes del crudo del Golfo Pérsico, a precios cada vez menores, que llegaron a los 7 dólares por barril, pero que era obvio que podían bajar aún más si no había acuerdo entre los exportadores, lograron que para agosto de 1986 se llegara a acuerdos en principio, los cuales se concretaron en el siguiente octubre. Limitación en la producción, reduciendo incluso sus volúmenes, y buscar una franja de precios entre los 18 y los 20 dólares por barril de los crudos de referencia, eran los términos del armisticio. Además de la OPEP, entraron al acuerdo 5 de los 6 nuevos exportadores; el sexto, al cual hemos agrupado también con los importadores, fue Inglaterra, pero lo sucedido en los siguientes años muestra que el haberse negado al acuerdo ni contó para el posterior desarrollo del mercado, ni impidió que la participación de este país e incluso su volumen total de producción declinara ante los altos costos del Mar del Norte y los relativamente bajos precios del mercado.

Los precios de 1987 fueron en general estables y se mantuvieron dentro de la franja acordada casi todo el año. Pero varios exportadores, como Noruega, violaron los acuerdos en cuanto a producción, y extrajeron volúmenes notoriamente superiores a los acordados. La participación de la OPEP en la producción mundial --si regresamos unas páginas a la tabla respectiva--, que había subido del 29.1 por ciento en 1985 a 32.9 por ciento en '86 como resultado de la "guerra", bajó a 30.6 por ciento en 1987 durante el "armisticio". La participación de los 6 nuevos exportadores --pese a que no aumentó por ejemplo la de México-- subió de '86 a '87, del 38.5 al 39.6 por ciento, para llegar a un porcentaje ligeramente superior incluso al de 1985.

A ello se sumó el que Irán e Irak, queriendo obtener más recursos para reconstruir sus países luego de la guerra entre ambos, quisieron aumento en sus respectivas "cuotas" en la OPEP. Eso dio lugar a una "segunda guerra de precios" desde octubre de 1987, en la que no fue necesario llegar a bajar tanto los precios porque la experiencia anterior mostró que era inútil tratar de evadir el acuerdo. Los nuevos acuerdos, sin embargo, tuvieron un alcance más amplio, al incorporarse nuevos productores-exportadores como Malasia, Angola y Colombia. Además, las posibilidades de cumplimiento de los acuerdos eran, al menos en un cierto plazo, mayores, dada la experiencia recién vivida.

Eso daría lugar a una nueva recuperación de la participación de la OPEP, pero sobre todo a un bloque de exportadores más amplio que esa organización. El efecto sostenido de los precios bajos y su baja adicional en la guerra de 1988, se sumaron a los efectos de la de 1986, y pusieron en picada los niveles de producción de Inglaterra y los Estados Unidos. Pero eso, aunque se aprecia en la tabla de la que estamos hablando, y aunque ya ha sido mencionado anteriormente, se nota a plenitud a lo largo de 1989. Este proceso merece, por sus efectos en el presente y en el futuro del mercado petrolero internacional, un examen más detallado, al cual vamos a entrar a continuación.

5.3. 1988-89: Los protagonistas.

Antes de entrar a analizar el desarrollo de los acontecimientos que determinan las características del período actual del mercado petrolero internacional, debemos agregar algunos elementos sobre los países protagonistas.

Hasta ahora hemos hablado de los polos opuestos: el Golfo Pérsico y en menor grado Africa, que en su conjunto conforman la mayor parte de la OPEP, con grandes reservas de crudo barato, y por otro lado el petróleo extraído por países industriales que a la vez son productores e importadores, petróleo en general de costo de extracción bastante mayor y con reservas mucho más limitadas.

Mencionamos también la incorporación de nuevos exportadores a raíz de las alzas en los precios del petróleo, mencionando básicamente a seis, Inglaterra y Noruega, de los cuales hablamos ya más al hablar del Mar del Norte, la URSS y China, y finalmente México y Egipto, aunque este

último exporta volúmenes muy inferiores a los otros. Como también señalamos, en los últimos tiempos se incorporaron nuevos exportadores, pero todos ellos con volúmenes de ventas al exterior bastante limitados: Colombia, Angola, Malaysia, etc.

Además de los países del Mar del Norte de los que hablamos ya, los principales nuevos exportadores son la URSS, China y México, con volúmenes de ventas al exterior, en 1987, de 2.6 millones, poco más de medio millón y 1.35 millones de barriles diarios promedio, respectivamente. Vamos a mencionar algunos rasgos peculiares de los dos primeros, y a referirnos un poco más en detalle a México.

La URSS y China tienen menos dependencia de los criterios de mercado y rentabilidad que otros productores, en contraste con el petróleo inglés, por ejemplo, que después de una década privatizadora queda en manos de empresas privadas y sujeto a la mera rentabilidad. En este sentido, la mayoría de los países exportadores están en una situación intermedia, con empresas estatales extrayendo el petróleo pero con sus monedas libremente convertibles a divisas y en concreto a dólares en los que se valúa el petróleo en el mercado internacional. La URSS y China pueden vender crudo a precios muy baratos, al fin que para ellos son dólares netos que reciben, mientras que sus principales costos de extracción, como son salarios e insumos de fabricación local, los hacen en rublos o yuanes que ellos mismos imprimen y que no son libremente convertibles a dólares.

La URSS ya exportaba crudo en el marco de los convenios comerciales de Europa Oriental, a países de lo que sería el CAME, pero ese crudo no entraba al mercado petrolero internacional como tal, era por decirlo así parte de un circuito comercial cerrado, que en general no inflúa, y era poco influido, por el mercado abierto. Operaba sobre la base de contratos a largo plazo y precios bastante estables. Pero a partir de las grandes alzas de precios empezó a vender crudo en los mercados occidentales europeos, notoriamente en el mercado spot de Rotterdam y se convirtió en el primer productor mundial de petróleo, aunque la mayor parte para su propio consumo. Sus zonas petroleras tradicionales, como el Cáucaso, fueron cediendo la primacía a otras más alejadas, en Siberia. Pero, por un lado, los costos de ductos, campos, etc., a esas distancias, eran costos de inversión que una vez realizada ya rendía sus resultados, pese a las bajas de precios. Por otro, siendo los mayores gastos en rublos no convertibles, su futuro dependía menos de la rentabilidad inmediata en el sentido aplicable a otros países. De ahí que las sucesivas guerras de precios de 1986 y '88 no hayan afectado los niveles de producción de la URSS, que aumentan sin interrupción, incluso en los primeros meses de 1989 en comparación con los niveles de 1988. La limitación a las exportaciones de la URSS proviene más del aumento de su consumo interno, o de acuerdos entre exportadores, que del comportamiento del mercado como tal, al menos hasta el momento.

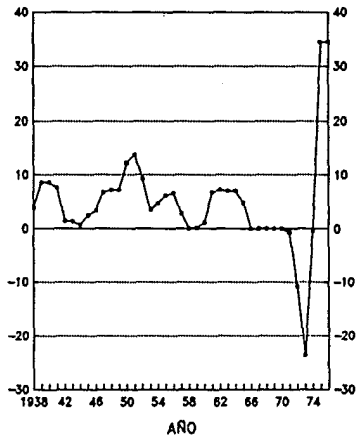
En China, la abundancia de carbón y el limitado nivel de industrialización contribuyeron a retrasar la explotación petrolera; pero las alzas de precios, también aquí, cambiaron las cosas. En una primera etapa el desa-

rollo se basa en la exploración y explotación terrestres y se trata de no tener que importar. Pero ya en la década de los '80s, con los nuevos aumentos de precios y la nuevas orientaciones de política económica imperantes en el país, se da la exploración y explotación de yacimientos del subsuelo marino, mucho más abundantes en reserva y capacidad productiva, con la participación de compañías occidentales. Ahora se trata de exportar para obtener divisas. Y lo dicho para la URSS vale también aquí, con diferencias sólo en las formas. La inversiones no son locales como con el crudo siberiano (la inversión y tecnología en ese caso se aplican al gas) sino en buena medida extranjeras. La inversión es importante no por la lejanía y las dificultades del clima siberiano, sino por la necesidad de introducir y emplear plataformas marítimas y en general equipo de explotación marina. Pero en ambos casos la no convertibilidad, en este caso del yuan, y el que las grandes inversiones estaban ya realizadas al bajar los precios, permiten que la producción china suba sin interrupción, al margen de las guerras de precios. También aquí, la producción aumenta sin cesar en los últimos años, e incluso en los primeros meses de 1989 frente al promedio de 1988.

Veamos más de cerca el caso de México. Empecemos por ver algunas cifras que desmienten algunas versiones, en cierto sentido opuestas entre sí, sobre el desarrollo reciente del petróleo mexicano de exportación. Por un lado, se difundió hace unos años con carácter, digamos, semiformal, la versión de que el crudo ahí estaba, que se requirió el genio del entonces Director y antes contratista de Pemex, Jorge Díaz Serrano, para sacarlo y obtener los dólares que el país requería con urgencia. Por otro lado, también fue común la versión de que se trataba de una simple entrega del país al supeditarlo a abastecer de crudo al imperio. Por ello vamos a ver si en efecto hubo tal salto en la producción petrolera mexicana en 1977 con Díaz Serrano, o si simplemente, a falta de decisiones efectivas en cualquier otro sentido, el país fue "jalado" como otros por la dinámica del mercado petrolero internacional.

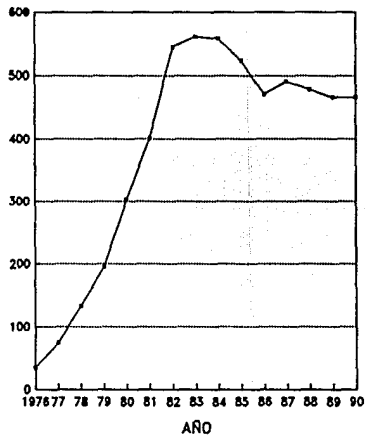
GRAFICA 5.2.

MEXICO, VENTAS, CRUDO (Millones de barriles netos)



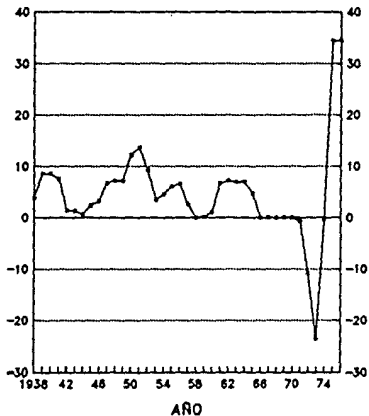
Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico 1988

MEXICO, VENTAS, CRUDO (Millones de barriles)



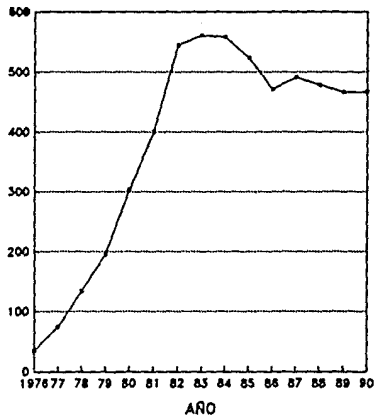
Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico 1988

MEXICO, VENTAS, CRUDO (Millones de barriles netos)



Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico 1988

MEXICO, VENTAS, CRUDO (Millones de barriles)



Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico 1988

EXPORTACIONES NETAS MEXICANAS DE CRUDO
(Millones de barriles en cada año)

AÑO	EXPORTACIONES(1)	IMPORTACIONES(2)	EXPORTACIONES NETAS(1-2)	AÑO	EXPORTACIONES(1)	IMPORTACIONES(2)	EXPORTACIONES NETAS(1-2)
1938	3.8		3.8	1964	7.6	0.6	7.0
1939	8.6		8.6	1965	4.8		4.8
1940	8.6		8.6	1966			0.0
1941	7.6		7.6	1967			0.0
1942	1.4		1.4	1968			0.0
1943	1.3		1.3	1969			0.0
1944	0.7		0.7	1970			0.0
1945	2.4		2.4	1971	0.7		-0.7
1946	3.3		3.3	1972	10.8		-10.8
1947	6.7		6.7	1973	23.6		-23.6
1948	7.2		7.2	1974	5.8	6.2	-0.4
1949	7.2		7.2	1975	34.4		34.4
1950	12.2		12.2	1976	34.5		34.5
1951	13.7		13.7	1977	73.7		73.7
1952	9.3		9.3	1978	133.2		133.2
1953	3.5		3.5	1979	194.5		194.5
1954	4.8		4.8	1980	303.0		303.0
1955	6.1		6.1	1981	400.8		400.8
1956	6.6		6.6	1982	544.6		544.6
1957	4.0	1.4	2.7	1983	561.0		561.0
1958	0.7	0.7	0.0	1984	558.0		558.0
1959	0.1		0.1	1985	523.5		523.5
1960	1.1		1.1	1986	470.7		470.7
1961	6.7		6.7	1987	490.9		490.9
1962	7.2		7.2	1988	478.3		478.3
1963	7.1	0.1	7.0	1989	466.4		466.4
				1990	466.2		466.2

Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico 1968, pp. 121 y 127; y Memorias de Labores 1989 y 1990. Siendo de Pemex las exportaciones, las de 1938 empiezan el 18 de marzo.

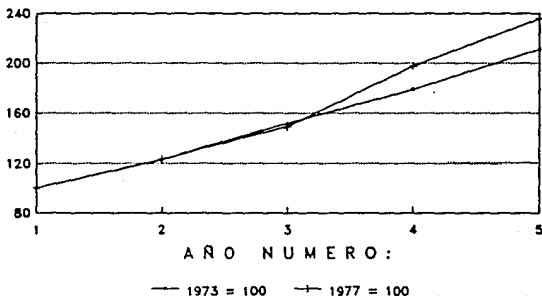
Lo mismo se aprecia en la Figura 5.2., incluso la desproporción entre uno y otro períodos que obliga a graficar con diferentes escalas. Luego del repunte que siguió a la expropiación petrolera, las ventas mexicanas al exterior se mantienen en un bajo nivel. Hay un nuevo repunte en 1950, con los "contratos riesgo" otorgados por el gobierno de Alemania a compañías de los EE. UU. y el aumento en la demanda de ese país propiciado por la Guerra de Corea. Recordaremos el período de precios bajos que, precisamente, fue el que por un lado generó escasez por la falta de inversión, y por otro sublevó a los gobiernos de la OPEP. México deja las inversiones petroleras de lado al extremo de convertirse en país importador entre 1971 y 1974.

Pero el cambio ocurre a partir de 1973, no de 1977. Y lo causa el alza petrolera. En efecto, aquí en este cuadro vemos exportaciones contra importaciones. Veamos ahora el nivel global de producción desde 1973:

FIGURA 5.3.

MEXICO, AUM. PRODUCCION

Cambios desde 1973 y desde 1977



Serie de 5 años empezando en 1973 y en 1977, primer año de cada serie = 100.

MEXICO: PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO DESDE 1973 (Miles de barriles diarios promedio)

AÑO	PRODUCCION	AUMENTO ANUAL(%)	AÑO	PRODUCCION	AUMENTO ANUAL(%)
1973	465		1981	2,313	19.5
1974	571	22.8	1982	2,748	18.8
1975	705	23.5	1983	2,689	-2.1
1976	831	17.9	1984	2,780	3.4
1977	981	18.1	1985	2,745	-1.3
1978	1,209	23.2	1986	2,435	-11.3
1979	1,461	20.8	1987	2,540	4.3
1980	1,936	32.5	1988	2,506	-1.3

Resulta que los ritmos de aumento de 1974 y 1975, por los precios del petróleo, sólo fueron igualados por el ritmo de 1978 y sólo fueron superados por el de 1980. Y no es casual que esos ritmos hayan sido algo menores en 1976 y 1977, años en que el precio real del crudo y ano era

tan alto y en que en México se vivía una crisis y una baja general en la inversión. El aumento promedio anual (con promedio aritmético) del sexenio 1977-82 fue de 22.15 por ciento, ligeramente inferior al aumento de 1974 y al de 1975. En la gráfica 5.3., con datos basado en este cuadro, vemos que el ritmo de aumento a partir de 1977 no fue sustancialmente mayor que el que se daba a partir del alza de precios internacionales de 1973. Y cuando ambas líneas se separan algo, es a partir de la nueva alza de esos precios en 1979-80.

Lo que sí es claro es que no se actuaba previendo lo que iba a ocurrir o empezaba a ocurrir, pues de otro modo no estaríamos importando crudo en 1973, sino que se reaccionaba ante lo que ocurría en el mercado internacional. En todo caso la diferencia con otros países que tuvieron reacciones similares y se dedicaron a exportar ante los altos precios, fue que México lo hizo junto con un endeudamiento excesivo y sin suficientes beneficios internos.

Es más, revisando los Informes anuales de los Directores de Petróleos Mexicanos (Pemex), vemos que las principales nuevas zonas petroleras estaban ya localizadas en 1976 y se iniciaba la explotación de algunas de ellas. La zona del Istmo de Tehuantepec, entre los estados de Chiapas y Tabasco, estaba ya en explotación, y la Sonda del Golfo de Campeche ya había mostrado gran potencialidad ante las perforaciones exploratorias. Lo que cambia entre los citados Informes hasta 1976, por un lado, y desde 1977, por el otro, es el énfasis, del que habla de garantizar ante todo el abasto interno y exportar excedentes, al que pone en el centro de la actividad petrolera la exportación de crudo.

Tanto de los datos de exportaciones como de los de producción, vemos que México resulta afectado en ambos casos por las bajas petroleras y en especial por las guerras de precios. Luego de 1984 se inicia la baja de la producción, hay un repunte en 1987 al recuperarse un poco el precio del crudo, y una nueva baja en 1988 que sigue en 1989. En cuanto a las exportaciones, el comportamiento es similar, lo cual indica la relación entre ambas, sólo que las ventas al exterior empiezan a tener una baja, muy ligera, ya en 1984 frente a '83. Según se ve de las cifras, el daño no es tan serio como el sufrido por los EE. UU. e Inglaterra, pero existe. Tampoco las reservas están en niveles críticos, pese a la importante baja en la inversión, a diferencia también del crudo de los EE. UU. y del Mar del Norte. En el caso de México, aún descontando reservas puestas en duda como las de Chicontepec, o incluso dejando como económicamente explotables sólo las del Istmo (Chiapas-Tabasco) y la Sonda de Campeche, éstas equivalen a unas cuatro décadas de la producción actual.

En diferentes partes y desde diversos ángulos, hemos visto las características, desde el punto de vista de su papel en el mercado petrolero internacional, de los países que en diversas formas influyen en él. En especial hemos hablado de los países productores, lo cual es indispensable para evaluar el sentido de los acuerdos de 1988-89 y su efecto actual y previsible.

5.4. 1988-89: Los acontecimientos.

La guerra de precios de 1988 terminó con un acuerdo más fácil de alcanzar, y más amplio en cuanto al número de participantes, por varias razones. Primera, la experiencia anterior, que indicaba que el acuerdo era la única salida viable para los productores. Segunda, que había países exportadores que en 1986 aún no lo eran, o no en grado importante, o no habían tenido experiencia alguna al respecto. Pero sobre todo, había una diferencia en el mercado mismo. La tendencia declinante del consumo de los países importadores ya se había revertido claramente hacia un nuevo aumento. Veamos el comportamiento de las importaciones de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), que agrupa a los consumidores-importadores del mundo, como son Estados Unidos y Canadá, Europa Occidental, Japón, Australia y Nueva Zelandia.

CONSUMO DE PETROLEO CRUDO EN LOS PAISES DE LA OCDE (Millones de barriles diarios promedio)

AÑO	CONSUMO	CAMBIO(%)	AÑO	CONSUMO	CAMBIO(%)
1973	39.6		1981	36.3	-6.0
1974	38.1	-3.8	1982	34.5	-5.0
1975	36.6	-3.9	1983	33.8	-2.0
1976	38.9	6.3	1984	34.5	2.1
1977	40.4	3.9	1985	34.1	-1.2
1978	40.9	1.2	1986	35.1	2.9
1979	41.6	1.7	1987	35.8	2.0
1980	38.6	-7.2	1988	36.8	2.8

Fuente: Energy Information Administration (EE. UU), *Monthly Energy Review*, Abril de 1989, y cálculos propios.

Esta tendencia siguió posteriormente, pero ahora nos ocupamos de lo ocurrido en estos años. Como ya vimos, luego de un intento no muy consistente cuando subieron los precios del crudo en 1973, se da un proceso en serio de ahorro y diversificación de fuentes de energía, que a partir de 1979 se traduce en una tendencia declinante del consumo de crudo en estos países. Desde la baja de 1986 se reinicia el aumento de la demanda, pero éste no se detiene, sino que sólo se modera un poco, con la recuperación limitada de 1987, y el ritmo de crecimiento del consumo vuelve a aumentar con la segunda guerra de precios en 1988. Así, para fines de 1988, el mercado mismo ha cambiado ya de manera clara.

Hay, sin embargo, diferencias frente a la escasez que caracterizó al mercado antes de los aumentos de precios de 1973-74.

Los países exportadores son ya en general propietarios de las empresas que extraen el petróleo. No les toca un porcentaje, sino el producto total de las ventas.

Esos países, o han hecho la experiencia, o sus gobiernos no tienen más que actuar en función de los que sí la asimilaron y tienen fuerza para imponerles decisiones, de modo que se interesan por el mercado petrolero como fuente de recursos a largo plazo y no simplemente para salir de problemas inmediatos.

Los países importadores han hecho también su experiencia, y además de las medidas mencionadas, que parecen estar tocando a su fin en cuanto a efectividad, han acumulado reservas de crudo, y aumentado su capacidad de almacenamiento de crudo y demás hidrocarburos. Esta última pasó, a nivel de la OCDE, de 23 días en 1973, a 34 días en 1988. Con todo, esta capacidad de almacenamiento sería insuficiente ante problemas de importancia.

Por todo lo anterior, las pláticas entre los exportadores en este período no se encaminan, como en momentos anteriores, a aumentos importantes en el precio del crudo, sino a la consolidación de su control sobre el mercado petrolero internacional. Y ello se traduce en limitar la producción al grado suficiente como para impedir bajas, y buscar estabilizar los precios sobre la base de mantener a los llamados crudos de referencia entre los 18 y los 20 dólares por barril. Con ello se garantiza que la producción de EE. UU. e Inglaterra siga declinando, que no entren exportadores nuevos de importancia, y que el consumo de los importadores siga en aumento.

Para octubre y principios de noviembre de 1988, la guerra de precios había llegado a su punto culminante. Sobre una baja ya acumulada, el gobierno mexicano anunció el 5 de octubre una baja promedio de 1.70 dólares por barril del crudo de exportación. Arabia Saudita concluye su acuerdo con la Texaco para la refinación, por una empresa conjunta, de crudo saudita en los EE. UU., el cual se formaliza a principios de noviembre. El precio de los crudos llega a su punto más bajo, en promedio mensual, en octubre.

En noviembre se reúne la OPEP, pero todo indica que ya cuenta también con una especie de acuerdo "en principio" de los principales exportadores que no están en ella, pues además de la reducción de exportaciones que esta organización acuerda para entrar en vigor a partir del 1o. de enero de 1989, aparecen notas en la prensa hablando de una futura reducción del 5 por ciento en la producción de los exportadores "de fuera", la cual en efecto tuvo lugar.

Ya en noviembre, por el efecto psicológico, empiezan a subir los precios, al hacerse público el acuerdo de la OPEP. Con mayor razón en enero. En ese mismo mes se reúnen en Londres, informalmente por lo pronto, representantes de seis países de la OPEP en nombre de esta organización, con los de 13 de fuera de la OPEP, de los cuales ya no todos eran países, pues en reuniones posteriores estarían también representantes de estados petroleros de los EE. UU. y de la provincia petrolera del Canadá.

Otro cambio importante: en enero se inicia el gobierno de George Bush en los EE. UU., principal importador mundial. Y mientras que el saliente Reagan estaba ligado sobre todo con las ramas económicas ligadas a

la industria bélica, sobre todo automotriz y aeroespacial, ramas cuyas ventas suben si el precio del petróleo baja, Bush es, digamos, petrolero. No se trata sólo de los negocios que él en lo personal pudo tener en el pasado, incluso cuando fundó Perforaciones Marítimas del Golfo con Jorge Díaz Serrano. Se trata además de que el centro de poder en el que se forja políticamente, Houston, Texas, es la ciudad del petróleo en ese Estado petrolero, así como, por ejemplo, Dallas es la ciudad ganadera.

Ya en el pasado Bush había mostrado diferencias con Reagan en cuanto a los precios del petróleo, cuando era su vicepresidente. Cuando en 1986 bajaron los precios seriamente y en Texas empezaron a cerrar no sólo pozos petroleros sino bancos que dependían de la actividad económica en torno al petróleo, Bush fue al Cercano Oriente a tratar de negociar el fin de la guerra de precios o al menos una tregua. Pero Reagan, en el curso mismo de ese viaje, lo desautorizó y dijo que la política petrolera de ese país se hacía a través de su Departamento de Energía.

Por lo pronto, con este cambio de presidente, estados petroleros se consideraron en libertad de hacer lo que nunca hicieron antes, tal vez para que no se les acusara de traición por irse a confabular con terroristas para subir el precio de la gasolina que paga el consumidor de los EE. UU.: asistir a reuniones de exportadores en Londres.

En febrero hubo una nueva reunión en esa misma ciudad, ya con la asistencia oficial de representantes gubernamentales de Angola, Colombia, China, Egipto, Malaysia, México y Omán. Mantuvieron su carácter extraoficial, pero fueron, los de Noruega, la URSS y Yemen del Norte, y los de los estados petroleros de Alaska y Texas en los EE. UU. y la provincia canadiense de Alberta. Acordaron reducir la producción, a partir del 1o. de abril, en general en un 5 por ciento con algunas excepciones. Pero decidieron también no hacer ningún anuncio inmediato. Los anuncios se harían sucesivamente, con uno o dos días de diferencia, para lograr el máximo efecto psicológico desde antes de que la reducción se hiciera efectiva.

Y así fue. Uno a uno fueron anunciando sus reducciones. La de la URSS fue fijada en cantidad absoluta: 100 mil barriles diarios de reducción. Y los países que sólo congelaron su producción, nunca lo dijeron oficialmente. En el caso de Colombia nunca se decidió la reducción, pero ésta operaba en los hechos, debido a los atentados guerrilleros contra el oleoducto que conducía el crudo de exportación. Noruega y Yemen del Norte tampoco redujeron, pero se comprometieron a atenerse a reducciones anteriores, que al menos Noruega no había cumplido.

Otro ingrediente que subió más los precios fueron los accidentes en el Mar del Norte, que entre diciembre de 1988 y marzo de 1989 se sucedieron unos a otros. Habría que relativizar en este caso el sentido de la palabra accidente. Lo fueron, sin duda, al no haber sido planeados ni decididos por nadie. Pero su frecuencia no es casual. Las difíciles condiciones meteorológicas de la región, de las que ya hablamos en su momento, y que se agudizan en invierno; y la baja inversión en prevención y mantenimiento, resultado de años de bajos precios y de la dinámica meramente comercial y empresarial de las empresas petroleras que operan en la zona, todo lo

cual hacía poco rentable esa inversión, son hechos directamente ligados a la frecuencia de los accidentes del Mar del Norte.

Otro disparo a los precios fue causado por el accidente, éste sí accidente en todo el sentido de la palabra pues fue sólo uno, en las afueras del puerto de Valdez, terminal del oleoducto de Alaska. El consiguiente cierre de las operaciones petroleras y el corte del flujo de 2 millones de barriles diarios de crudo que representaba, elevaron más los precios especialmente en los EE. UU., en marzo.

Por si fuera poco lo anterior, Saudi Arabia anunció el 15 de marzo reducciones en las ventas de crudo de entre 20 y 30 por ciento a sus clientes de Europa y América. También las redujo, o al menos lo anunció, al Japón.

Cuando el primero de abril entraron en vigor las reducciones, dieron un último jalón a los precios. Pero eran tantos los ingredientes de corto plazo que hicieron que, por ejemplo, hubiera días en abril en que el crudo Istmo se vendiera a 23 dólares el barril, y el West Texas Intermediate a casi 25 dólares, que su efecto no podía durar. Duraría, sí, el efecto de las reducciones de producción. Pero pasado el pánico de la posible escasez por los accidentes, y el efecto psicológico de los anuncios sucesivos, resultó que los compradores asustados habían llenado los depósitos y, en los meses que siguieron, ya compraron menos crudo. Opera en estos casos una especie de "rebote" de los precios.

Aunque con un margen de fluctuación relativamente reducido en un mercado bastante bien controlado por los países exportadores, hasta agosto inclusive habría una tendencia a la baja, que desde septiembre se volvería a revertir por un alza moderada, al eliminarse los excedentes y acercarse el aumento de la demanda de invierno.

Si revisamos los datos de producción, exportación y reservas a nivel mundial, de las partes anteriores, podremos apreciar más el cuadro de 1989, con un sólido control del mercado por los exportadores.

Inglaterra, que con sus ventas de crudo del Mar del Norte tanto contribuyó a la baja de 1986, tiene ya sólo reservas equivalentes a 7 años de su producción, la cual por consiguiente está declinando rápidamente, al punto de que, en comparación con su nivel de producción de ese año, en 1988, o sea sólo dos años después, tuvo una baja de poco más del 10 por ciento. Y en 1989, tuvo una baja adicional de otro 22 por ciento.

Los propios Estados Unidos, cuyas reservas equivalen a 9 años de su producción e incluyen a amplias zonas ya sobreexplotadas, inició una sostenida declinación en su producción desde 1986. Frente al nivel de '85, su producción de 1988 refleja una baja del 10 por ciento, y la de 1989, un 6 por ciento adicional.

Los países de la OPEP, en cambio, cuya participación en la producción mundial había llegado en 1985 a un mínimo del 29 por ciento, han recuperado nivel hasta un 32 por ciento en 1988 y tiende a seguir subiendo en 1989. Los países exportadores que se han unido a la OPEP en la defensa del mercado --México incluido, razón adicional para que no ignoremos los efectos de esa concertación-- junto con esa organización suman ya más

del 70 por ciento de la producción mundial, porcentaje al que la OPEP misma ni siquiera se llegó a acercar en sus mejores años, en que participaba con el 54 por ciento de la producción mundial.

Si vemos la distribución de las reservas, y las reservas de hoy son la producción de mañana, el cuadro es aún más claro. Tan sólo los países del área del Golfo Pérsico tienen más del 63 por ciento de las reservas mundiales de petróleo crudo. La OPEP completa, el 77 por ciento. Y sumándole las de los países que se han concertado con ella, llegamos al 93 por ciento de las reservas del mundo.

Y los países industriales importadores, agrupados en su conjunto en la OCDE, con el crudo barato han aumentado, como vimos, su consumo: ya en 1988 éste era 8 por ciento superior al de 1985, y sin haber aún datos oficiales tal parece que la tendencia sigue en '89.

La demanda. La misma situación de precios bajos ha propiciado una recuperación de la demanda. Veamos cómo, a medida que cambia la composición de la oferta, la demanda también varía, cuando el consumo, luego de haber llegado al mínimo relativo en 1983 y 1984, ha aumentado sin cesar, como vemos en esta figura y en esta tabla:

OFTERTA Y DEMANDA DE PETROLEO CRUDO (millones de barriles/día)

AÑO***	CONSUMO*	O F E R T A **			OPEP/ NO-OPEP	VARIACION INVENT.
		OPEP	NO-OPEP	TOTAL		
1978	51.6	29.7	20.6	50.3	1.44	-1.3
1979	52.4	30.6	21.9	52.5	1.40	0.1
1980	49.0	26.4	22.5	48.9	1.17	-0.1
1981	47.8	22.5	23.6	46.1	0.95	-1.7
1982	47.0	19.9	24.9	44.8	0.80	-2.2
1983	46.0	17.3	26.2	43.5	0.66	-2.5
1984	46.0	17.3	27.7	45.0	0.62	-1.0
1985	46.8	16.0	28.5	44.5	0.56	-2.3
1986	48.2	18.0	28.4	46.4	0.63	-1.8
1987	49.4	17.7	29.0	46.7	0.61	-2.7
1988	51.2	19.7	29.2	48.8	0.67	-2.4
1989	52.4	21.8	28.6	52.2	0.76	-0.2
1990	53.3	22.0	28.5	50.9	0.77	-2.4

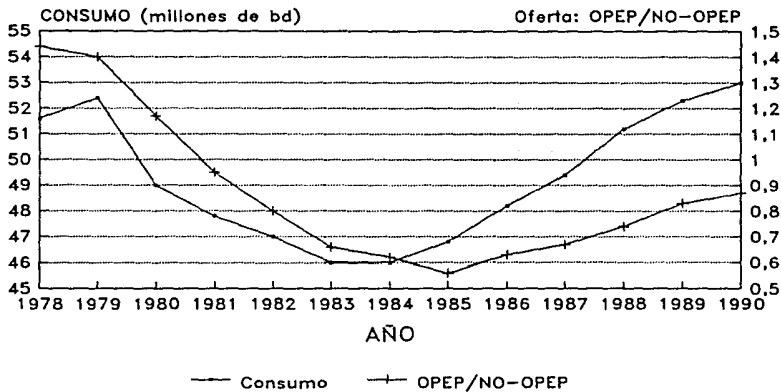
* No incluye países de economía centralmente planificada

** Incluye crudo, líquidos de gas y petróleos no convencionales de la OPEP. La suma OPEP-NO-OPEP, por lo mismo no necesariamente equivale al total, pues para equiparar se consideran, en la columna OPEP, sólo los crudos.

*** Para 1990, el consumo es el estimado por la AIE a fines de abril de 1990 y los estimados de producción se basan en los datos hasta mayo. Fuente: Agencia Internacional de Energía, Oil Market Report, septiembre de 1990 y anteriores.

DEMANDA Y OFERENTES de petróleo crudo en el mundo

FIGURA 5.4



Fuente: Agencia Int. de Energía

Lo mismo se puede apreciar en la gráfica adjunta, la 5.4. sobre Demanda y Oferentes de petróleo crudo en el mundo. Y vemos asimismo que la baja de precios de 1986 se dio cuando ya la demanda se recuperaba, aunque todavía poco. Es claro que fue el exceso de oferta ligado a la guerra de precios el causante del desplome. Pero al mismo tiempo hay tendencias a una baja de largo plazo en los inventarios.

No sólo ha aumentado la demanda, sino en general ha subido más de lo previsto. En esta tabla y en la figura 5.5. adjunta, vemos cómo fueron variando las previsiones de la Agencia Internacional de Energía, casi siempre hacia arriba, de la demanda que habría en 1986, 87, 88 y 89, y la que hubo en realidad, que es la última de cada grupo continuo de cifras y de cada gráfica. Las cifras posteriores son correcciones en esas fechas a las cifras ya publicadas por la propia AIE.

**CONSUMO MUNDIAL DE CRUDO (en millones de barriles diarios)
COMPARACION DE PRONOSTICOS
(Agencia Internacional de Energía), PRECIO REAL
(La última cantidad de cada columna es el consumo real, salvo 1989)**

PERIODO: Fecha del pronóstico	1986	1987	1988	1989
OCT 85	45.6			
ABR 86	46.1			
JUL 86	46.4			
OCT 86	46.5			
ENE 87	46.6			
ABR 87	46.6	47.2		
JUL 87	48.0	47.2		
OCT 87	46.7	47.3		
DIC 87	46.7	47.4		
ENE 88		48.6		
ABR 88			49.2	
JUL 88			49.7	
DIC 88			49.7	
ENE 89*	47.9	48.8	50.1	51.1
ABR 89			50.2	51.2
JUL 89*	48.2	49.3	50.8	52.0
Consumo final menos previsión inicial:	2.6	2.1	1.6	0.9
(MMBD)				
Desv.(%)	5.7	4.4	3.3	1.8

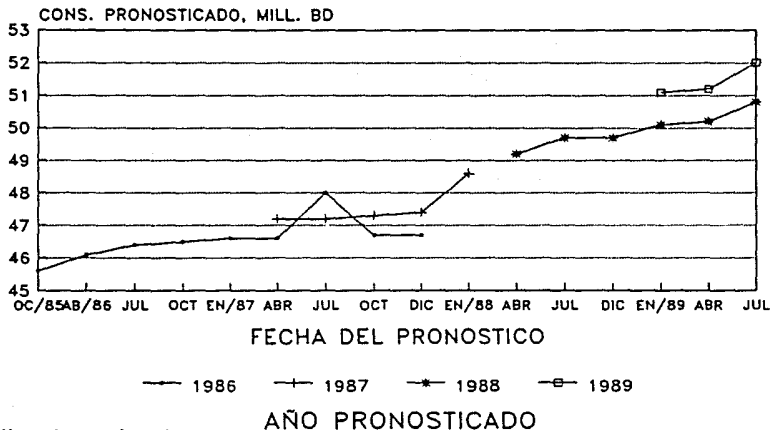
FUENTE: Agencia Internacional de Energía (AIE)

*Se corrigieron cifras anteriores en esa fecha

PRONOSTICOS DE CONSUMO

De crudo, segun fecha de emisión

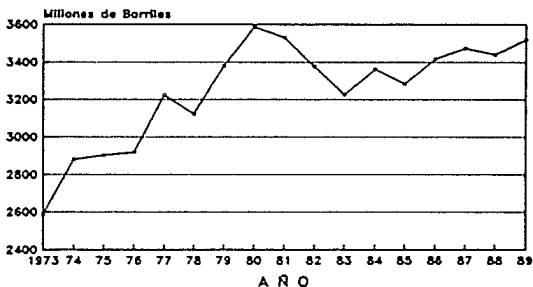
FIGURA 5.5.



Ver notas en el cuadro

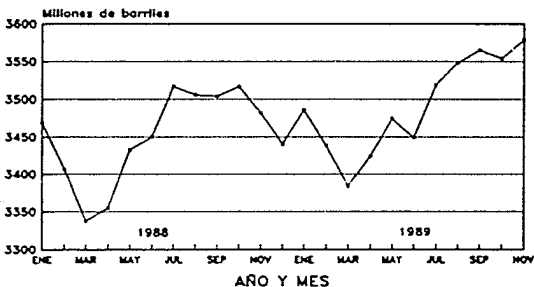
FIGURA 5.6.

INVENTARIOS PETROLEROS Países de la OCDE, anual



Fuente: Monthly Energy Review, EIA

INVENTARIOS PETROLEROS Países de la OCDE, mensual



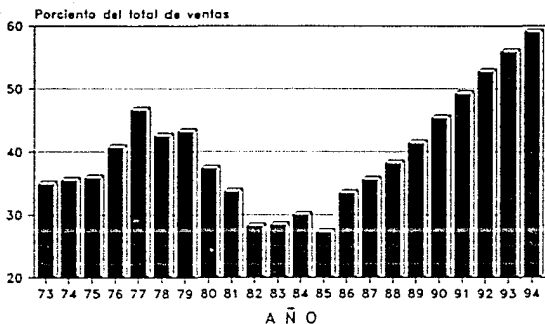
Fuente: Monthly Energy Review, EIA

Hemos hecho algunas consideraciones sobre la oferta y la demanda en su actual situación. Se suelen considerar también los **Inventarios**, a los que se hace referencia a menudo, como en otros casos, por su nombre en inglés, **stocks**. Estos, en cuanto a su nivel y si crecen o decrecen, influyen en los plazos muy cortos, pero, como se ve claramente en la figura 5.6., no tienen una relación consistente con los precios promedio, ni mensuales, ni anuales. En la variación mensual de la primera gráfica, hay un punto bajo regularmente en marzo, que sólo quiere decir que se había acumulado energético para el invierno y en el invierno se usó. En la variación anual, ni 1983 fue un año de precios especialmente altos porque los inventarios hubieran llegado a su punto más bajo en la década, ni 1980 fue un año de precios bajos por ser el de inventarios más altos en la historia. Para las leyes de comportamiento, el papel de los inventarios es más bien el de un "colchón" entre oferta y demanda, que amortigua fluctuaciones muy bruscas en una u otra, que un verdadero elemento determinante de los precios promedio, ni mensuales, ni anuales.

Lo que sí es cierto es que la acción combinada de una producción decreciente en los países importadores, y su creciente demanda, se traduce en un aumento de las importaciones de esos países en el que se superponen y se suman ambos efectos. Veamos el caso de los Estados Unidos. Para 1990-94, suponemos que continúan las tendencias promedio de los últimos años, sólo para ver sus efectos: 2 por ciento anual de aumento en la demanda, y 5 por ciento anual de reducción en la producción.

FIGURA 5.6.

EE. UU., DEPENDENCIA De las importaciones de crudo



5.5. Implicaciones. Además de lo ya señalado anteriormente, con este análisis podemos notar más rasgos que van configurando las leyes de comportamiento del mercado del período analizado.

En 1989 se llega a un período de relativa estabilidad en los niveles de producción y precios, aunque el incumplimiento de cuotas de producción subsiste. En ese año, el mercado en expansión puede absorber esos incumplimientos y no ha causado una nueva guerra de precios. Además, el cuadro es muy distinto de 1985-86 cuando el enemigo a vencer por parte de quienes iniciaron la guerra de precios desde el Golfo Pérsico era Inglaterra o, más propiamente, el crudo del Mar del Norte.

Dentro de este cuadro, se mantienen fluctuaciones menores y de corto plazo en los precios, resultado de las variaciones estacionales en la demanda, del efecto psicológico de medidas o sucesos, o de "rebotes" frente a las excesivas o insuficientes compras en el período inmediato anterior.

Y todo el período de precios estables y relativamente bajos, de 1986 a mediados de 1990, desalienta nuevas inversiones encaminadas a extraer petróleo. Esto a su vez tiene tres tipos de efectos, que a su vez preparan el terreno para una nueva situación en unos pocos años.

Por un lado, aunque las reservas del Golfo Pérsico son enormes y su capacidad productiva es muy superior a la producción de ese período, la baja de la producción en países importadores como los Estados Unidos e Inglaterra puede acentuarse a medida que sus reservas caen y van quedando sólo las menos rentables. No necesariamente la producción del Golfo Pérsico y algunas otras zonas va a compensar a plenitud la baja en la producción de esas zonas. Esto dependerá de circunstancias que, como veremos, son factores de inestabilidad del mercado.

Por otro lado, ese mismo fenómeno va reconcentrando la producción en pocas zonas del planeta y especialmente en el Golfo Pérsico. En un momento dado, al aumentar sus propias necesidades financieras y teniendo el control del mercado, los países exportadores pueden subir los precios, aunque no al grado de hacer rentables inversiones importantes que vuelvan a saturar ese mercado como en 1981-85. Para que se den estas inversiones masivas, no bastarían los precios altos sino una larga duración de los mismos.

Y por último, la reactivación en la demanda de los países importadores, si bien por unos años queda satisfecha por una mayor producción de los exportadores, a la vez agudiza los fenómenos ya señalados de reconcentración de la producción y en general de preparación del terreno para nuevos aumentos en los precios.

Van entonces a actuar fuerzas en sentidos opuestos, y será preciso definir las condiciones en las cuales prevalecerán unas u otras. Esto implica la necesidad de sistematizar y analizar los fenómenos que confluyen en el comportamiento del mercado, y cuantificar lo que sea posible.

Antes de tratar de sistematizar las leyes de comportamiento de este mercado, debemos hacer una revisión de algo de lo que ya se ha hecho en materia de previsión de precios, y aprovechar esa experiencia. Hay una

larga historia de previsiones, y también una historia de fracasos en estas previsiones; pero ello no debe llevarnos a la idea de que no existen leyes de comportamiento o de que son incomprensibles; ha habido avances en las posibilidades de previsión, y de ellos debemos de partir para tratar de dar pasos adicionales.

6. ANALISIS DE PREVISIONES PUBLICADAS

sobre los precios del crudo en el mercado internacional

6.1. En el extranjero.

Hubiera sido imposible localizar, para poderlas comentar y analizar aquí, todas y cada una de las previsiones y teorías implícitas o explícitas en ellas, sobre el comportamiento de los precios del en el mercado internacional. Sin embargo, se hace esto con un número importante de previsiones, localizadas y estudiadas a través de la consulta de numerosos bancos de datos por computadora y de diferentes servicios de biblioteca, hemeroteca y librería a nivel nacional e internacional.

Uno de los medios más empleados en la literatura disponible son los estudios econométricos basados en modelos que son, a su vez, obtenidos del análisis del comportamiento pasado de las variables económicas cuyo comportamiento se trata de predecir. Ello presupone que los elementos del pasado seguirán actuando en el futuro de manera similar. Es típico considerar como variables determinantes de los precios a la oferta y a la demanda, cuyo comportamiento se analiza y se prevé, para a partir de allí hacer las previsiones de los precios.

No se deben descartar estos instrumentos, como tampoco, por su nivel de particularidad, son tema medular del presente estudio. Pero será obvio de las comparaciones que a continuación haremos entre previsiones y realidad, que su empleo con carácter exclusivo o predominante, como se ha dado, es del todo insuficiente para prever la realidad. Si bien es cierto que la oferta y la demanda influyen en el precio, pueden, primero, ser modificados en su comportamiento por decisiones políticas, y segundo, no son los únicos, y a veces ni siquiera los más importantes, factores que determinan el comportamiento de los precios. Ya hemos hablado del carácter complejo y, digamos, interdisciplinario, valga la expresión, de las Leyes de Comportamiento del mercado del que hablamos y de sus precios en particular.

En especial, estas previsiones han fallado al no prever los saltos en los precios, resultado de factores no directamente económicos. Sin embargo, quienes luego han estudiado el problema a menudo se aferran a los análisis exclusivamente econométricos y consideran a esos grandes saltos como, digamos, accidentales. En inglés se habla de "shocks" o choques

para referirse a los fuertes aumentos de 1973-74 y de 1979-80, y de "disruptions" o rupturas para estos mismos eventos y las bruscas bajas de 1986 y 1988. Sin embargo ya son demasiados para ser simples accidentes, y ya va siendo momento de buscar una teoría lo suficientemente amplia como para que los entienda como parte de las leyes de comportamiento mismas, del mercado. Después de todo, obedecen todos esos cambios a razones ya analizadas en capítulos anteriores, y además se inscriben en tendencias más generales del mercado y de los precios, por lo que no obedecen a capricho alguno. Son simplemente una forma más de actuar, de las tendencias generales del mercado.

Empecemos por las previsiones de un estudio, publicado en agosto de 1981, por el Departamento de Energía de los EE. UU., mejor conocido como DOE por sus iniciales en inglés (1). Un par de meses antes de esa publicación se había iniciado la baja, inicialmente moderada, de los precios del crudo. Era tal vez pronto para asimilarla con todo y sus implicaciones; pero si se daba era por saturación del mercado. Sin embargo, el escenario base de la previsión presupone un aumento sostenido del precio real del crudo, ya no digamos del nominal, de \$32.05 dólares de 1979 en 1983 a \$56.93 en 1995.

Sobre ese escenario base, el estudio del DOE desprende un escenario de precios bajos --simplemente bajos, sin analizar posibles fluctuaciones hacia arriba y hacia abajo-- en el cual los precios bajan gradualmente hasta 1987 y se van estabilizando hasta un mínimo de \$24.97 dólares de 1979 en 1989, para luego repuntar a \$39.43 en 1995. Los casi \$25 dólares de 1979 en que estaría hoy, 1989, el precio del crudo según el escenario "bajo", equivalen a casi \$40 dólares actuales, o sea que la previsión anda por el doble de la realidad, o un poco más.

No digamos ya el escenario de precios altos, con un aumento sostenido del precio real hasta \$56.93 dólares de 1979 en 1995. Y lo que pasa es que tanto para el escenario base como para los otros se consideran sólo los factores de oferta y demanda aislados de la realidad en su conjunto. No se toma en cuenta la dinámica propia del mercado. No se considera el efecto de la irrupción de los nuevos exportadores, el efecto que esa irrupción tiene propiciando la llamada "indisciplina" dentro de la OPEP --factores que entonces ya empezaban a notarse--. Ya con esto cabría deducir la baja de los precios. Y ni esta previsión ni otras posteriores consideran la posibilidad de una guerra de precios, menos la de dos, pese a que ello había ocurrido con las "Siete Hermanas" que tanta fama tuvieron como monopolio.

Más o menos en ese mismo tiempo se escribe, para publicarse en 1982, un estudio de Paul McAvoy sobre los precios del petróleo crudo (2).

Empleando modelos de simulación, el autor parte del supuesto de que la OPEP juega un papel importante hasta 1982, y a partir de ahí aplica un modelo de mercado libre. Aplica sus previsiones para diferentes grados de control de la OPEP sobre el mercado, y las relaciona con otras consideraciones de la política del momento, con lo cual da al menos un paso adelante frente al estudio anterior.

Con una estricta restricción de la oferta por parte de la OPEP, el autor, que no contaba aún con datos de 1981 al escribir su trabajo, prevé para ese año un precio de \$20.04 dólares por barril, y el sostenimiento de ese precio en términos reales, con un ligero y gradual aumento en 1986-88 hasta 22.90 dólares de 1981 en este último año. Como vemos, no se previó el aumento tan fuerte que la guerra Irán-Irak, ya considerada en el trabajo, causaría, ni por supuesto las posteriores causas de la caída del precio. Con una restricción de la oferta "floja" por parte de la OPEP, el precio, con el mismo punto de partida en 1981, cae a \$12.65 (dólares de 1981 siempre) en 1982 para luego repuntar gradualmente hasta \$20.28 en 1988.

Un tercer escenario, de "equilibrio", también arroja una previsión de aumento gradual de los citados \$20.04 a 21.99 dólares de 1981, en el período analizado de 1981-88.

Analiza, sin embargo, escenarios alternativos en función de los resultados de la guerra Irán-Irak. En un extremo, presupone el retorno de ambos países a su nivel de plena producción, y le resulta un escenario similar al de restricción "floja" en la oferta de la OPEP: baja de precio a \$12.65 en '82 y repunte gradual a \$17.27 en 1988. Pero aún el supuesto de continuada baja en la producción de esos dos países en guerra, lo mantiene en la banda de \$20 a \$22 dólares de 1981 en todo el período en cuestión. Aunque sus previsiones no funcionan al no ser considerados todos los factores, es de notarse la incorporación de elementos de la situación política que evidentemente influyen en el mercado.

Seguimos con otro estudio, un poco posterior, sobre la previsión de los precios del petróleo crudo, de Stanford Field (3), que adelanta previsiones desde 1983 hasta el año 2020. Su primera distinción de escenarios es entre el que incluye combustibles sintéticos subsidiados y el que los presupone a precio de mercado libre. Obviamente nos referimos a este último caso, pues el otro supuesto no se llegó a materializar.

Su previsión se basa en el precio del crudo tipo árabe ligero en dólares de 1980, y a precios corrientes, a los que nos referimos por ser directamente comparables con lo que sucedió. De un precio de 28.83

dólares corrientes para 1983 --menor que el real-- prevé un aumento sostenido a \$39.46 en 1990, \$91.33 en el año 2000, \$246 en 2010 y \$623 en 2020.

Además de no considerar factores ya mencionados con los trabajos anteriores, hay un elemento interesante que contribuye a disparar sus previsiones de la realidad: hacer residir la primera distinción en la posibilidad de sustituir la gasolina derivada de petróleo por combustible sintético derivado del carbón, que se considera implícitamente como el principal elemento de contención de los precios. Un supuesto básico erróneo es suficiente para provocar enormes desviaciones en la previsión frente a la realidad, aunque se usen técnicas muy elaboradas y se correlacionen muchos factores entre sí, como hacen el autor y el sistema de consultoría del que forma parte.

Precisamente se nota mucha elaboración econométrica, análisis y seguimiento de los factores que conforman la oferta y la demanda, y manejo computarizado de un gran número de variables, en un estudio publicado por el Banco Mundial con un modelo de los mercados energéticos mundiales en relación con los precios de la OPEP (4). El trabajo se publicó en febrero de 1984, y prevé los precios a partir de ese año y hasta el año 2000.

Presupone que luego del punto más alto alcanzado en 1981, de 36 dólares, y de la posterior baja a 31 dólares de 1981 en 1983, los precios suben cada vez más rápido y sin cesar, cruzando el nivel de \$40 dólares de 1981 en 1992, y llegando a \$56 en el año 2000.

Se había considerado la demanda, incluso, rama por rama de actividad económica, y la demanda doméstica. Se había la oferta de crudo y de energéticos alternativos. Pero nada se dijo de la dinámica concreta del mercado, no se analizaron los fenómenos interrelacionados de irrupción de nuevos exportadores, indisciplina en la OPEP, guerras de precios...

Además de los mencionados problemas para la previsión de los precios, hay otro que se manifiesta claramente en un informe, encomendado por el Ministerio Federal de Economía de la República Federal Alemana, al Instituto de Investigaciones Económicas HWWA de Hamburgo y llevado a cabo en 1984 (5).

Además de basarse, como otros, sólo en el análisis de la oferta y la demanda, el estudio tiene una carga ideológica que poco ayuda a su objetividad, pues presupone que en las maniobras de la OPEP residen todos los males de la economía de los países industrializados incluido el suyo.

Analiza la saturación del mercado, y por lo mismo prevé la baja en el precio del petróleo que ya para entonces era evidente; pero presupone

nuevas alzas luego de la baja por el simple peso del ciclo económico precios-producción-oferta y demanda. No hace cuantificaciones, pero incluso su previsión de calidad, una baja gradual y luego un alza gradual, ignora la guerra de precios que ya se cocinaba y la consiguiente baja brusca de precios, lo mismo que la resultante de esa guerra: una nueva concertación de productores, que al regular la producción echan por tierra previsiones de oferta y demanda que partían de mejores o peores apreciaciones de las leyes del mercado.

En este caso el centro del trabajo se dedica a reforzar la hipótesis ideológica anti-OPEP, lo cual impide un análisis objetivo y minucioso de los problemas del mercado y coloca al estudio por atrás de otros realizados anteriormente.

En diciembre de 1985 se celebró la Séptima Reunión Anual de América del Norte de la Asociación Internacional de Economistas de la Energía. De hecho ya se disparaban los primeros cañonazos de la guerra de precios que abarcaría también la mayor parte de 1986, y consecuentemente el precio del crudo ya empezaba a bajar claramente, aunque no a la velocidad de los meses siguientes. El tema que sirvió de guía a los trabajos del encuentro, con la supuesta disyuntiva del momento en cuanto a previsiones, fue: "Mercados mundiales de energía: ¿estabilidad o cambio cíclico?" (6).

Esto reflejaba cuán desprevenidos tomaba a los especialistas en la materia la guerra de precios que se estaba iniciando. La supuesta opción de estabilidad presuponia de hecho un monopolio del tipo que fuera controlando plenamente el mercado, planeando producción y precios, etc. La otra, la del cambio cíclico, presuponia de hecho un mercado libre sujeto sólo a la oferta y la demanda. Aunque ambos elementos estén presentes como **partes** del escenario real, no sólo ninguno predominaba en diciembre de 1985 sino que el elemento determinante en los precios de los meses que venían era otro elemento más, precisamente la guerra de precios.

Una de las ponencias presentadas se centraba en la previsión del comportamiento del mercado y de los precios (Stephen A. Smith, Data Resources, Inc.). Decía que como la baja de precios que se estaba observando era resultado de la sustitución de petróleo por otras fuentes de energía, se esperaba que esa baja cediera en 1986 y 1987. Otra más (M. A. Adelman, Massachusetts Institute of Technology) extendía las previsiones al largo plazo y preveía inestabilidad permanente, ante la decadencia de la OPEP, que no podría controlar el mercado.

Como la baja de fines de 1985 era por el inicio de la guerra de precios, no se atenuó sino se profundizó en 1986; y como a resultas de dicha guerra y de la de 1988 se formó el bloque de exportadores de dentro y fuera de la OPEP, no hay tal inestabilidad permanente, sino una tendencia a una mayor estabilidad sin llegar a los precios fijos.

Finalmente, hablaremos de un estudio sobre el desarrollo y previsión de los precios del petróleo de William M. Brown del Instituto Hudson de Indianápolis, escrito ya en 1987, después de concluida la primera guerra de precios (7).

Este trabajo ya considera un rango más amplio de factores que otros anteriores que hemos mencionado. Empieza por definir una frontera inferior y una superior para el futuro inmediato, en mi opinión con buen fundamento. Dice que los precios no bajarán de un límite de 6-8 dólares de 1986 en el futuro inmediato, porque los costos de producción de una parte importante del crudo que hoy se produce son tales que sería menos costoso cerrar pozos que operarlos para vender a ese precio. Aunque no entra en mucho detalle, cita por ejemplo estimaciones de costos para el crudo de Alaska, en los que sólo el costo de bombear el crudo a través del oleoducto Prudhoe-Valdez es de 5 dólares por barril.

Luego se traza un límite superior de 20 dólares de 1986 por barril, porque es política de la OPEP no permitir que pase de ese límite y este organismo puede aumentar su producción a voluntad para evitar que eso suceda.

Ese corto plazo es ubicado por el autor como "el resto de los 80s", o sea que estamos al final de ese plazo y hasta el momento esa previsión, aunque insuficiente por el enorme rango que acepta, se cumplió.

En cuanto a las variaciones dentro de ese rango, el autor analiza varios factores, y llega a tres posible escenarios.

Aunque ignora la guerra de precios de 1988, o incluso su posibilidad, y el bloque de exportadores resultante, sus conclusiones de largo plazo resultan poco afectadas por esas omisiones porque deduce un fortalecimiento del control de la OPEP por la guerra de precios de 1986, que es un elemento real y en su esquema juega un papel similar al que en realidad ha jugado el nuevo bloque exportador. En el primer escenario, que denomina "de sabiduría convencional", asume que la OPEP aprendió las lecciones tanto de las alzas bruscas como de las dificultades de precios (no habla expresamente de guerra de precios), y decide mantener un nivel intermedio y estable en los mismos. En concreto no acierta al comportamiento de los precios, tal vez por esa falta de plena conciencia del fondo, o al menos parte de él, de la guerra de precios: desalojar

progresivamente del mercado a los importadores-productores. Lo cierto es que se mantiene vigente la franja de 18 a 20 dólares por barril en dólares de cada año, y no en dólares de 1986, o sea que hay una reducción del precio real y no un aumento.

El segundo escenario es llamado "el acordeón" y se caracteriza por fluctuaciones considerables en torno a la línea creciente del escenario anterior, debido a que por disensiones internas la OPEP de hecho permite actuar a las fuerzas del mercado. Y el tercer escenario habla de una posible victoria de Irán en la guerra con Irak, que como fortalecería una línea dura en la OPEP, permitiría un fuerte aumento de los precios que llegaría a los 50 dólares de 1986 en 1991, y pocos años después la correspondiente caída al volverse a provocar los fenómenos de que ya hemos hablado por los precios muy altos del petróleo. Este último escenario ya es producto más de la ficción y de la falta de noción política de la realidad, que otra cosa.

En cada caso, de los mencionados, hemos procurado mencionar los aportes, y también las fallas y limitaciones. Del hecho --que es eso, un hecho-- de que en la mayoría de los casos las previsiones hayan resultado bastante diferentes de la realidad, podría quedar una idea en el sentido de que el autor del presente trabajo desprecia todo ese trabajo de investigación. Expresamente quiero señalar lo contrario. Lo que pasa es que las leyes de comportamiento del mercado son tales, que con un factor que sea ignorado se viene abajo todo lo demás en cuanto a resultados numéricos. Por eso he tratado de señalar los factores de calidad y no sólo los resultados reducidos a un número, a un precio que se adivina y se acierta o se falla. No. Hay un proceso en el que hay avances, en el que también hay trabajos que implican un retroceso, y al que debemos agregar lo que le falta.

En el presente trabajo, el objetivo principal es agregar la necesidad de una visión más global, más de conjunto, del mercado petrolero internacional. No se ha tratado de sustituir lo concreto con la generalidad, sino de mostrar nexos, relaciones, conexiones, entre los campos del conocimiento y de análisis de la realidad que inciden en el comportamiento del mercado. Esto es posible, sin embargo, a costa de no entrar tanto como tal vez hubiera sido deseable en condiciones ideales, al detalle de uno u otro de estos campos. En ese sentido, este trabajo debe considerarse como complementario de los anteriores y no como una negación de ellos.

6.2. En México.

Trataremos en esta sección las previsiones hechas en México sobre el precio del petróleo crudo en el mercado mundial y, en concreto, los

precios promedio de las exportaciones petroleras mexicanas, que tienen una importancia nacional dado que un gran porcentaje de las exportaciones del país es de petróleo crudo, y los ingresos de divisas por este concepto dependen, además del volumen, del precio promedio de lo exportado.

Empezamos por las que podríamos llamar **previsiones oficiales**. Estas tienen un problema desde el punto de vista del análisis: no están argumentadas. Cada año --analizaremos a partir de las hechas en noviembre de 1985 para el año 1986, pues en años anteriores el documento oficial respectivo no incluía la previsión de un precio promedio del crudo de exportación-- se requieren determinados supuestos básicos para el ejercicio público del año por iniciarse. Por ejemplo, se requieren previsiones de comportamiento de los precios --que se dan suponiendo un índice anual, aunque con diferencias en la forma de presentación de un año a otro--, pues no es lo mismo lo que pueda comprar una partida presupuestal, por ejemplo, con un aumento anual de precios del 80 por ciento, que con uno del 30 por ciento. Se requieren también previsiones de paridad, para definir el costo efectivo de las importaciones contabilizado en pesos y no en divisas. Y entre otros indicadores, está el del precio del petróleo de exportación, que si bien generalmente se menciona explícitamente --en una ocasión el dato estuvo sólo implícito en otros datos y era necesario calcular el precio supuesto-- lo cierto es que nunca se dice por qué se previó tal o cual cantidad en ninguno de los renglones citados. Aparecen sólo como partes de un cuadro, en un documento que anualmente se envía al Congreso como soporte de las modificaciones fiscales, de la Ley de Ingresos de la Federación y del Presupuesto de Egresos de la misma. Este documento se llama Criterios Generales de Política Económica, seguido del año al que se refiere.

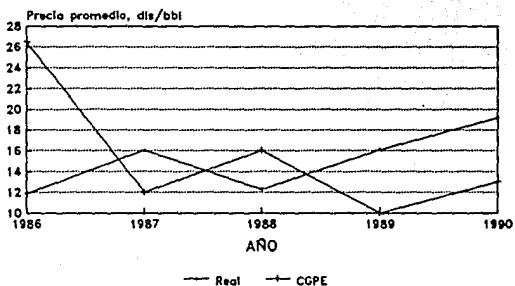
A la par con el desarrollo de estas previsiones, vamos a comentar las críticas públicas del autor a las mismas, dado que las argumentaciones que allí se esgrimieron tienen relación directa con los criterios de previsión que hemos estado analizando.

Resumimos las previsiones oficiales, y los precios promedio ya medidos y basados en la información oficial de Pemex, en la siguiente tabla:

FIGURA 6.1.

P R E C I O

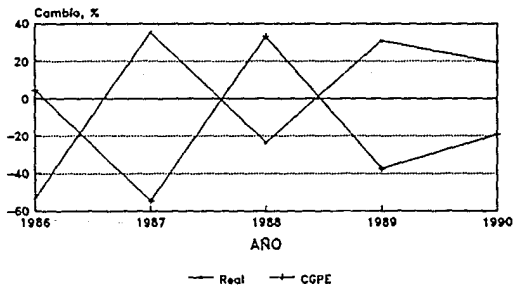
En dólares por barril



Crudo: Previsiones y Realidad

CAMBIO PORCENTUAL

con el año anterior



**PRECIO PROMEDIO DEL CRUDO MEXICANO DE EXPORTACION,
Y PREVISION DE *CRITERIOS GENERALES DE POLITICA
ECONOMICA* (CGPE) DEL AÑO:**

AÑO:	EXPORTACION: (3)PRECIO (4)PRECIO (5)% DE CAMBIO					
--	(1)VALOR	(2)VOLUMEN	PROMEDIO	CGPE	EN EL PRECIO	
1985	13,297	524	25.4	--	REAL	CGPE
1986	5,582	471	11.9	26.5	-53.3	+4.4
1987	7,883	491	16.1	12.0	+35.5	-54.7
1988	5,855	477	12.3	16.0	-23.5	+333
1989	7,496	466	16.1	10.0	+31.0	-37.5
1990	8,929	466	19.2	13.0	+19.0	-19.3

Fuentes: Valores y volúmenes de exportación, de las Memorias de Labores de Pemex de cada año. Previsiones de la columna (4), de los Criterios Generales de Política Económica emitidos anualmente por el Gobierno Federal. Los otros datos fueron calculados a partir de los mencionados. El valor de las exportaciones está en millones de dólares, su volumen en millones de barriles en el año, y los precios en dólares por barril. Las variaciones son frente al año inmediato anterior. Estimación del autor para 1990, sobre la base de informes parciales publicados.

En las gráficas anexas sobre Previsiones y Realidad en las Ventas de Crudo de México (Figura 6.1.), que no son sino otra forma de expresión de esta tabla, vemos los importantes errores que, de manera sistemática, se cometieron, al grado de que cada año del período en que se preveía una baja importante en el precio promedio, ocurría un alza importante, y viceversa.

1986.- En los Criterios Generales de Política Económica (o CGPE) para 1986, primer año para el cual se hacen estas previsiones oficiales públicas, se incluyen en el Cuadro 5 las previsiones numéricas en las que se basaron los ordenamientos legales presupuestal y fiscales para ese año. Si bien no hay una previsión explícita de un precio promedio del crudo de exportación, se prevén rangos para las siguientes variables, que presuponen un rango de precios de dicho crudo:

***Sector Externo**

Saldo de la balanza comercial (MD)	7,500 a 8,500
Saldo de la cuenta corriente (MD)	0 a 500
Exportaciones no petroleras (MD)	7,000 a 7,500
Importaciones totales (MD)	13,000 a 14,000
Exportaciones de petróleo crudo (MBD)	1,500*

Aquí, MD son millones de dólares y MBD, miles de barriles diarios. Ahora bien, el total de las exportaciones, menos el total de las importaciones, nos da como resultado el saldo de la balanza comercial más el saldo de la cuenta corriente. De ahí podemos deducir las exportaciones totales para ambos extremos del rango supuesto:

$$Et - It = Sbc + Scc$$

de donde las exportaciones totales, Et, son iguales a:

$$Et = It + Sbc + Scc$$

En el límite inferior del rango, la suma de ambos saldos (los dos primeros renglones citados) es de 7,500 millones de dólares, y las importaciones totales son 13,000 millones, por lo que la suma es

$$Et = 13,000 + 7,500 + 0 = 20,500 \text{ MD}$$

20,500 millones de dólares. En el límite superior del rango, esas mismas cantidades son las siguientes:

$$Et = 14,000 + 8,500 + 500 = 23,000 \text{ MD}$$

Como es obvio, las exportaciones totales Et equivalen a la suma de las petroleras, Ep, y las no-petroleras, En. De ahí calculamos el monto que se supuso que valdrían en total las exportaciones petroleras:

$$Et = Ep + En$$

$$Ep = Et - En$$

O sea que, para los límites inferior (Epi) y superior (Eps) del rango supuesto, las exportaciones petroleras supuestas fueron:

$$Epi = 20,500 - 7,000 = 13,500 \text{ MD}$$

$$Eps = 23,000 - 7,500 = 15,500 \text{ MD}$$

Se supuso un volumen de exportaciones (Ve) de 1,500 miles de barriles diarios, o sea un millón y medio de barriles, que multiplicados por 365 días nos resultan en $1.5 * 365 = 547.5$ millones de barriles (MMB) en todo el año. El precio promedio del que proviene todo este juego de supuestos es, en ambos casos, el que se deduce del hecho de que el valor de las exportaciones Epi o Eps es igual al volumen vendido por el precio de cada barril Pi o Ps:

$$Epi = Ve * Pi \quad \text{y} \quad Eps = Ve * Ps$$

de donde:

$$Pi = Epi/Ve = 13,500 \text{ MD}/547.5 \text{ MMB} = 24.66 \text{ Dólares/barril}$$

$$Ps = Eps/Ve = 15,500 \text{ MD}/547.5 \text{ MMB} = 28.31 \text{ Dólares/barril}$$

Redondeando, podemos asumir que se supuso un rango de precios de 25 a 28 dólares por barril, o en promedio 26.50.

Como el precio promedio del año que terminaba, 1985, fue de 25.40 D/B, el supuesto promedio implica que se consideraba que habría una

ligera recuperación en el precio, ignorando la guerra de precios que ya se había iniciado, después de haber sido anunciada una y otra vez.

El autor del presente trabajo escribía, en el periódico **Punto del 18** de noviembre de 1985, sobre estos supuestos oficiales, que en realidad había una "tendencia a la baja en los precios del petróleo de exportación" y hacía en el siguiente diciembre el siguiente planteamiento, que sería luego actualizado y desarrollado en otros de los meses que siguieron (8):

"Todo indica que 1986 será un año decisivo para el mercado petrolero internacional, y dado que las tres cuartas partes de las exportaciones mexicanas en los últimos años han sido petroleras, será también decisivo para la economía nacional.

"La historia ha hecho a los países de la OPEP, y en especial a los que dentro de ella tienen las mayores reservas petroleras y además explotables al más bajo costo, ir aprendiendo, una a una, las tácticas que durante décadas permitieron a un grupo de empresas transnacionales -- conocidas como las **siete hermanas**-- controlar el mercado petrolero internacional y beneficiarse de él.

"La primera lección aprendida fue la propia formación de la OPEP. Mas de medio siglo antes se había formado, inicialmente en secreto, el cártel de las **hermanas** para elevar conjuntamente los precios del petróleo.

"La segunda lección fue aprovechar el control de la mayoría del mercado --la OPEP al formarse incluía a los exportadores de las dos terceras partes del petróleo que se exportaba en el mundo-- para subir precios. Claro que aquí los ingresos excedentes iban a dar al menos en buena parte a los países exportadores organizados y no sólo a las transnacionales como antes.

"La tercera lección tardó muchos años en ser asimilada pero al fin eso sucedió: como quiera que los altos precios estimulan la aparición de nuevos productores o el crecimiento de otros ajenos al cártel en un caso, a la OPEP en el otro, se hace necesario en un momento dado hacerlos reventar bajando bruscamente los precios (subrayado actual) para dejarlos sin mercado. Para que esto se diera, la OPEP tuvo que perder un tercio del mercado mundial petrolero para conservar hoy sólo una tercera parte de las exportaciones totales...

"...Arabia Saudita, (para) defender el precio a costa de los niveles de producción... bajó su producción petrolera de 10 millones de barriles diarios que llegó a producir, a 2.5 millones que hoy produce... el límite teórico de la capacidad de ese país para bajar los precios es cuando menos de la cuarta parte del precio actual: si a, digamos, 24 dólares el barril, Arabia Saudita se las arregla vendiendo 2.5 millones de barriles diarios, si vende cuatro veces más... los podría vender, obteniendo el mismo ingreso global, a la cuarta parte de ese precio, o sea a 6 dólares el barril. Salvo Kuwait y los Emiratos del mismo Golfo Pérsico, es posible que nadie más pueda aguantar ese precio, ni es probable que para lograr su objetivo ya anunciado de control del mercado necesiten llegar a tanto...

"El precio del petróleo tiene ya fluctuaciones en tendencia a la baja, y todo indica que esa baja se va a acelerar en 1986 (subrayado actual) pese a lo cual se persiste en el religioso pago de la deuda mientras alcance para ello, a costa de lo más elemental. Y la economía se sigue abriendo, como para dejar al país aún más indefenso ante la previsible caída de sus ingresos...

"México no es una empresa que pueda quebrar y ya. Pero con la economía abierta la tendencia sería a que los pesos con que se pagan los salarios, partes, materiales, etcétera, necesarios para sacar y exportar el petróleo, al menos equivalgan a los dólares que se reciben por él. En otras palabras, más devaluación, y por tanto más carestía, más desempleo, más miseria (subrayado actual), más de la misma medicina fondomonearista que se ha administrado al país durante los últimos años."

En 1986, el precio del petróleo llegó a caer hasta los 7 dólares por barril, con un precio promedio de las exportaciones mexicanas de., como vimos, 11.90; y el ingreso petrolero mexicano fue menos de la mitad del previsto. El peso se devaluó en el año de 447.50 pesos por dólar a 915.00, o sea cayendo a poco menos de la mitad. El producto interno bruto de las actividades industriales bajó 10 por ciento en el año, y en especial en la industria de la construcción cayó 32.8 por ciento. El salario mínimo real cayó 9.3 por ciento. Y el desempleo, conforme a datos suministrados por la Secretaría de Hacienda a la banca internacional durante la siguiente renegociación de la deuda, subió del 13.4 por ciento al 17.8 por ciento de la fuerza de trabajo total.

1987.- Como dijimos, en agosto de 1986 se tuvieron los primeros acuerdos de armisticio tras la guerra de precios, que se formalizaron en octubre. Eso permitió que los precios del crudo se empezaran a recuperar. Sin embargo, como también vimos, la previsión oficial, a partir de este año ya explícita, fue de 12 dólares por barril para 1987. El principal problema que se planteó al respecto se relaciona con la renegociación de la deuda, en la cual hubo una "apuesta" del gobierno mexicano a que el petróleo bajaría en 1987, la cual costó caro al país (9).

En la Carta de Intención con el Fondo Monetario Internacional (FMI), suscrita por el gobierno mexicano en 1986, que regiría también todo 1987, y como contraparte de las previsiones por si el precio del petróleo bajaba demasiado --que serían préstamos adicionales del FMI--, se decía que si el precio promedio del petróleo crudo mexicano de exportación quedaba "por encima de los 14 dólares por barril, el financiamiento externo podrá ser reducido en correspondencia con los ingresos adicionales resultantes".

Adicionalmente, en el Memorandum Técnico de la citada Carta de Intención, se estableció que "Si en cualquier trimestre de calendario, el precio medio del petróleo (como se definió anteriormente) sube por arriba

de los 14 dólares por barril, la meta trimestral correspondiente a las reservas del Banco de México se elevará por la cantidad completa del exceso de ingresos". Ambos, y los otros compromisos, serían fiscalizados semestralmente, para su cumplimiento, por el FMI (punto 10 del Memorándum).

Se citaba en los artículos de referencia que el único sentido de comprometer con el FMI el depósito de esas cantidades en la reserva, era garantizarle el futuro pago de la deuda. Y como el precio promedio efectivo de las exportaciones mexicanas de crudo fue, como vimos al principio de este capítulo, en el cuadro relativo, de 16.1 dólares por barril, resulta que por cada barril se descontaron 2.1 dólares de los nuevos créditos, y otros 2.1 dólares se quedaron en reservas para futuros pagos de la deuda, con lo cual lo que quedó por cada barril, hechas estas deducciones, fueron 11.9 dólares: ni un centavo del excedente sobre la mala previsión inicial se pudo aprovechar para la economía nacional.

1988.- Pese a las anteriores experiencias y a que el precio iba a la baja, como vimos la previsión oficial fue de un precio promedio del crudo mexicano de exportación de 16 dólares por barril. Hubo en diciembre de 1987, en la prensa y en la Cámara de Diputados impugnaciones, todas ignoradas, a esa previsión (10).

En el segundo de los artículos citados en la nota (10), se señalaba que "los Criterios (Generales de Política Económica 1988) hablan de 1 millón 300 mil barriles diarios promedio a un precio, también promedio, de 16 dólares por barril. En la Iniciativa presidencial de Ley de Hacienda se hablaba ya de 1 millón 418 mil barriles diarios al mismo precio, lo cual daría poco más de 8 mil millones de dólares en todo 1988 si se cumpliera. Es de por sí dudoso que eso sucediera, porque si se rompen los compromisos de los exportadores en cuanto a volúmenes de exportación, se desatará una nueva guerra de precios como la que hubo de octubre de 1985 a octubre de 1986, y el precio volverá a caer. Pero ante la evidencia, señalada en los debates de la Cámara, de que el precio promedio del crudo mexicano de exportación está bajando, que ya en diciembre cruzó hacia abajo el precio de los 15 dólares y que algunos de los últimos días ha sido incluso de poco menos de 12 dólares por barril, en el dictamen de las comisiones (de la propia Cámara) se incluyó un cambio en la estimación del precio, a 15 dólares por barril, aunque compensando el ingreso, para que salgan las sumas, con un volumen a exportar aún mayor, de 1 millón 459 mil 500 barriles diarios, de modo que el ingreso anual se mantenga en los 8 mil millones de dólares." Si ello en efecto se hiciera, "no sólo caerá más el precio sino que se desatará una guerra por los

mercados que México, en 1986, ya perdió frente al crudo más barato del Golfo Pérsico, y podemos, otra vez, acabar exportando menos volúmenes además de venderlos a menor precio."

1989.- A fines de 1988 no sólo estaba en proceso, y ya causando sus efectos en los precios, un nuevo y acuerdo entre los exportadores de petróleo, sino que aparecían nuevos elementos que tendían a que ese acuerdo tuviera mayor amplitud y alcance.

Desde los primeros días de noviembre, al saberse que el siguiente presidente de los EE. UU. sería George Bush, fue señalado el nexo que esto tendría con el mercado petrolero internacional (11). Después de referir antecedentes de Bush como inversionista en la rama petrolera, se recordaba que en plena guerra de precios de 1986, éste, siendo vicepresidente de su país, fue al Medio Oriente a buscar una negociación para frenar la baja de precios que arruinaba a los petroleros tejanos -- precisamente de ahí es originario Bush y mantiene un punto fuerte en Houston, capital petrolera tejana--. Y se agregaba que ese acercamiento a países árabes exportadores de petróleo no pareció ser del agrado del entonces presidente Reagan, que lo desautorizó al declarar, en plena gira de Bush, que la política energética de su país era responsabilidad exclusiva del Departamento de Energía (DOE). Se decía que el que Bush llegara a la presidencia podía pesar hacia una recuperación de precios del crudo. Lo que sí es obvio es que a partir de entonces han asistido, a las reuniones de exportadores de petróleo, "observadores" de estado petroleros de los EE. UU., lo cual con Reagan nunca se dio.

A los dos días de aparecido el escrito que comentamos, o sea el 15 de diciembre de 1988, se enviaron los "Criterios Generales" para 1989, con una previsión que, a partir del promedio de precios de 1988 que resultó de 12.30 dólares por barril, no sólo no consideraba un alza para el crudo mexicano para 1989 --ya había un acuerdo en la OPEP que había provocado alzas en los precios--, sino que suponía una baja, a 10 dólares por barril.

Esto fue nuevamente objeto de críticas, que públicamente insistían en los mencionados argumentos (12). Y poco después, en febrero de '89, aparece publicada la previsión de que el precio promedio del crudo mexicano a exportar subiría al menos hasta 14 dólares por barril, e incluso hasta 16, dependiendo de los niveles de concertación entre los productores en los meses siguientes (13). Como vimos al principio de este capítulo, el precio promedio fue, para 1989, de 16.1 dólares por barril.

También para este año hubo un acuerdo con el FMI, del estilo del que hemos mencionado al hablar de 1977. Se publicó la Carta de Intención, pero su Memorándum Técnico se ha mantenido en secreto; sin

embargo, fueron publicados en la prensa fragmentos que no han sido desmentidos, y que muestran un cuadro similar al de la renegociación anterior; por arriba de los 14 dólares, no nos quedaría un centavo disponible para la economía nacional (14).

1990.- Aunque la estabilidad de precios de 1989 tenía debilidades -de las que hablamos en capítulos posteriores- sin embargo existía, y al menos durante el invierno no era previsible una baja. De ahí que la previsión oficial para 1990 que, como vimos en el cuadro de principios de este capítulo, era de 13 dólares por barril en promedio para el crudo mexicano de exportación, fuera nuevamente considerada muy baja (15). Hay que señalar que pese a la baja de precios que siguió al alza excesiva que afectó al primer bimestre de 1990, el precio promedio en la primera mitad del año, sin haber aún datos oficiales, apunta a poco más de 14 dólares por barril, lo cual implicaría, para un promedio anual de 13, un precio promedio inferior a 12 dólares por barril en la segunda mitad de 1990. Aunque la baja se prolongara, es muy probable que la OPEP llegue a un acuerdo y se vea una recuperación de los precios en los últimos meses del año, por lo que la previsión oficial sigue siendo muy improbable de cumplirse.

Los años que siguen. En la renegociación de la deuda externa con la Banca privada que siguió a los acuerdos con el FMI en 1989, se llegó a acuerdos que también han sido mantenidos en secreto; pero por informaciones dadas por funcionarios a la prensa, incompletas y todo, y publicadas en los diarios de la ciudad de México a lo largo del mes de julio de ese año, se infiere que se hizo una nueva "apuesta" petrolera: si dentro de siete años suben los precios del petróleo en términos reales, México aumentará los pagos de la deuda, o sea que una vez más los beneficios del aumento serían para la banca extranjera. Y si el precio real baja sustantivamente, se aumentarían los recursos prestados. Además de la desigualdad que se observa, pues en un caso se nos presta y en el otro entregamos dinero adicional sin retorno, ya entonces se señaló que más bien era de esperarse, en ese plazo, una tendencia al alza que a la baja (16).

Se hacía notar el bajo nivel de inversión petrolera en general, y en particular el bajo nivel de las exploraciones; que los bajos precios estaban estimulando un aumento sostenido del consumo. Y las medidas de liberalización económica sólo hacían que todo ello se expresara más claramente, sin medidas como las que respondieron a los altos precios de años anteriores. Se agregaba que esto concentraría más la producción en el Golfo Pérsico, con mayores reservas y menores costos de producción.

Y se concluía que si bien eso podía traducirse en aumentos graduales, podría también, en esas condiciones, haber un disparo brusco de precios dependiendo de la situación en el Cercano Oriente.

Nos referiremos ahora a otro tipo de previsión, más en la línea de las que consideramos al ver el campo internacional en la anterior sección del presente capítulo. Se trata de un estudio publicado por Roberto Gutiérrez en agosto de 1986 sobre la formación de precios del petróleo y la coyuntura que en ese año se vivió (17).

El principal avance de este estudio en comparación con la mayoría de los que consideramos en esa anterior sección, consiste en que considera los aspectos políticos, económicos y tecnológicos de cada uno de los dos períodos que estudia, 1973-81 y 1982-86, y de ahí sigue con oferta, demanda y presiones sobre el mercado. Aunque no todas sus conclusiones se han visto confirmadas por la experiencia, varias de ellas sí lo fueron: aumento en la demanda derivado de la baja de precios, concentración de la oferta en el Golfo Pérsico, papel decisivo de Arabia Saudita en la OPEP. No acierta el autor cuando prevé inestabilidad en el mercado hasta fines de la década, o sea hasta el presente año de 1990, pues los acuerdos de productores de dentro y fuera de la OPEP --que al no haber sido previstos por el autor, ni como posibilidad, son la raíz de las otras fallas-- han permitido períodos de precios bajo control, alternados con períodos de baja. Sin embargo, el rango promedio de precios, incluyendo ligeros y pesados, que estima para este período, aunque es amplio --10.50 a 17.50 dólares de 1986-- sí se confirma aunque en su parte más alta, con los promedios aproximados 1986-90.

Hemos visto algo sobre las previsiones hechas, sobre lo que ha funcionado en ellas y lo que no. Entraremos ahora a estudiar la situación que vive el mercado y las previsiones que podemos ahora hacer al respecto.

NOTAS:

(1) World Oil Market Outlook: Recent History and Forecasts of World Oil Prices, Aug. 1981, U. S. Department of Energy.

(2) Crude Oil Prices, As Determined by OPEC and Market Fundamentals, Paul W. McAvoy, Ballinger Publishing Co., Cambridge, Massachusetts 1982.

(3) Crude Oil Price Forecasting, by Stanford Field.

(4) A Model of World Energy Markets and OPEC Pricing, Boum-Jong Choe, World Bank Staff Working Papers Number 633, Washington, DC, EE. UU., febrero 1984.

(5) Oil and the International Economy - Lessons from two price shocks, Georg Koopmann y otros, Transaction Publishers, New Brunswick, NJ, EE. UU., 1989.

(6) World Energy Markets - Stability or Cyclical Change? - Proceedings - Seventh Annual North American Meeting - International Association of Energy Economists - Philadelphia, PA, EE. UU., Dic. 1985, Westview Special Studies in Natural Resources and Energy Management.

(7) Petroleum Prices: Past, Present and Prospective, William M. Brown, Ph. D., Hudson Institute, Indianapolis, Indiana, EE. UU. 1967.

(8) Antonio Gershenson, "Petróleo y deuda en el '86", en La Jornada, 17 de diciembre de 1985. Ver también el artículo "Por qué el petróleo seguirá bajando" del mismo autor y en el mismo diario, del 9 de febrero de 1986, página 5.

(9) Sobre esto fueron escritos en esos meses los artículos de Antonio Gershenson, "Aunque nos regateen préstamos, comprometemos ganancias petroleras", en Punto del 12 de enero de 1987, y "Sube el petróleo: ¿en beneficio de quién?", en La Jornada del 19 de julio del mismo año.

(10) Ver los artículos de Antonio Gershenson en La Jornada, "Petróleo y divisas en 1986 y 1988", el 13 de diciembre de 1987, y "Se requieran previsiones, no falsos supuestos", el día 27 del mismo mes, previendo la posibilidad de la nueva guerra de precios y señalando la baja acelerada de los mismos.

(11) Mismo autor, "Bush y el petróleo mexicano", La Jornada, 13 de noviembre de 1988.

(12) Mismo autor, "Supuestos del Presupuesto", Punto, 26 de diciembre de 1988.

(13) Mismo autor, "Las tres OPEP", La Jornada, 26 de febrero de 1989.

(14) Mismo autor, "Exportación petrolera: cuidado con la guerra de precios", Punto, 21 de agosto de 1989. La información citada se publicó en El Financiero, 22 de mayo de 1989, p. 18.

(15) Mismo autor, "Los supuestos oficiales para 1990", Punto, 27 de noviembre de 1989.

(16) Mismo autor, "Renegociación de la deuda: sírvio inmediato, peligro después", Punto, 31 de julio de 1989.

(17) Roberto Gutiérrez R., La formación de los precios del petróleo a partir de 1973, en Comercio Exterior, Vol. 36, Núm. 8, agosto de 1986.

(18) N. Georgescu-Roegen, "The entropy law and economic process", Harvard University Press, Cambridge, Mass. 1972.

(19) J. Szegut, "International progress in Second Law analysis", Energy, Vol. 5, pp. 709-718, 1980.

(20) M. Stieser, "Forecasting long term energy prices from an entropy theory of value", OPEC Review, Autumn 1989.

7. COMPORTAMIENTO ACTUAL Y PREVISIONES.

7.1. Los fenómenos "cíclicos" y los componentes cuantitativamente previsible de los precios del crudo.

Al hablar de los elementos de teoría económica, hemos hablado de ciclos, de fenómenos que tienden a repetirse después de seguir una secuencia. Así, hemos hablado del ciclo precio-inversión-producción. Un precio alto del crudo atrae una mayor inversión. La mayor inversión se traduce, al cabo de un tiempo, en aumento de producción. Este aumento implica una mayor oferta y ésta tiende a hacer bajar el precio. Un precio bajo ahuyenta la inversión, lo cual limita o contrae la producción, esto disminuye la oferta y el precio vuelve a subir cerrando ese ciclo e iniciando otro igual. Esto se repite y refuerza con la demanda, que tiende a ser mayor con precios bajos y a disminuir cuando los precios son altos.

En otros momentos hemos visto otro tipo de fenómenos cíclicos: los relacionados con la época del año, por ejemplo. Ahora trataremos de cuantificar unos y otros.

Tenemos el precio del crudo de referencia Arabe Ligero, desde 1978 hasta 1989. Es claro que el período de precios más altos estuvo relacionado con una menor oferta de crudo, por el control de la OPEP, y una demanda creciente hasta 1979 por parte de los importadores; y que la posterior baja estuvo relacionada con una menor demanda, al notarse los efectos de la reducción en el ritmo de desarrollo económico de los grandes importadores, las medidas de ahorro de energía y de diversificación de fuentes para generar electricidad, a la par con un aumento de la oferta con la irrupción de nuevos exportadores que no ingresaron a la OPEP. Aunque hubo elementos adicionales tan importantes como la caída del Shah en Irán, la guerra entre este mismo país e Irak y las guerras de precios de 1986 y 1988, intentaremos adaptar una curva típica de los fenómenos cíclicos, la de la función trigonométrica "seno" (abreviado sen), que aplicada a un ángulo es, recordaremos, el resultado de dividir, en cualquier triángulo rectángulo con ese ángulo como uno de sus interiores, el cateto opuesto al ángulo en cuestión entre la hipotenusa.

Se llega a una tabla y una figura que aquí presentamos, y que se obtuvieron como sigue:

Como una primera aproximación, tomaremos en cuenta los valores mínimo y máximo de la curva de precios de 1967 (o sea precios constantes o reales). Los precios más altos son del orden de 13 dólares por barril, y

los más bajos, de alrededor de 4.40 dólares. El promedio, que sería el punto de inicio de la curva con un ángulo de "cero", es de 8.7 dólares. La amplitud de la "onda" descrita por la función seno es entonces de la diferencia entre cualquiera de los extremos y la media, o sea de 4.3 dólares por barril, de modo que en el máximo tenemos la suma de promedio más amplitud, y en el mínimo la diferencia entre ambos: $8.7 + 4.3 = 13$ y $8.7 - 4.3 = 4.40$.

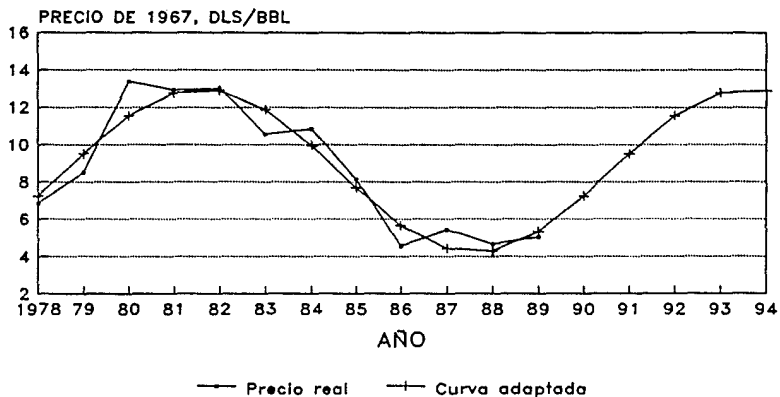
Para definir la longitud de la "onda", si se me permite la analogía otra vez, consideramos que el punto intermedio se alcanzó en 1979 y en 1985, completándose entre estos años media "onda", la cual estaría completa hasta 1991 aproximadamente. La longitud total sería de 12 años, y como medidos los ángulos en radianes esto equivale a 2π , o sea 360 grados, cada año equivale en radianes a $2\pi/12$ o sea a $\pi/6$.

Falta otro dato a definir en la fórmula que correspondería a la curva a adaptar. Se trata del momento preciso en el que la curva debe cruzar, por ejemplo, el primer "cero". Aproximadamente el primer cero está, como dijimos, en 1979, pero hay que definirlo con más precisión, lo mismo que los otros parámetros que fueron establecidos sólo en primera aproximación. Para todo ello se usó el método de minimizar la raíz cuadrada del promedio de desviaciones entre valor real y valor de la curva adaptada, al cuadrado. Abreviadamente se usan las letras RMS por el nombre en inglés de dicha cantidad.

Año:	Precio de 1967	Curva $8.6+4.4*\sin((n-1.6)*\pi/6)$	Angulo	Desviación
1978	6.84	7.24	-0.6	0.16
1979	8.51	9.51	0.4	1.01
1980	13.38	11.54	1.4	3.37
1981	12.94	12.78	2.4	0.02
1982	13.01	12.90	3.4	0.01
1983	10.56	11.87	4.4	1.72
1984	10.86	9.96	5.4	0.81
1985	8.14	7.69	6.4	0.21
1986	4.56	5.66	7.4	1.20
1987	5.43	4.42	8.4	1.03
1988	4.66	4.30	9.4	0.13
1989	5.04	5.33	10.4	0.08
1990		7.24	11.4	
1991		9.51	12.4	
1992		11.54	13.4	
1993		12.78	14.4	
1994		12.90	15.4	
Promedios	8.66	9.25	7.40	0.81
Raíz cuadrada de promedio de cuadrados				0.90

PRECIO DEL CRUDO

Arabe Ligero exportado



Curva: $8.6 + 4.4 \cdot \sin((n-1.6) \cdot \pi / 6)$

Hay varias razones, digamos, físicas, para que se use, no el simple promedio de las desviaciones, sino la raíz de la suma de sus cuadrados. En relación con los casos que aquí vemos las principales son dos: primera, al elevar la desviación al cuadrado tienen el mismo significado las desviaciones positivas (hacia arriba) o negativas (hacia abajo) y efectivamente se suman, mientras que si fueran las desviaciones tal cual se restaría una negativa de otra positiva. La otra razón es que una adaptación es de menor calidad si en un punto es, por ejemplo, de 3, y en otro de "cero", que si en un caso fueran 2 y en el otro 1. La suma aritmética, sin embargo, sería la misma. La de los cuadrados, en cambio, da mayor peso a la mayor desviación y, mientras que en el primer caso la suma de los cuadrados es $9 + 0 = 9$ y su raíz cuadrada es $RMS = 3$, en el segundo la suma es $4 + 1 = 5$ y su raíz es $RMS = 2.24$.

Pues bien, se "movió" cada variable en una hoja electrónica y, por el método de aproximaciones sucesivas, se llegó a un juego de valores que minimiza la desviación RMS, de modo que se pueda variar cualquiera de ellos sin que esa desviación pueda reducirse más. La fórmula resultante y su aplicación son las que aparecen en la tabla y en la gráfica. N es el número del año, donde 1978 es el 1.

El hecho de que la desviación RMS sea del orden del 10 por ciento del precio promedio de los crudos, pese a todos los elementos "ajenos" que se presentaron en el período, como los ya citados de la caída del Shah, la guerra Irán-Irak y las guerras de precios de 1986 y 1988, muestra que en efecto hay un elemento cíclico ligado a las variaciones de oferta y demanda y a su relación con la inversión y con el precio mismo; y hace muy difícil conformarse con la consideración de que estos eventos no previstos por muchos especialistas hayan sido totalmente casuales o accidentales, hayan sido ajenos a las leyes de comportamiento del mercado y en particular del precio del crudo, hayan sido "choques" por causas externas a dichas leyes o "rompimientos" (disruptions) de un mercado que antes se "portaba bien".

Cabe reiterar que sería erróneo también dejarnos llevar por el atractivo de esta curva y olvidar los otros elementos presentes; pero eso lo veremos más adelante, y por lo pronto, consideraremos otros ciclos de menor duración y que también expresan fenómenos que se han repetido.

Empecemos por hablar de un "ciclo" al que no nos habíamos referido como tal: el de las guerras de precios y los armisticios. Se trata, por supuesto, de un fenómeno que abarca sólo algunos años. Es más, iniciemos

el período ya al final de la primera de estas guerras, dado que las bruscas fluctuaciones anteriores difícilmente se pueden adaptar con una curva cíclica del estilo de la anterior.

En las páginas que siguen están dos tablas y dos figuras, y veremos por lo pronto la primera de cada una. De los precios de dos crudos usados como referencia en los principales mercados, el West Texas Intermediate o Intermedio del Oeste de Texas (WTI) y el Brent inglés, calculamos el promedio, para reducir el efecto de factores regionales. Los deflactamos con el índice de precios de los EE. UU., como ya hemos hecho anteriormente dado que el precio es en dólares, y obtenemos una columna de precios constantes, en este caso precios de enero de 1986. Observemos que el período ahora es mensual. Por un método similar al antes empleado, adaptaremos una curva de función seno.

Los valores más altos, para nuestra primera aproximación, son de alrededor de 19 dólares; los más bajos, de unos 12 dólares, pues aunque al principio hay un valor menor, pues la primera guerra de precios no había concluido, podemos no considerarlo en esta aproximación por ser uno solo en una serie de más de 40 meses. Por el mismo procedimiento empleado en el caso del valor de las exportaciones del crudo Arabe Ligero desde 1978, el precio intermedio (correspondiente al ángulo "cero") es de 15.5 dólares de enero de 1986 por barril, y la amplitud de la "onda" es de 3.5 dólares, de modo que $15.5 + 3.5 = 19$ y $15.5 - 3.5 = 12$.

Ahora tenemos más valores que en el caso anterior, por lo que es más fácil definir la longitud de la "onda", sea por el valor intermedio o por la diferencia entre los valores máximos, y en ambos casos son aproximadamente 28 meses, que equivalen a 2π radianes, por lo que a cada mes debe corresponder un ángulo $\pi/14$ mayor que el inmediato anterior. En una primera aproximación empezariamos con el ángulo $(-7)\pi/14$ para que lleguemos al valor intermedio en diciembre de 1986 (mes número 7 de la tabla al que correspondería el ángulo "cero") y al máximo 7 meses después, en julio de 1977 (dado que $\sin 7\pi/14 = \sin \pi/2 = 1$ o sea su valor máximo), igual que en los valores reales.

Antes de ocuparnos de las aproximaciones sucesivas, que ya se describieron en el caso anterior, veamos que en la gráfica inicial se aprecian notorias irregularidades. Vamos a introducir el factor denominado "estacional" que aquí en concreto es mensual, de la siguiente manera:

Tomamos el promedio de los precios del mismo mes durante tres años completos, por lo que no consideramos 1986 --que además es el más irregular-- ni 1990. Tomamos el promedio anual, y en especial el "promedio de promedios", que resulta de 15.56 dólares de enero de 1986, por barril,

al cual asignamos el valor de 1. Según el precio promedio de cada mes durante el período, le asignamos un factor, proporcional a ese precio promedio, resultante de dividir ese precio entre el promedio total. Obtenemos lo siguiente:

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE ALGUNOS TIPOS DE CRUDO

AÑO/MES	BRENT	WTI	IPC EN EE. UU.:	PROMEDIO BRENT-WTI:	A PRECIO DE ENERO 86	GRAFICA: 15.7+ +2.7*(4-6.8)*1/4)
8606	11.89	13.50	109.5	12.70	12.71	13.10
8607	9.59	11.59	109.5	10.59	10.60	13.32
8608	13.57	15.09	109.7	14.33	14.32	13.67
8609	14.21	14.90	110.2	14.56	14.48	14.11
8610	13.91	14.85	110.3	14.38	14.29	14.64
8611	14.60	15.17	110.4	14.89	14.78	15.22
8612	15.78	16.07	110.5	15.93	15.80	15.82
8701	18.43	18.62	111.2	18.53	18.26	16.42
8702	17.30	17.72	111.6	17.51	17.20	16.98
8703	17.88	18.33	112.1	18.11	17.70	17.48
8704	18.35	18.66	112.7	18.51	18.00	17.88
8705	18.77	19.43	113.1	19.10	18.51	18.18
8706	18.84	20.00	113.5	19.42	18.75	18.36
8707	19.84	21.32	113.8	20.58	19.82	18.40
8708	18.97	20.32	114.4	19.65	18.82	18.30
8709	18.36	19.51	115.0	18.94	18.05	18.06
8710	18.05	19.66	115.3	18.96	18.02	17.73
8711	17.67	18.96	115.4	18.42	17.49	17.29
8712	17.47	17.22	115.4	17.35	16.47	16.76
8801	6.95	17.15	115.7	17.05	16.15	16.18
8802	5.83	16.99	116.0	16.41	15.50	15.58
8803	4.78	16.18	116.5	15.48	14.56	14.96
8804	6.61	17.85	117.1	17.23	16.13	14.42
8805	6.42	17.40	117.5	16.91	15.77	13.92
8806	5.56	16.51	118.0	16.04	14.89	13.52
8807	4.90	15.50	118.5	15.20	14.06	13.22
8808	4.90	15.52	119.0	15.21	14.01	13.04
8809	3.30	14.56	119.8	13.93	12.74	13.00
8810	2.43	13.76	120.2	13.10	11.94	13.10
8811	2.93	14.09	120.3	13.51	12.31	13.32
8812	5.18	16.42	120.5	15.80	14.37	13.67
8901	6.92	18.01	121.1	17.47	15.81	14.11
8902	6.68	17.93	121.6	17.31	15.60	14.64
8903	8.66	19.49	122.3	19.08	17.09	15.22
8904	9.73	21.29	123.1	20.51	18.26	15.82
8905	8.31	20.37	123.8	19.34	17.12	16.42
8906	7.51	20.06	124.1	18.79	16.59	16.98
8907	7.73	19.98	124.4	18.86	16.61	17.48
8908	7.08	18.50	124.6	17.79	15.65	17.88
8909	7.80	19.59	125.0	18.70	16.39	18.18
8910	9.08	20.09	125.6	19.59	17.09	18.36
8911	9.15	19.87	125.9	19.51	16.98	18.40
8912	9.86	21.09	126.1	20.48	17.80	18.30
9001	21.03	22.91	127.4	21.97	18.90	18.06
9002p	19.95	22.40	128.0	21.18	18.13	17.73

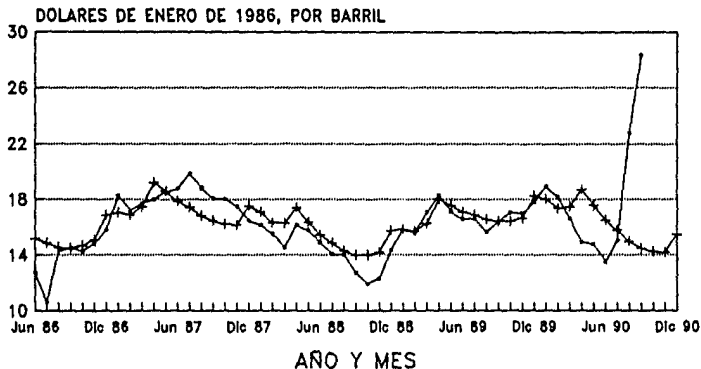
NOTAS AL CUADRO: El precio del Brent inglés es a 15 días, para el mes más próximo. El del West Texas Intermediate (WTI) se refiere al tipo Cushing. (*) Por no estar disponibles los precios spot del crudo árabe ligero de septiembre a diciembre de 1987, se interpolaron entre el de agosto de ese año y el de enero de 1988. p-preliminar.

Fuente: Platts Oilgram Price Report.

PRECIOS Y CURVA

Considerando factor mensual

FIGURA 7.2



— Precio Real —+— Curva Adaptada

Curva $16.28 + 1.34 \cdot \text{sen}(N - 7.04) \cdot \pi / 14$ por factor

Desviación RMS 4.17% del precio promedio

Factor de corrección mensual ("estacional"):

Mes	1987	1988	1989	Promedio	Factor
enero	18.26	16.15	15.81	15.98	1.0270
febrero	17.20	15.50	15.60	15.55	0.9994
marzo	17.70	14.56	17.09	15.83	1.0171
abril	18.00	16.13	18.26	17.20	1.1051
mayo	18.51	15.77	17.12	16.45	1.0569
junio	18.75	14.89	16.59	15.74	1.0116
julio	19.82	14.06	16.61	15.34	0.9856
agosto	18.82	14.01	15.65	14.83	0.9531
septiembre	18.05	12.74	16.39	14.57	0.9361
octubre	18.02	11.94	17.09	14.52	0.9329
noviembre	17.49	12.31	16.98	14.65	0.9412
diciembre	16.47	14.37	17.80	16.09	1.0338
Promedio	18.09	14.37	16.75	15.56	1.0000

Aplicando este factor de corrección y comparándolo con una columna con los valores ya optimizados pero que no consideran el factor mensual, resultan la tabla y la figura de las dos páginas siguientes.

Con la corrección mensual, logramos una desviación RMS de 1.00 dólares sobre un precio promedio real de 16.10, o sea de sólo 6.2 por ciento. Sin la corrección mensual, la desviación RMS es alrededor de 10 por ciento mayor en valor, de 1.11 dólares o 6.9 por ciento del valor promedio real.

Como quiera, también aquí parece confirmarse una componente cíclica.

Sin embargo, no podemos, como ya dijimos, tomar estas componentes como la clave final para una previsión. Empecemos por confrontar la curva de más largo plazo --la anual desde 1978-- con la de plazo más corto --la mensual desde junio de 1986--.

Si presuponemos que la curva de mayor plazo determinará la tendencia futura de los precios, ello nos llevaría a presuponer que, a partir de 1990 y especialmente en los años siguientes hasta 1994, los precios reales subirán de modo importante. 12 o 13 dólares de 1967 implicarían unos 50 dólares corrientes en 1994, precio que en la realidad no puede alcanzarse sin una franca ruptura de la situación existente.

Si presuponemos que esa tendencia será determinada por la curva de menor plazo, las cosas se miran al revés, con una baja de precios que llega al mínimo en noviembre de este año para luego recuperarse. El mínimo de 12 dólares y medio de enero de 1986 equivale a unos 15 dólares corrientes de noviembre próximo, lo cual para el crudo Arabe ligero no sólo no está fuera del rango de lo posible, sino que se ha rebasado a la baja; pero los acuerdos de reducción de producción pueden alterar eso, reduciendo la amplitud de las oscilaciones. De cualquier modo, si observamos la curva de pronóstico con corrección mensual, pese a que los datos con-

siderados en la adaptación son hasta marzo. prevé en lo general lo que está ocurriendo, y lo que podría suceder.

Adaptación de la curva SIN y CON, el factor estacional:

Año/mes	Precio	Curva SIN	Curva CON	Desviación	Desv sin factor
8606	12.71	14.97	15.14	5.93	5.11
8607	10.60	15.07	14.85	18.07	19.96
8608	14.32	15.22	14.51	0.04	0.82
8609	14.48	15.44	14.45	0.00	0.91
8610	14.29	15.69	14.63	0.12	1.96
8611	14.78	15.97	15.03	0.06	1.42
8612	15.80	16.27	16.82	1.04	0.22
8701	18.26	16.57	17.01	1.55	2.87
8702	17.20	16.85	16.84	0.13	0.12
8703	17.70	17.11	17.40	0.09	0.35
8704	18.00	17.32	19.14	1.30	0.46
8705	18.51	17.48	18.48	0.00	1.06
8706	18.75	17.58	17.79	0.93	1.36
8707	19.82	17.62	17.37	6.02	4.64
8708	18.82	17.59	16.76	4.22	1.52
8709	18.05	17.49	16.37	2.81	0.31
8710	18.02	17.34	16.17	3.42	0.47
8711	17.49	17.12	16.12	1.88	0.13
8712	16.47	16.87	17.44	0.96	0.15
8801	16.15	16.59	17.04	0.79	0.19
8802	15.50	16.29	16.28	0.61	0.63
8803	14.58	15.99	16.27	2.91	2.06
8804	16.13	15.71	17.36	1.52	0.18
8805	15.77	15.45	16.33	0.32	0.10
8806	14.89	15.24	15.42	0.28	1.02
8807	14.06	15.06	14.86	0.64	0.14
8808	14.01	14.98	14.27	0.07	0.93
8809	12.74	14.94	13.99	1.55	4.84
8810	11.94	14.87	13.97	4.11	9.19
8811	12.31	15.07	14.18	3.51	7.80
8812	14.37	15.22	15.74	1.88	0.73
8901	15.61	15.44	15.65	0.00	0.14
8902	15.80	15.69	15.68	0.01	0.01
8903	17.09	15.97	16.24	0.72	1.25
8904	18.26	16.27	17.98	0.08	3.97
8905	17.12	16.57	17.51	0.18	0.31
8906	16.59	16.65	17.05	0.21	0.07
8907	16.61	17.11	16.86	0.06	0.25
8908	15.65	17.32	16.51	0.74	2.79
8909	16.36	17.48	16.37	0.00	1.18
8910	17.09	17.58	16.40	0.47	0.24
8911	16.98	17.62	16.58	0.16	0.41
8912	17.80	17.59	18.18	0.15	0.04
9001	18.92	17.49	17.97	0.91	2.04
9002	18.17	17.34	17.32	0.71	0.70
9003	15.92	17.12	17.42	2.24	1.45
9004	14.06	16.87	18.65	21.03	7.91
9005	13.49	16.59	17.53	16.36	9.61
9006	12.25	15.29	16.48		
9007		15.99	15.76		
9008		15.71	14.97		
9009		15.45	14.47		
9010		15.24	14.22		
9011		15.06	14.19		
9012		14.98	15.48		
Promedio	15.92	16.30	16.25	0.44	1.88
Raíz cuadrada de promedio de cuadrados				0.66	1.37
Esta RMS, como % del precio				4.17	8.61
Valor y porcentaje de desviación en el promedio					
	0.38	0.33		2.39	2.04

Se consideran para promedios y desviaciones los precios hasta marzo de 1990.

En marzo en efecto siguió la baja, en abril también pero menos pronunciada al iniciarse la recuperación de precios en los últimos días del mes, pero dado el pobre resultado de la reunión de la OPEP en Ginebra los días 2 y 3 de mayo, la caída se volvió a acelerar para llegar a un aparente mínimo en junio. La curva prevé esta caída en similares proporciones pero unos meses más tarde; el "adelanto" estaría relacionado entre otras cosas con el "exceso" de precios de enero-febrero de 1990.

Veamos, sin embargo, la ubicación de estos elementos, digamos, cuantificables, en el contexto más general, para poder tratar de llegar a conclusiones.

7.2. Las componentes cualitativamente previsibles de los precios del crudo, y las posibilidades y limitaciones de una previsión integral.

En las últimas décadas antes de 1973, no había ciclos, porque las Siete Hermanas, que controlaban el mercado, establecían de antemano los precios y niveles de producción. El control que ahora ejercen los exportadores no se basa en fijar un precio fijo de antemano, sino una franja de precios tal, que si el precio sale de ella por arriba, se eleva la producción para bajar ese precio; y si sale por abajo, la producción es reducida para que el precio suba. El tipo de ciclos que podemos esperar de esta situación es tal que su nivel más alto rebasa un poco el máximo de la franja -- por el tiempo que tardan los principales exportadores en reunirse y aplicar "correctivos"-- y que su nivel más bajo sea un poco inferior al mínimo de la misma franja. Considerando la llamada "canasta" de precios que usa la OPEP como referencia, y dado que el acuerdo consiste en mantener el precio promedio ponderado de esa "canasta" dentro de la franja de 18 a 20 dólares por barril, a lo que esto tendería es a fluctuaciones entre los 17.50 y 20.50 dólares. Por lo mismo, es razonable esperar que las fluctuaciones de mediano plazo que hemos observado (las del ciclo de 28 meses), tiendan a atenuarse en cuanto a su amplitud en la medida en que estos acuerdos sigan operando.

Con lo que hemos visto ya, está claro que, sin el Golfo Pérsico y, con mayor razón, sin la OPEP, estaríamos ante un período de escasez de crudo. Las inversiones han sido mínimas como resultado de los bajos precios de los últimos años, y por lo mismo la capacidad productiva ha caído, al tiempo que la demanda aumenta, en parte por los mismos precios bajos.

Con el Golfo Pérsico, en cambio, hay suficiente capacidad de producción, incluso por un tiempo capacidad de sobra. Eso implica que los países de la OPEP pero en especial los de esa región, tienen en sus manos las decisiones clave en cuanto al futuro precio del crudo.

Dentro de esos mismos países no hay homogeneidad, pues algunos como Irán e Irak tienen necesidades económicas fuertes y desean aumentar los precios; y otros como Saudi Arabia prefieren mantener la franja actual.

Hay, en relación con esto, una inconsistencia en el acuerdo vigente de la OPEP. Se resolvió, por primera vez en 1986, sostener el precio dentro de la franja de 18 a 20 dólares por barril, pero en la práctica se ha tratado de precios corrientes, y no de precios constantes. En poder de compra, entonces, ese precio se ha reducido, al punto de que a precios del momento de los acuerdos de 1986, esos precios equivalían a fines de 1989, respectivamente, a 15.60 y 17.40 dólares. Esto, por un lado, hace más incostrable la producción de Tejas o del Mar del Norte, por ejemplo. Pero por otra genera tensiones a medida que cada vez más países de la OPEP reciben ingresos por debajo de sus necesidades.

Estas tensiones y diferencias deberán resolverse de una u otra manera. Y si bien no podemos esperar un comportamiento de precios como el de la curva de largo plazo --la que se inicia en 1978--, esa curva muestra que las "presiones" del mercado --si se vale la expresión-- tenderán al alza y no a la baja.

Es más, la curva de mediano plazo, la del ciclo de 28 meses, llega a un mínimo en noviembre de 1990. Luego, coincide con la otra curva en el ascenso. Coincidiendo con los efectos de largo plazo de la falta de inversión, veremos los de mediano plazo, al consolidarse los efectos de la cooperación entre productores para limitar producción. Aunque la experiencia anterior ha sido asimilada por los principales exportadores, y éstos no permitirán que se desboquen los precios, es muy posible que haya cambios en el esquema de la franja de precios a defender, sea expresamente definiéndola en precios reales o precios constantes, o bien con algún otro mecanismo que permita la elevación de los precios nominales de la franja para que los precios reales no sigan cayendo como hasta ahora.

Esa curva del ciclo de 28 meses, ya con su corrección mensual, actúa como un "piso" para la segunda mitad de 1990. El precio puede ser algo mayor que el de la curva en la medida en que la efectividad de las reducciones de producción de los productores reduzca la amplitud de las oscilaciones. Pero no se ven otros factores que puedan hacer que los precios caigan muy por abajo de los de esa curva, pues ésta ya lleva implícito el efecto de la dinámica de guerras de precios y "armisticios" alternados con ellas.

Examinemos un ciclo más corto, que puede asociarse al período, ya muy reciente, que viene desde los acuerdos entre productores de dentro

y fuera de la OPEP, alcanzados en principio a fines de 1988 y formalizados en las reuniones de Viena y Londres de febrero de 1989. Iniciaremos el período con el año 1989, en el que ya operan las nuevas condiciones.

Sigamos con el promedio de los crudos Intermedio del Oeste de Texas y Brent. El precio es ahora el de julio de 1989, la mitad del período de comportamiento más estable. Si no consideramos lo sucedido desde abril de 1990, vemos variaciones entre poco más de 20 dólares de julio de 1989, y poco menos de 18. Es obvia la relación con la franja de precios acordada por la OPEP, de 18 a 20 dólares. Los crudos considerados son más caros que la "canasta" de la OPEP, pero también los acuerdos de la misma son de fecha anterior a la que aquí empleamos para fijar precios. La duración del ciclo es de 8 meses, y el promedio estaría un poco arriba de los 19 dólares del mencionado mes.

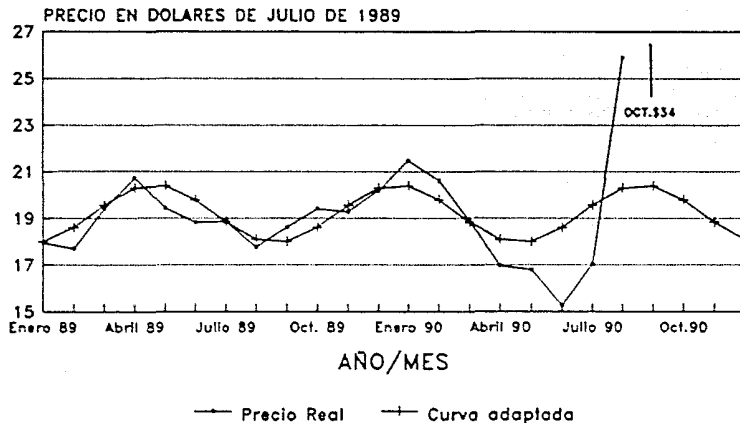
VARIACIONES DEL PRECIO PROMEDIO WTI-BRENT, 1989-90

Sin factor mensual $19.14 + 1.31 * \text{sen}((n-2.52) * \pi / 4)$ Dólares de julio de 89

AÑO/ MES	PRECIO R	CURVA SIN	CURVA CON	DESVIAC SIN	DESVIAC CON
8901	17.94	17.92	18.41	0.00	0.22
8902	17.70	18.62	18.61	0.84	0.82
8903	19.40	19.62	19.96	0.05	0.31
8904	20.73	20.34	22.48	0.15	3.08
8905	19.43	20.36	21.52	0.85	4.34
8906	18.83	19.66	19.89	0.69	1.12
8907	18.86	18.66	18.39	0.04	0.22
8908	17.76	17.94	17.10	0.03	0.44
8909	18.61	17.92	16.78	0.47	3.34
8910	19.40	18.62	17.37	0.61	4.11
8911	19.28	19.62	18.47	0.12	0.65
8912	20.20	20.34	21.03	0.02	0.69
9001	21.48	20.36	20.91	1.25	0.32
9002	20.63	19.66	19.65	0.94	0.96
9003	18.07	18.66	18.98	0.34	0.82
9004	15.96	17.94	19.82	3.92	14.95
9005	15.31	17.92	18.94	6.84	13.22
9006	13.90	18.62	18.84	22.25	24.34
9007		19.62	19.34		
9008		20.34	19.39		
9009		20.36	19.06		
9010		19.66	18.34		
9011		18.66	17.56		
9012		17.94	18.54		
Prom.	19.22	15.78	19.30	0.43	1.43
	(hasta marzo 90)			0.65	1.20
		RMS/Promedio real, %:		3.40	6.22

PRECIOS CRUDO 1989-90

WTI+Brent, con curva adaptada



Podría ser tentador, dado el buen resultado en el caso anterior, aplicar la corrección mensual o estacional. Veamos, sin embargo, lo sucedido en ambos casos. Primero, adaptaremos la curva con el factor mensual y ajustaremos hasta encontrar la mínima desviación en los términos ya definidos. Luego seguiremos el mismo procedimiento sin el factor mensual, y vamos a comparar ambas desviaciones.

Presentamos cuadro y gráfica (la 5.3.), con la menor desviación, o sea optimizando sin factor mensual. Es claro también en qué momento deja de tener vigencia el ciclo, pero de eso hablaremos después.

Lo más que se pudo reducir la desviación RMS optimizando con el factor mensual fue a 1.03 dólares de enero de 1986, equivalentes a 5.35 por ciento del precio promedio efectivo del mismo mes. Pero ya con esa adaptación la desviación RMS de la curva sin factor estacional era menor que la que sí lo incluye. En cambio, adaptando expresamente una curva sin factor mensual, llegamos, como se ve, a 0.43 dólares de julio de 1989 por barril, equivalentes a 3.40 por ciento del precio real. Esto se debe a que si el período completo es de 8 meses, como es el caso ahora, un factor de periodicidad anual como es el mensual del que hablamos, no puede operar como una corrección efectiva sino que estaba ya implícito en el nuevo y más corto ciclo.

Observemos la gráfica sin factor mensual, que es la que mejor se adaptó hasta marzo de 1990 inclusive. Oscila, como dijimos, conforme a la franja de precios acordada. Pero como vemos, hay una desviación, primero, hacia arriba, y luego hacia abajo y más pronunciada que la primera. Finalmente habrá un alza aún mayor.

Los precios se dispararon en enero hacia arriba, principalmente por un invierno más frío que lo esperado en los principales países importadores. La demanda de combustible para la calefacción fue el principal impulsor. Pero al dispararse el precio hacia arriba, varios exportadores aumentaron su producción. Como esto se hizo sin acuerdos ni reuniones previas, cada quién aumentó su producción conforme a sus propios cálculos. Y la suma --no sólo dentro de la OPEP, que por ejemplo Noruega ha sido el principal violador de sus compromisos sin estar en ella-- fue mayor que lo que posiblemente hubiera resultado de cualquier acuerdo. Es más, el invierno pasó y los montos producidos no por ello bajaron. Los días 2 y 3 de mayo se reunió la OPEP --los exportadores de fuera no hicieron nada en ese sentido--, y no se hizo anuncio concreto sino sólo una declaración general de reducción de producción. Empezaron los anuncios país por país, como en febrero-marzo de 1989. Pero ahora los anuncios sólo fueron tres, de Saudi Arabia, Kuwait y los Emiratos Arabes. Otros grandes exportadores

tadores, como Irán e Irak, nada dijeron. Y si bien esos días el precio se recuperó un poco, no tardó en volver a declinar, aunque ya no tanto como en abril.

Esto no implica una pérdida de control, salvo que se dé la tercera guerra de precios. Pero sí muestra un control del mercado todavía débil por parte de los productores. Si éstos aprenden la lección, deberán establecer mecanismos, y tal vez organismos, que permitan una respuesta unificada y más ágil a los elementos que provoquen fluctuaciones bruscas en el mercado. Y, como dijimos, una franja de precios más realista y por lo mismo basada en precios reales y no sólo nominales.

Dado que existen ya las experiencias anteriores, aún si hay guerra de precios deberá llevar a acuerdos más rápidamente que las anteriores. Y aún si no la hay, lo ya ocurrido debería asimilarse como experiencia.

En las condiciones citadas, ¿cuáles son las posibilidades, y cuáles son los límites, de la previsión de los precios del petróleo crudo en el mercado mundial, dada la evidente presencia de elementos con cierta regularidad y previsibilidad cuantitativa, y otros elementos difícilmente previsibles más algunos de plano imprevisibles?

Veremos esto en el siguiente capítulo, tratando de sistematizarlo en relación con las actuales condiciones, primero en un plazo más corto, el resto de 1990, y luego en uno más largo, para los próximos años. Y de antemano describiremos la metodología a seguir al respecto.

7.3. Bases físicas, tecnológicas y en general materiales, del ciclo de producción y precios a largo plazo.

Debemos establecer ahora la confluencia de una serie de elementos que hemos descrito en detalle en capítulos anteriores, pero a los cuales es preciso dar una consistencia global.

Vimos lo relativo al ciclo producción-inversión-precios. La inversión es difícil de cuantificar a nivel mundial y su rendimiento es muy diferente de una región a otra, pero la hemos considerado de manera implícita, por sus efectos en la producción. Hemos visto un caso de producción regulada por el mercado, la de la parte continental de los Estados Unidos. Hemos visto que, al igual que en ella, hay un ciclo en los precios del petróleo con un período de varios años. Veremos, primero, la relación entre estos ciclos, y luego la base material en que se apoya.

Producción.- La curva de largo plazo que vimos a propósito del comportamiento de largo plazo de producción y reservas tiene un componente principal, que describimos con la ecuación logística, y otro componente armónico, oscilatorio, que es el que ahora nos interesa para analizar los ciclos.

Debemos esperar que los ciclos de producción y de precios tengan el mismo período de duración. Dado que el efecto de cada una de estas variables sobre la otra tarda un tiempo en manifestarse, pues la inversión inducida por un precio alto ni se hace de inmediato ni se traduce al instante en más producción, ambos ciclos deben estar "fuera de fase", o sea que el punto más alto de un ciclo no tiene por qué coincidir con el punto más alto del otro. Pero el período, la duración del ciclo, sí, dado que de hecho es un mismo ciclo, el de precios-inversión-producción.

Sin embargo, por un lado, el ciclo de producción de largo plazo aceptó como mejor adaptación estadística un período de 16 años. La gasolina antes de 1973 tuvo precios oscilantes con un período de 14 años. Y la primera aproximación al ciclo de precios del crudo de 1978 en adelante tenía su mejor comportamiento estadístico con un ciclo de 12 años. Por lo mismo, revisaremos estos datos en su conjunto buscando coherencia entre unos y otros.

Para la producción, consideremos la figura 3.6., casi al final del capítulo 3. Veíamos que el principal efecto distorsionador frente a la curva "teórica" que ya incluye los dos componentes mencionados, logístico y armónico, es el inducido por la entrada de Alaska a la producción masiva de crudo, que es un fenómeno casi instantáneo ligado a la puesta en operación del oleoducto del que en su momento hablamos en detalle. Veíamos que la producción de Alaska desaloja a parte de la que se realizaba en la parte continental de los Estados Unidos, no sólo al ocupar parte del mercado sino también al captar parte de la inversión. Pero eso no sólo causa una baja en la producción de esa parte continental frente al comportamiento teóricamente previsible, sino que "abre" el ciclo en duración, como se puede observar de la citada figura a partir de 1977, año de la entrada en operación del oleoducto, y sobre todo del año siguiente, que fue el primero en que el ducto operó el año completo. Para eliminar este "efecto Alaska", consideraremos el período posterior a su entrada al mercado exclusivamente. Y vamos a adaptar la curva buscando lograr la mínima desviación standard sólo a partir de 1978. Veamos los resultados en esta tabla y en la Figura 7.4.:

PRODUCCION DE CRUDO EE. UU., con curva adaptada

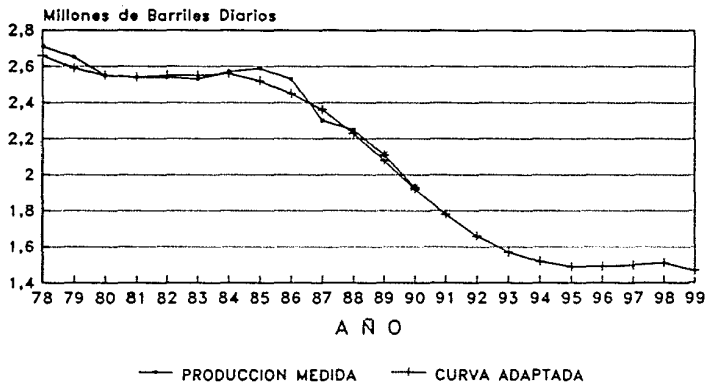


FIGURA 7.4.

Desviación RMS = 1.77%

CURVA DE PRODUCCION EN LOS EE. UU. Y ECUACION LOGISTICA

Constantes calculadas por mínima desviación RMS OPTIM. 1978-89

$Q = Q_{\infty} / (1 + N_0 e^{-t})$ donde: $Q_{\infty} = 189.2$ MMBBL

$Q_0 = 52.4$ MMBBL, para 1955 $N_0 = (Q_{\infty} - Q_0) / Q_0 = 2.61$ s-período:7

$a = 0.0656$ con t en años Amplit 0.390 Desfase -2.34

$C = L + A \cdot \sin((n-D) + \pi/p)$

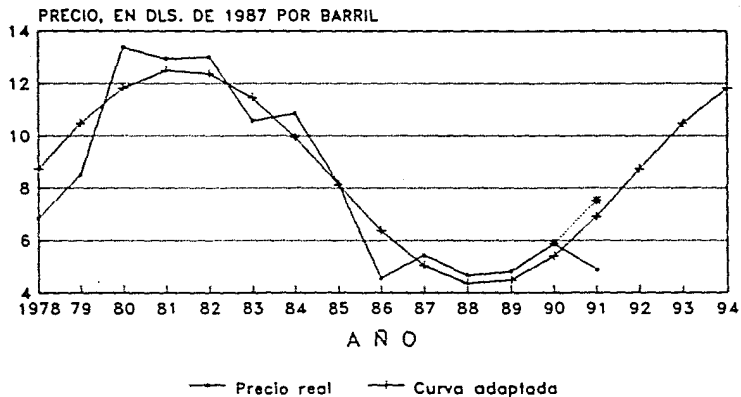
AÑO	δQ medida	t	Logist.	Q(MMBBL)	Curva C (const.)	δQ adapt	Desv. Con Alaska
1978	2.71	23	119.07	119.13	3.16	2.66	0.003
1979	2.65	24	121.83	121.72	3.16	2.59	0.004
1980	2.55	25	124.53	124.27	3.14	2.55	0.000
1981	2.54	26	127.17	126.81	3.13	2.54	0.000
1982	2.54	27	129.75	129.36	3.16	2.55	0.000
1983	2.53	28	132.25	131.91	3.16	2.55	0.000
1984	2.57	29	134.69	134.47	3.20	2.56	0.000
1985	2.59	30	137.05	136.99	3.26	2.52	0.005
1986	2.53	31	139.33	139.44	3.21	2.45	0.006
1987	2.30	32	141.54	141.80	3.02	2.36	0.004
1988	2.25	33	143.67	144.03	2.99	2.23	0.000
1989	2.11	34	145.72	146.11	2.79	2.08	0.001
1990		35	147.69	148.03	2.58	1.92	
1991		36	149.59	149.81	2.44	1.78	
1992		37	151.41	151.47	2.32	1.66	
1993		38	153.15	153.04	2.22	1.57	
1994		39	154.82	154.56	2.18	1.52	
1995		40	156.41	156.05	2.15	1.49	
1996		41	157.93	157.54	2.15	1.49	
1997		42	159.38	159.04	2.16	1.50	
1998		43	160.77	160.55	2.16	1.51	
1999		44	162.08	162.02	2.13	1.47	
PROMED.	2.49	(HASTA 1989)				2.47	0.002
RAIZ DEL PROMEDIO DE DESV. AL CUADRADO:						0.043918	
ESTA RAIZ, COMO % DEL VOLUMEN PROMEDIO MEDIDO:							1.76

Podemos comparar el volumen obtenido después del cálculo para 1990. Restando a los 2.63 miles de millones de barriles producidos en todo EE. UU. los .69 de Alaska, obtenemos para la zona de estudio 1.93 MMBBL. Comparados con los 1.92 previstos por la fórmula adaptada, se trata de un error mínimo, muy inferior incluso al margen estadísticamente calculado. En la figura esto se muestra con línea punteada.

Precios. Como vemos, la adaptación para volumen de producción es mejor que cualquiera de las anteriores. Y este ciclo de 14 años de período, o sea 7 años de semi-período (entre un máximo y el siguiente mínimo, o viceversa), es igual al del precio de la gasolina que vimos para antes de 1973. Sólo falta considerar el precio del crudo de 1978 en adelante, y para ello veremos lo que sucede si consideramos ese mismo período y buscamos la mejor adaptación estadística (mínima desviación standard) con el mismo:

PRECIO DEL CRUDO

Arabe Ligero exportado



Curva: $8.43 + 4.12 \cdot \text{sen}(-.84) \cdot \pi / 7$

	base = 8.43	amplit = 4.12	desfase = -0.84	semiperíodo = 7
	Precio	Curva	Desviación	
	de 1967	$8.43 + 4.12 \cdot \sin((n-0.84) \cdot \pi/7)$		
1978	6.84	8.73	3.56	
1979	8.51	10.48	3.88	
1980	13.38	11.83	2.41	
1981	12.94	12.50	0.19	
1982	13.01	12.37	0.41	
1983	10.56	11.46	0.81	
1984	10.86	9.95	0.83	
1985	8.14	8.13	0.00	
1986	4.56	6.38	3.31	
1987	5.43	5.03	0.16	
1988	4.66	4.36	0.09	
1989	4.81	4.49	0.10	
1990	5.80	5.40	0.23	
1991	4.78**	6.91	0.38	
1992		8.73		
1993		10.48		
1994		11.83		

Promedios	8.37	8.77	1.17
Raíz cuadrada de promedio de cuadrados			1.08
Esta RMS, como % del precio		12.92	

** Estimado con datos hasta agosto de 1991; si se hubiera mantenido el precio promedio de agosto-diciembre de 1990, el precio real sería 7.50.

En la Figura 7.5., basada en esta misma tabla, vemos el efecto. Si bien es cierto que aumenta un poco la desviación standard, eso se debe a la mayor desviación en 1978-1980, período en que las bruscas fluctuaciones se veían mejor representadas por una curva de menor período, el de 12 años. Pero a cambio de ello el precio de los años más recientes se ve mucho mejor reflejado en la gráfica adaptada. Además, con ello se uniforma nuestro período para todo el ciclo en 14 años. En la figura se marca con línea punteada el precio para 1991 que hubiera implicado la continuidad de la situación -y de los precios- de los últimos meses de 1990: su proximidad a la curva teórica nos indica que esa situación de emergencia hubiera implicado la simple vigencia de las leyes del mercado de largo plazo, al eliminarse el excedente en la capacidad productiva del Golfo Pérsico sobre la que se ha sustentado la política de precios relativamente bajos y estables.

Ahora podemos elaborar una gráfica comparativa con ambas curvas. Veamos al respecto la Figura 7.6.. Las amplitudes relativas no son significativas, pues dependen de la escala elegida; pero la variación de cada una en el tiempo, sí. Primero tenemos la gráfica de comportamiento de precios, en la que mostramos la curva adaptada y, como referencia, los precios reales.

CICLOS, PRECIOS Y PRODUCCION

Precios de Arabe Ligero, Produc. en EEUU

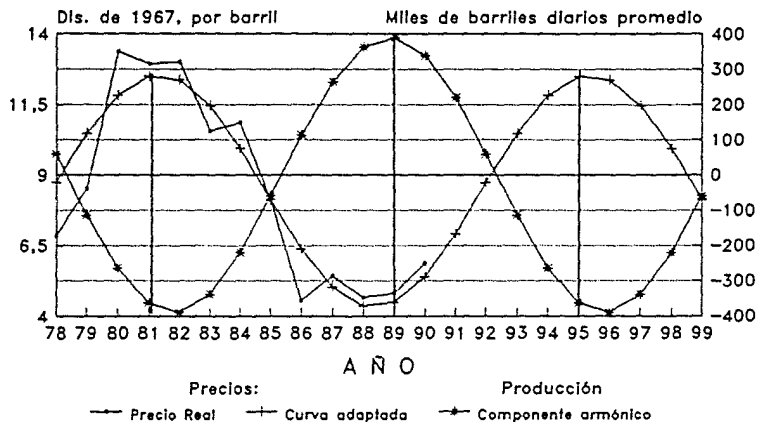


FIGURA 7.6.

Se trata, como en la tabla de donde proviene esta gráfica, del crudo Arabe Ligero. Es preciso usar esta variedad y no, como en las gráficas de períodos más recientes, el promedio de WTI y Brent, porque la presencia de estos crudos en el mercado es relativamente reciente. El Brent ni siquiera existía al principio del período considerado.

Para la producción, consideramos el componente armónico de la curva, ya analizada, de la producción en la parte continental de los EE. UU. como zona en la cual esa producción está determinada por el mercado. Como esas variaciones armónicas son relativamente pequeñas, notemos que se usan miles, y no millones como cuando la ecuación logística, de barriles diarios promedio. Y las fluctuaciones son en torno a cero, pues se trata sólo del componente armónico, el cual obtuvimos restando de la curva teórica completa, para cada año, el valor de la ecuación logística sola correspondiente.

Como vemos, al año siguiente de que los precios llegan al máximo (1981 y 1995), la producción llega al mínimo (1982 y 1986); y al año siguiente de que los precios constantes llegan al mínimo (1988), la producción llega al máximo (1989). Esto, en cuanto al componente armónico, que se sobrepone a la ecuación logística, la cual, como vimos, está para la zona considerada en su fase de franca declinación. Lo que sucede es que a partir de 1990 la declinación se acelera, pues se sobrepone la baja de largo plazo ("logística") con una baja cíclica que se atenuaría fuertemente sólo en 1995 y en 1996 daría lugar a la fase ascendente de esa componente cíclica, apenas suficiente para contrarrestar la baja "logística" durante 3 o 4 años en que la producción estaría casi estable (veamos nuevamente la figura 7.4.).

Origen del ciclo. Tomemos la Figura 7.6. como punto de apoyo para llegar a las bases materiales de la existencia de este ciclo y con este período. Hasta el momento hemos deducido las cantidades, incluido ese período, a partir de, digamos, sus resultados en cuanto a producción y precio. Pero en realidad los tiempos provienen del proceso que permite que el petróleo fluya y se comercialice, del cual hemos hablado en capítulos anteriores.

Cuando se toma la decisión de aumentar la producción petrolera, por ejemplo porque el precio ya es más atractivo que antes, aunque puede haber aumentos menores ampliando el aprovechamiento de instalaciones y/o campos existentes aún a costa de su deterioro en el más largo plazo, un aumento sostenido y considerable en la producción requiere, primero de una intensificación de las exploraciones. Ello en su caso permitirá descubrir nuevos yacimientos, que requieren de infraestructura y equipo para ser explotados y para la comercialización de su producción. Todo ello se toma años. Recordemos todo el proceso que hemos descrito de exploración geológica, de empleo de métodos geofísicos y petrofísicos, etc..

En México tenemos un caso muy claro, pues siendo un país petrolero de décadas, cuando los precios estuvieron bajos en los años sesentas y primeros setentas, se dejó de invertir al punto de que se importó petróleo crudo. Cuando en la parte final de 1973 se inició la fuerte alza de los pre-

cios, el gobierno de Echeverría destinó todo tipo de recursos a la autosuficiencia energética, incluida en especial la exploración petrolera. Bueno, hasta que se llegó al pleno desarrollo de la producción de petróleo, en 1981, pasaron 7 años si no contamos al mismo 1973 en el cual no se llegó a hacer inversión de consideración.

Veamos un ejemplo más localizado pero más reciente. El 7 de septiembre de 1990 el Wall Street Journal informa que cuatro empresas instalarán conjuntamente una plataforma de producción de petróleo en la parte del Golfo de México que está frente a los Estados Unidos. El yacimiento petrolero fue descubierto en 1988, y se planea iniciar la producción a principios de 1992. ¿Cuánto tiempo se tomó descubrir ese yacimiento? Con sólo suponer un promedio de dos años, ya sumaríamos, hasta principios de 1992, seis años... para una sola plataforma de producción. Ya con el desarrollo de la actividad productiva completamos fácilmente el septenio.

Puede haber, claro, casos de menores tiempos; pero aun con las técnicas más modernas vemos que estos ritmos se sostienen en sus rasgos generales.

Hablemos un poco de la parte descendente del ciclo en cuanto a producción. El precio baja por la relativa saturación del mercado. Eso no frena de inmediato la producción petrolera. Los resultados de la exploración se siguen obteniendo por un tiempo; pero incluso con lo ya descubierto, el desarrollo de los campos no se frena de inmediato, pues la inversión ya hecha en exploración no se va a recuperar por producir menos, al contrario. La producción sigue incluso creciendo por un tiempo. Al pasar el principal efecto de lo iniciado e invertido durante la época de las "vacas gordas", se frenan las perforaciones, pero aún entonces es preciso que actúe la gradual declinación de los campos y de los pozos, para que la reducción de la producción se haga efectiva. Es por ello que también a la baja hay un efecto retrasado de los precios sobre la producción, y del mismo orden de tiempo.

En la curva del componente armónico de la producción, vemos que en 1986, al darse la gran baja en los precios, el ciclo estaba aún en su fase ascendente. A partir de 1988, ya es casi estable, y desde 1990 se daría una acelerada declinación; esto, insistimos, sobrepuesto con la baja "logística". Es claro que esos precios bajos, sostenidos además en lo fundamental en los años que siguieron, era el freno para la producción en cuanto a este ciclo; pero se tardaron en hacer su efecto sobre ella por las razones ya mencionadas.

Todo esto es fundamental para el análisis del mercado y las previsiones de su comportamiento futuro.

8. METODOLOGIA Y CONCLUSIONES.

8.1. Metodología.-

Conforme a todos los elementos ya disponibles, lo primero que debemos hacer es definir el período al que se refiere nuestro análisis o pronóstico, y los elementos determinantes del comportamiento del mercado.

El período de estabilidad de precios bajo el control de las "Siete Hermanas" se caracterizó, como vimos, por la estabilidad de precios, pero es evidente que ese período no sólo está rebasado, sino que no puede repetirse algo similar en un futuro inmediato.

El período en que la OPEP definía precios oficiales, pero la realidad a menudo resultaba muy diferente de lo que se discutía en ese organismo, se caracterizó por un ciclo de alza y baja de precios reales. Si, por ejemplo, se discutía el precio oficial por una diferencia de unos centavos, y luego venía un alza al doble o al triple, como en 1973-74 o en 1979-80; o una baja como las de las posteriores guerras de precios, es claro que, si bien la OPEP, durante la primera parte de ese período, disponía de la parte principal de la oferta, era más un instrumento del mercado que una fuerza que lo controlara. Veíamos al respecto una curva armónica, oscilante, con un semi-período de siete años. En esa forma, el comportamiento de mercado característico de ese período pareció verse rebasado, con los acuerdos entre productores de dentro y fuera de la OPEP en 1988-89, aunque no podemos ignorar sus efectos en el momento actual. Por ejemplo, los aumentos a partir de agosto de 1990 se inscriben en esta perspectiva.

Durante 1989 observamos un comportamiento de los precios en el mercado instantáneo derivado de los acuerdos de los productores, especialmente de la OPEP, de mantener los precios de crudos representativos en una franja de 18 a 20 dólares por barril; detectábamos oscilaciones con un período de 8 meses y un margen de variación apenas superior a los dos dólares, entre máximos y mínimos.

Esa estabilidad, sin embargo, se ve perturbada, primero, por una excesiva alza que tiene su punto más alto en enero de 1990, debida a un clima especialmente severo en los principales países consumidores y a la baja de producción en algunas zonas por el mismo clima o accidentes. Luego, varios productores del Golfo Pérsico tratan de llenar el hueco y su aumento conjunto de producción desequilibra el mercado en sentido opuesto y en mayor magnitud, causando una importante baja. Eso sugiere que el ciclo intermedio de 28 meses, al que habíamos asociado con las

guerras de precios y los "armisticios" entre una y otra guerras, no quedó liquidado con los acuerdos de 1989. Entonces, nuestro método debe iniciarse por definir los márgenes y las condiciones de vigencia e importancia relativa de unas u otras formas de comportamiento del mercado.

Sobre esa base, deberemos desarrollar una visión integral de la situación presente y, tratándose de las previsiones, no ceñirnos sólo a un escenario, sino analizar las principales posibilidades en cuanto a los elementos que podrían determinar uno y otro rumbos. Trataremos entonces de establecer "pisos" y "techos", y entre unos y otros, encontrar el comportamiento más probable a diferentes plazos. Los escenarios deberán estar ligados a posibilidades muy precisas y verificables (y no del estilo de escenarios "bajo", "medio" y "alto" que en realidad poco definen por su nivel de generalidad). Los elementos políticos a considerar serán los del Medio Oriente, que es la zona que en realidad puede hoy definir de modo importante el comportamiento del mercado, como sucedió ya en épocas anteriores; pero también otros, destacadamente los relacionados con la política de los Estados Unidos. Sin embargo, deberemos considerar que incluso sacudimientos políticos importantes tienen una influencia en términos de lo económicamente posible y hasta como un instrumento de leyes económicas. Por ejemplo, el "uso del petróleo como arma de guerra" pudo darse en 1973 por la escasez de crudo en el mercado; pero, por ejemplo, cuando fue propuesto en mayo y junio de 1990 en la Conferencia de Bagdad de la Liga Árabe, la propuesta cayó en el vacío porque los depósitos de crudo en el mundo estaban repletos. Por otro lado, el efecto de otro tipo de elementos como accidentes o los ingredientes psicológicos, tienen efecto de corto plazo, pero a menudo hay un "rebote" aunque sea parcial, y el hecho es que esos efectos se diluyen al considerar los medianos plazos y se hacen casi imperceptibles al analizar el largo plazo, como se aprecia en las respectivas curvas de comportamiento, por ejemplo, con la serie de accidentes de principios de 1989.

Aplicaremos, entonces, esta metodología al análisis de la situación a mediados de 1990 y a las previsiones a diferentes plazos.

8.2. 1990. Los elementos presentes en el mercado petrolero con influencia en el comportamiento de los precios eran, en junio de 1990, los siguientes:

a) Recordemos la curva con un semiperíodo de siete años. Es claro que ésta no podría regir en tanto que se aplicaran los acuerdos entre los productores-exportadores en torno a la franja de precios de 18 a 20 dólares por barril. Ese acuerdo nos siempre pudo evitar fluctuaciones hacia

abajo, por las guerras de precios, pero sí evitó por años desviaciones muy importantes hacia arriba. Sin embargo, recordemos el origen de esa curva de largo plazo, o sea el ciclo precio-inversión-producción. Los bajos precios de los últimos años se han traducido, en efecto, en una baja inversión a nivel mundial, en una declinación de las reservas de la mayor parte de los países productores y, en general, en condiciones que en el período anterior y, en general, en períodos regidos ante todo por el mercado, se traducían en una nueva alza de precios.

Si no sucedió eso entre hasta mediados de 1990, fue por la confluencia de varios elementos: uno, que en los primeros años el ciclo de largo plazo estaba en su parte más abajo, o sea que el exceso de capacidad de producción determinaba un período de precios bajos; dos, el citado acuerdo entre los productores, y tres, la posibilidad de satisfacer la demanda con el crudo del Medio Oriente y en especial del Golfo Pérsico, zona cuya producción se había reducido en los primeros años de la década de 1980 para tratar de defender los precios, y cuya capacidad productiva excedía por lo mismo sus niveles de producción real. Es más, una inversión moderada, que tal vez en Texas no hubiera dado mayor resultado, ha permitido aumentos importantes en las de por sí enormes reservas probadas de esa región. Ese ciclo de largo plazo, entonces, fue detenido; pero sólo mientras no se alteraran esos factores. Y al reanudarse el ciclo porque estos elementos se modificaran, lo haría con un fuerte ascenso en los precios reales.

En ese sentido apuntaban elementos que hemos analizado ya, como el aumento sostenido en la demanda global de crudo, la baja en la producción de países como Inglaterra y Estados Unidos (principal importador y consumidor del mundo) y la fuerte tendencia de este último país a depender más y más de las importaciones. Fuera del Golfo Pérsico, casi todos los productores importantes tienden a bajar su producción, y otros como Noruega que no lo han hecho, tienen limitaciones en reservas que los obligarán a hacerlo en un plazo no muy largo.

En 1990 se alteró el equilibrio que caracterizó a 1989 -recordemos la gráfica con período de ocho meses, resultado de las oscilaciones en torno a la franja de 18 a 20 dólares por barril-. El desequilibrio se empieza a manifestar, como dijimos, en enero de 1990, y no hacia la baja sino hacia el alza del precio, debido a la crudeza del invierno en ese mes, que no sólo reclamó mayor consumo para calefacción, sino que afectó la producción en varias regiones del Norte. El precio promedio del bimestre enero-febrero fue superior en más de un dólar a lo que el comportamiento anterior hubiera implicado. Y varios países de los que tenían capacidad excedente -prin-

principalmente del Golfo Pérsico- se apresuraron a llenar el vacío, pero sin coordinación o reparto de cuotas, y saturaron el mercado al punto de que sobrevino una baja de precios de mayor alcance que el alza de enero-febrero. Aún si esto ha derivado, o deriva, en guerra de precios, ello no implica que no se trate de un fenómeno de corto plazo como los de 1986 y 1988, en que esa caída al nivel de la actual duró unos seis meses, la mitad de ellos aproximadamente, en los niveles más bajos.

A estas alturas, la posibilidad de guerra de precios sólo influiría en el grado y duración de la baja de precios que se está dando. De hecho y en lo económico lo que ocurre equivale a esa guerra. Recordemos ahora la gráfica con el ciclo de 28 meses, con bajas en las guerras de precios de 1986 y '88, alzas en los períodos intermedios, de "tregua", y una baja en 1990 que incluso se adelanta al ciclo, posiblemente en razón del previo "disparo" de precios hacia arriba en enero-febrero.

De cualquier modo, la distinción entre guerra de precios y, digamos, una lucha "pasiva" entre exportadores, que no deliberadamente bajan su precio pero tampoco hacen gran cosa para detener la baja -una especie de huelga de precios, si queremos usar analogías como la del término "guerra"-, esa distinción se da sólo en el atropellamiento de los precios de crudos de diversas procedencias, en que se rebasan unos a otros en la carrera hacia abajo.

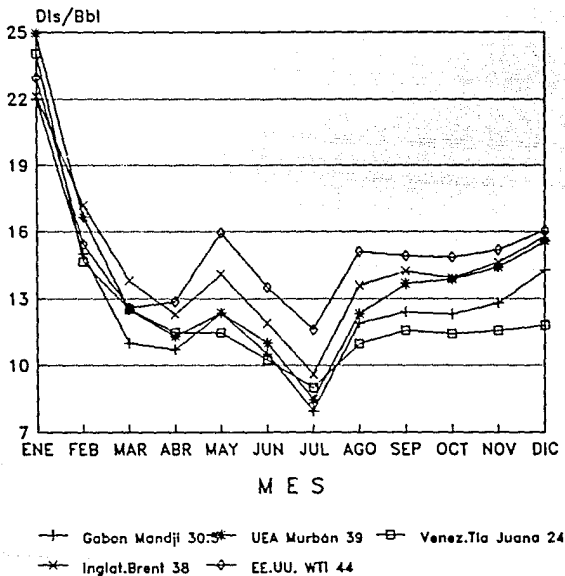
Veamos al respecto lo sucedido en 1986, con algunas variedades de crudo que ilustran el problema, en esta tabla y en la Figura 8.1.:

PRECIOS RELATIVOS DE CRUDOS COMO INDICADORES DE GUERRA DE PRECIOS:

1986, MES:	ARABE LIGERO 34	GABON MANDJI 30.5	UEA MURBAN 39	VENEZUELA TIAJUANA 24	INGLATERRA BRENT 38	EE UU WTI 44
ENE	28.00	22.00	24.95	24.04	22.13	22.95
FEB	28.00	15.00	16.65	14.65	17.19	15.42
MAR	28.00	11.00	12.50	12.53	13.81	12.59
ABR	28.00	10.70	11.30	11.46	12.29	12.85
MAY	28.00	12.35	12.35	11.46	14.09	15.94
JUN	28.00	10.50	11.00	10.23	11.89	13.50
JUL	28.00	7.95	8.45	9.00	9.59	11.59
AGO	28.00	11.90	12.30	10.97	13.57	15.09
SEP	28.00	12.40	13.65	11.57	14.21	14.90
OCT	28.00	12.30	13.85	11.41	13.91	14.85
NOV	28.00	12.80	14.40	11.56	14.60	15.17
DIC	28.00	14.25	15.55	11.80	15.78	16.07
PROM.	28.00	12.76	13.91	12.56	14.42	15.08

FIGURA B.1.

PRECIOS RELATIVOS Y Guerra de Precios



Ver notas en cuadros

Fuente: sobre la base de los datos del Annual Statistical Bulletin de la OPEP para 1988. Los precios son los oficiales para los países de la OPEP. Sin embargo, el precio promedio del Arabe Ligero vendido a EE. UU. en 1986 fue, según el Petroleum Marketing Monthly, de 11.79 dólares.

Los precios del Brent y del West Texas Intermediate (WTI) son del Platts Oilgram Price Report, para los datos mensuales, y los anuales del Brent, del Petroleum Marketing Monthly para los volúmenes importados por los EE. UU. exclusivamente.

El precio oficial del Arabe Ligero no tenía un sentido práctico, porque Saudi Arabia vendía su crudo muy por debajo de ese precio. Es más, su carta en la guerra de precios no fue sólo el precio sino las ventas sobre la base del rendimiento en refinados -el llamado *netback*-, que trasladaba todo el riesgo del refinador al productor de crudo. Pero en los otros casos, tanto la gráfica que sigue como la tabla que aquí vemos, ilustran lo sucedido.

Al principio del año, el West Texas Intermediate (WTI), pese a tener el grado API más alto -44 grados- y el más bajo contenido de azufre (0.22%), está, en precio, por abajo no sólo del Murbán de los Emiratos de 39 grados y 1.2% de azufre, sino incluso más barato que el Tía Juana venezolano de sólo 24 grados y 1.6% de azufre, casi 8 veces más impuro que el WTI. Y el Brent inglés, de 38 grados y 0.3% de azufre, se vende más barato que todos ellos, sólo superado en rebaja por el Mandji de Gabón (por 13 centavos) que sin embargo tiene sólo 30.5 grados y 1.2% de impureza de azufre, cuatro veces más que el Brent, el cual entonces resulta, dada su calidad, el más rebajado.

En febrero, el Tía Juana es el que pasa a ser más barato, aunque es también el de peor calidad entre los enlistados. Pero en marzo lo rebasa en bajo precio el Mandji de Gabón, que sigue siendo el más barato en abril. Sin embargo, en este último mes el Murbán de los Emiratos ya está sólo 60 centavos por arriba del Mandji, con mucha mayor calidad, o sea que da más utilidad al refinador que lo compra.

En mayo vuelve a quedar más barato el Tía Juana, y en ese mismo mes el WTI y el Brent quedan fuera de la pelea, al ubicarse en los precios que corresponden a sus calidades para no dejarlos en el resto del año: son ya los más caros, mes a mes. Para julio el Mandji es otra vez el más barato, y en agosto se notan los efectos del armisticio: las líneas de la gráfica dejan de cruzarse y cada precio de crudo ocupa el lugar que corresponde a su calidad.

Procede entonces observar el comportamiento de precios en 1990. Dado que en las fricciones dentro de la OPEP han participado por un lado

Irán e Irak, que con necesidades económicas importantes buscan aumentar su ingreso por la exportación de crudo como sucedió en la guerra de precios de 1988, y por otro, Saudi Arabia y tras ella Kuwait y los Emiratos Arabes, consideramos a crudos de estos países. Además, de fuera de la OPEP tomamos al WTI y al Brent, y a los crudos mexicanos Istmo y Maya. No hay, sin embargo, con los datos disponibles a principios de julio, elementos para afirmar que haya una guerra de precios como tal. No ha sido posible conseguir datos suficientemente detallados para mayo y junio.

Aunque no asuma la forma de guerra de precios, la baja es como si ésta se hubiera dado. Y es que, fuera de una muy modesta limitación de 400 mil barriles diarios, principalmente de Arabia Saudita pero que ni siquiera compensa su propio exceso de producción frente a la cuota de la OPEP, al seguirse dando esa sobreproducción dentro y en algún caso también fuera de esa organización, se produce el efecto de caída que habíamos presenciado en 1986 y 1988, pese al período de estabilidad y control sobre el precio que duró todo 1989.

Lo anterior nos lleva a preguntarnos si las guerras de precios no fueron sino una forma de aplicación de una ley económica del nuevo período iniciado en 1986, y si esa ley no se impone con o sin guerra de precios. Tratemos de analizar los componentes inmediatamente ligados al precio.

La demanda ha crecido. Y cuando se empezaba a detener, por el alza de enero, vino la baja y la demanda se reactivó. No hay en la demanda un indicador que podamos relacionar con estas caídas periódicas cada dos años o poco más. Basta con recordar las gráficas y tablas al final del capítulo sobre las leyes de comportamiento.

Lo mismo podemos decir de los inventarios. A mediados de 1990 los depósitos de crudo en la mayoría de los países consumidores están llenos; pero lo escaso de la variación de inventarios mes con mes y año con año, más los colocan como un elemento "colchón" entre la oferta y la demanda, que como elemento definitorio en sí. Cuentan en los muy cortos plazos, no en un ciclo de dos años o poco más.

El único elemento explicativo es la oferta. Y aunque Noruega ha violado los acuerdos en mayor grado, en cuanto al porcentaje en que se exceden sobre su compromiso, que cualquier país de la OPEP, esos excesos, por la limitada capacidad de producción de ese país, no son determinantes en el mercado. Los que pueden excederse de modo importante, los que tienen las condiciones naturales y materiales para hacerlo, son sólo los países del Golfo Pérsico. Y ahí debemos buscar la respuesta.

¿Por qué esos países pudieron mantener la producción dentro de ciertos márgenes en 1987 y en 1989, aunque las cuotas no se cumplieran

rigurosamente, y no lo pudieron hacer en 1988 o en 1990? Y además, ¿por qué el incumplimiento de cuotas que existió -y que reseñamos anteriormente con datos- en 1989, no sacó las cosas de control, y si lo hizo en 1990?

Procede observar el comportamiento de precios en 1990. Al ver la evolución comparada de los precios de algunas variedades de crudo, representativas de la producción de países que podrían haber participado en esa guerra de precios, de enero a julio de 1990 -en agosto el conflicto del Pérsico ya ubica las cosas en otra perspectiva-, podemos definir si hubo o no, y en qué medida, guerra de precios en la baja que culminó en junio de 1990, como lo habíamos observado para 1986.

Veamos las Figuras 8.2. y 8.3., y la tabla respectiva, que muestran el detalle semanal de los precios promedio de las principales variedades de crudo del Golfo Pérsico.

PRECIOS SPOT DE DIFERENTES VARIEDADES DE CRUDO, EN PROMEDIO SEMANAL

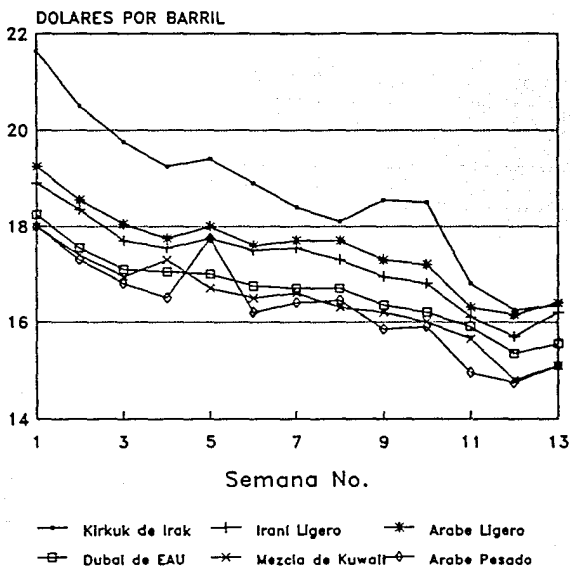
(Durante 1990, en dólares por barril)

Crudo/ Semana	Kirkuk (Irak) Gr-API %azulite	Irani ligero	Arabe ligero	Dubai (JEA)	Kuwait mezcla	Arabe pesado	WTI EE.UU.	Brent inglés	Urala (URSS)	Istmo México
	36	34	34	32	31	27	44	38	32	32
	2.0	1.4	1.7	1.7	2.5	2.8	0.2	0.3	1.0	1.8
1	21.65	18.90	19.25	18.25	18.00	18.00	22.95	22.05	21.15	21.35
2	20.50	18.35	18.55	17.55	17.40	17.30	22.55	21.85	20.85	20.85
3	19.75	17.70	18.05	17.10	16.95	16.80	22.65	21.10	19.85	19.77
4	19.25	17.55	17.75	17.05	17.30	16.50	22.95	20.65	19.70	19.85
5	19.40	17.75	18.00	17.00	16.70	17.75	22.65	20.75	19.85	19.65
6	18.90	17.50	17.60	16.75	16.50	16.20	22.55	20.30	19.60	19.05
7	18.40	17.55	17.70	16.70	16.60	16.40	22.15	19.85	18.95	20.20
8	18.10	17.30	17.70	16.70	16.30	16.45	21.95	19.55	18.70	19.30
9	18.55	16.95	17.30	16.35	16.20	15.85	21.55	19.05	18.25	19.00
10	18.50	16.80	17.20	16.20	16.00	15.90	21.20	19.00	18.10	18.95
11	16.80	16.10	16.30	15.90	15.65	14.95	20.25	18.35	17.40	18.35
12	16.25	15.70	16.15	15.35	14.80	14.75	19.70	17.85	16.60	18.30
13	16.35	16.20	16.40	15.55	15.10	15.10	20.30	18.00	16.80	17.55
14	16.20	15.85	16.05	15.55	14.75	14.65	20.10	17.90	16.60	17.50
15	14.15	14.00	14.25	14.00	13.15	12.80	18.30	16.00	14.60	15.35
16	13.65	13.40	13.60	13.40	12.40	12.10	17.50	15.50	14.20	13.65
17	14.65	14.50	14.55	14.50	14.00	13.50	18.80	16.55	15.10	14.80
18	14.25	14.60	14.70	14.50	13.85	13.30	18.45	16.15	14.60	15.20
19	14.15	14.65	14.80	14.65	13.80	13.35	18.50	16.25	14.55	16.25
20	15.00	14.95	15.15	15.00	14.30	13.70	19.45	17.10	15.40	16.05
21	14.20	13.90	14.45	14.40	13.30	13.00	17.45	16.30	14.65	14.65
22	13.65	13.65	14.05	14.00	12.70	12.60	17.85	15.75	14.05	14.60
23	12.90	12.90	13.50	13.60	12.00	11.85	16.95	15.00	13.35	14.05
24	12.75	13.00	13.45	13.45	12.55	12.00	17.15	14.90	13.20	13.90
25	12.70	12.35	12.65	12.90	11.50	11.20	15.85	14.85	13.05	12.90
26	13.35	12.85	12.95	12.95	11.65	11.50	17.20	15.45	13.75	13.85
27	13.35	13.10	13.50	13.70	11.75	11.78	16.85	15.50	13.85	14.05
28	13.65	13.40	13.55	13.90	12.25	11.95	17.20	15.80	14.10	14.40
29	15.45	15.30	15.50	15.55	14.00	13.70	18.70	17.55	15.95	16.05
30	16.55	16.30	16.50	16.65	15.00	14.70	20.35	18.65	17.15	17.35

FIGURA 8.2.

CRUDOS DEL PERSICO

Precios, enero-marzo 1990

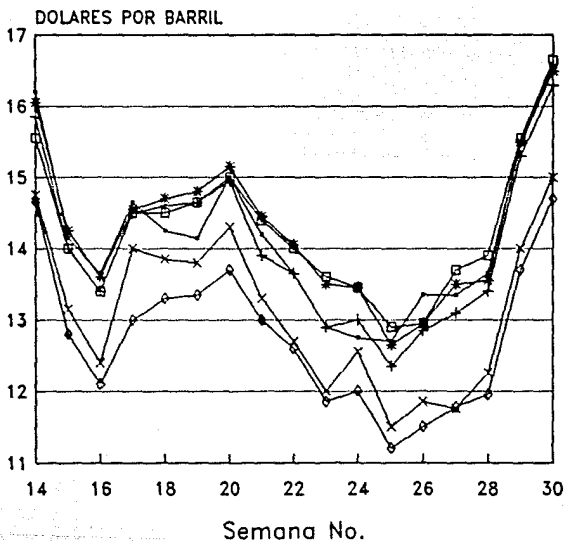


Fuente: Platts Oilgram News, Services

FIGURA 8.3.

CRUDOS DEL PERSICO 2

Precios, abril-julio 1990



- Kirkuk de Irak —+— Iraní Ligero —*— Arabe Ligero
- Dubai de EAU —x— Mezcla de Kuwait —◇— Arabe Pesado

A diferencia del Dubai de los Emiratos Arabes Unidos -que violaron sistemáticamente su cuota de producción en la OPEP pero sin reducir los precios de esa variedad de crudo más allá de la baja promedio-, la mezcla de exportación de Kuwait, el otro país que violó sistemáticamente esas cuotas, pese a su calidad de 31 grados API se estuvo colocando reiteradamente abajo de variedades similares, e incluso en algunas semanas por debajo del Arabe Pesado de 24 grados API y de calidad muy inferior. Ya avanzada esa "guerra" de precios, otras variedades también tuvieron bajas en comparación con otras de calidad un poco inferior a ellas, primero de Irán e Irak y luego también el Ligero de Arabia Saudita.

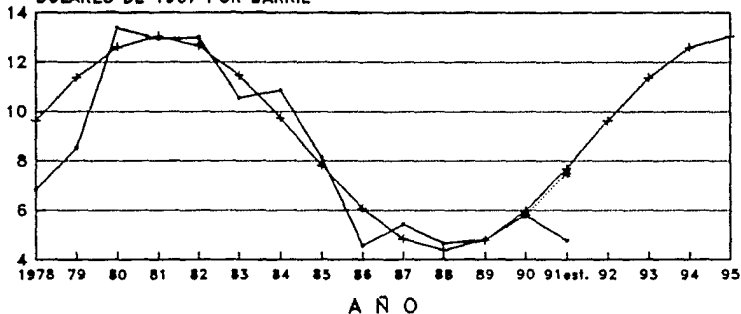
El componente petrolero del conflicto del Pérsico es, entonces, continuación y expresión de este problema. Ya se veía que a países con una guerra reciente, población relativamente elevada y por tanto grandes necesidades económicas, como Irán e Irak, les resultaba cada vez más difícil el esquema impulsado por Arabia Saudita con Kuwait y los Emiratos tras ella, de precios bajos por un tiempo prolongado. Y esto se agrava con la mencionada guerra de precios, que de plano desploma el ingreso petrolero. Si eso era aceptable para países poco poblados y con mucho dinero invertido en Europa, cuyas ganancias llegaron a ser comparables a las petroleras (Kuwait y los Emiratos ante todo, pero también Saudi Arabia), no lo era para Irán o Irak. Era muy difícil prever la forma como esto reventaría; pero no debe extrañarnos que haya estallado.

Desde el punto de vista del mercado, el efecto de este conflicto ha consistido en sustituir un mercado regulado por la OPEP por uno en el que se expresan libremente las fuerzas del mercado. De ahí que el comportamiento de los precios en 1990 -y 1991 si se prolongaran esos precios- se acerque tanto a la curva derivada, precisamente, del ciclo precios-inversión-producción. Al respecto, habíamos visto que el ciclo de 14 años se adaptaba a la realidad en forma más precisa ya en la década 1981-1990. Haremos ahora una nueva optimización, ahora buscando la mínima desviación para este período y no desde 1978. Obtenemos la siguiente tabla y la Figura 8.4., en la que apenas se distingue la curva adaptada de la línea de precios reales entre 1989 y 1991.

PRECIOS DEL CRUDO

Arabe Ligero Exportado

DOLARES DE 1967 POR BARRIL

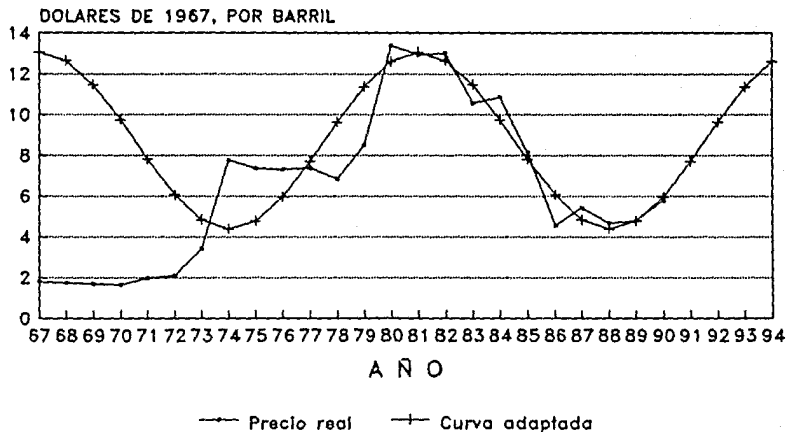


— Precio real —+— Curva adaptada

. Curva optimizada para 1981-1990
 Desv. 6.2%, curva $8.72 + \sin((n-0.53)\pi/7)$

PRECIOS DEL CRUDO

Arabe Ligero Exportado



AÑO	Precio de 1967	Curva $8.72+4.33*\text{sen}((n-0.53)*\pi/7)$	n	Desviación cuad.
1978	6.84	9.63	0.5	7.77
1979	8.51	11.37	1.5	8.20
1980	13.38	12.60	2.5	0.62
1981	12.94	13.05	3.5	0.01
1982	13.01	12.65	4.5	0.13
1983	10.56	11.47	5.5	0.82
1984	10.86	9.74	6.5	1.25
1985	8.14	7.81	7.5	0.11
1986	4.56	6.07	8.5	2.27
1987	5.43	4.84	9.5	0.34
1988	4.66	4.39	10.5	0.07
1989	4.81	4.79	11.5	0.00
1990	5.86	5.97	12.5	0.01
1991	7.57	7.70	13.5	0.02
1992	.	9.63	14.5	
1993	.	11.37	15.5	
1994	.	12.60	16.5	
				suma 81-905.02
Promedio	8.08	9.16		0.50
Desviación promedio cuad.				0.71
Esta desviación, como % del precio				8.77

No sólo se ha reducido la desviación promedio a 8.77 por ciento del precio promedio real del período considerado, sino que casi la mitad -concretamente, el 45 por ciento- de la desviación proviene de 1986, año de la baja más brusca, ocasionada por la primera guerra de precios. Para una década que incluye tantas convulsiones, la aproximación es bastante alentadora, si se toma en cuenta que aquí no se ha introducido ningún factor de corrección.

Si agregamos su coherencia con las fluctuaciones en los volúmenes de producción en los Estados Unidos, en los que la desviación era ya menor al 2 por ciento (recordemos los resultados expresados en las Figuras 7.4. a 7.6.), todo ello refuerza la teoría de que el ciclo precios-inversión-producción es el principal elemento que determina las fluctuaciones de largo plazo bajo el predominio del mercado como elemento regulador; situación que se abrió cuando las Siete Hermanas perdieron el control del mercado a partir de 1973, y ya con mayor claridad en la década 1981-1990.

Incluimos también la Figura 8.5. que es similar a la anterior, pero empezando desde 1967. Aunque perdemos detalle al abarcar un mayor plazo, podemos tener una perspectiva histórica de cómo, a partir de los

precios casi fijos anteriores a 1973, se producen variaciones bruscas que, sin embargo, van acercándose cada vez más a la curva teórica de comportamiento regulado por el mercado. Las cifras en las que se basa la gráfica son las siguientes:

PRECIO DE REFERENCIA, CRUDO ARABE LIGERO (LAB Ras Tanura)*.

AÑO	PRECIO NOMINAL	INDICE EN EE. UU.	PREC. de 1967	Precio Curva	Desviación	$8.72+4.33*\text{sen}((n-0.53)*\pi/7)$
1967	1.80	100.0	1.80	13.05	3.5	126.55
1968	1.80	102.7	1.75	12.65	4.5	118.73
1969	1.80	106.6	1.69	11.47	5.5	95.55
1970	1.80	109.9	1.64	9.74	6.5	65.61
1971	2.22	112.9	1.97	7.81	7.5	34.15
1972	2.46	116.6	2.11	6.07	8.5	15.65
1973	4.40	129.2	3.41	4.84	9.5	2.06
1974	11.60	149.3	7.77	4.39	10.5	11.42
1975	12.05	163.6	7.37	4.79	11.5	6.64
1976	12.38	169.7	7.30	5.97	12.5	1.76
1977	13.33	180.7	7.38	7.70	13.5	0.10
1978	13.33	194.9	6.84	9.63	14.5	7.77
1979	18.55	217.9	8.51	11.37	15.5	8.20
1980	33.30	248.9	13.38	12.60	16.5	0.82
1981	35.10	271.3	12.94	13.05	17.5	0.01
1982	36.56	281.0	13.01	12.65	18.5	0.13
1983	1.38	284.6	10.56	11.47	19.5	0.82
1984	38.56	290.3	10.86	9.74	20.5	1.25
1985	3.38	300.3	8.14	7.81	21.5	0.11
1986	40.56	306.3	4.56	6.07	22.5	2.27
1987	5.38	312.6	5.43	4.84	23.5	0.34
1988	42.56	320.5	4.66	4.39	24.5	0.07
1989	17.00	337.0	4.81	4.79	25.5	0.00
1990	20.81	355.2	5.86	5.97	26.5	0.01
1991	28.50	376.5	7.57	7.70	27.5	0.02
1992				9.63	28.5	
1993				11.37	29.5	
1994				12.60	30.5	

* Después de 1982 desaparece el precio de referencia, y dado que el precio oficial a menudo no reflejaba el de venta, se hizo un cálculo sobre la base del precio promedio de ese crudo importado a los EE. UU. Datos de 1990, estimados en sep/16/90.

Fuentes: Precios: OPEP, Annual Statistical Bulletin 1988; Oil and Gas Journal y cálculos propios. Índice de Precios en los EE. UU.: Cendata.

Consideremos además que las guerras de precios habían tenido un efecto, valga la expresión, de "purga", abatiendo la capacidad productiva

en las zonas menos rentables del planeta, incluyendo a los principales importadores, y eso creaba las condiciones para que, pasado el efecto de sobreproducción, volviera a aumentar la demanda con más alcances.

8.3. Algunos elementos políticos.

Veíamos que el ciclo de largo plazo -con un semi-período de 7 años entre máximo y mínimo inmediatos- implicaba un aumento de precios reales a partir de 1990, mientras que en la primera mitad de ese año lo que se observó fue una baja. No por ello desaparecían los elementos que dieron lugar a ese ciclo, que siguieron actuando como presión. La inversión, en efecto, era y sigue siendo muy baja a nivel mundial, como resultado de los años de bajos precios. Lo que sucede es que la capacidad excedente en el Golfo Pérsico, derivada de la voluntaria reducción de producción de la OPEP durante años, permite que pequeños montos de inversión generen importantes aumentos en la producción en esa zona. La presión hacia una nueva alza real en los precios no desaparece, sino que está sujeta a las condiciones imperantes en el Cercano Oriente.

Por ello debemos volver al plano de las consideraciones políticas, empezando por esa región del globo, que concentra ya las dos terceras partes de las reservas mundiales de crudo, y a siete de los diez países que destinan un mayor porcentaje de su Producto Nacional Bruto al gasto militar. Además de la cuestión del Líbano, debemos considerar dos grandes problemas en la región, que sobreviven incluso después del conflicto del Pérsico.

La cuestión que más polariza en el Medio Oriente se da entre los estados árabes e Israel. Fue esa cuestión, recordemos, la que precipitó los sucesos de 1973-74. La otra es la inestabilidad en el propio Golfo Pérsico, que ya tuvo expresiones en la caída del Shah iraní y en la guerra Irán-Irak, ligadas ambas a la otra alza importante de precios.

Tendría que haber una solución a la cuestión árabe-israelí, y a los problemas del Golfo, para poder hablar de precios futuros del petróleo sin el riesgo de que, como ya ha pasado, se rompa la estabilidad en el mercado petrolero y se imponga el mercado como rector. Otro punto de conflicto es Líbano, aunque su muy relacionado con el conflicto árabe-israelí.

Ya mencionamos que la reunión de la Liga Árabe de Bagdad en 1990 ni siquiera tomó en cuenta el planteamiento sobre el empleo del petróleo como arma de guerra, en un momento de saturación del mercado. Pero cuando el ciclo de mediano plazo vuelve hacia arriba en julio, cuando la oferta empieza a ser controlada en contraste con la demanda creciente, su efecto se sobrepone al efecto de largo plazo de la baja inversión por los bajos precios. Por un lado, se vuelve tentador el "empleo del petróleo como

arma de guerra", como lo fue en 1973. Por otro lado, y ello pasó a un primer plano desde agosto de 1990, el conflicto del Pérsico, con lo que la cuestión palestina y en general árabe-israelí quedó temporalmente relegada, pero no anulada ni mucho menos resuelta. Prueba de ello es que terminada la guerra del Golfo vuelve a un primer plano de la atención internacional.

El gobierno israelí que se forma luego de la salida de los laboristas del mismo y de que éstos no lograron formar un gobierno pro-paz, ha sido calificado en los medios informativos como el más derechista y belicoso en la historia de ese país, e incluye a partidos de una derecha religiosa que considera sagrados los territorios ocupados por Israel, y plantea la expulsión de los palestinos de los mismos. Grupos de esa coalición gobernante reclaman la anexión incluso de Jordania. Todas las complicaciones que presenta esa situación son obstáculos para una posible solución general que pueda dar una cierta estabilidad a la zona.

Otro elemento a observar son las relaciones entre los gobiernos de los Estados Unidos y de Israel. El conflicto del Pérsico trajo consigo un acercamiento entre ambos gobiernos, que incluyó envío de armas modernas a Israel con el disgusto de los gobiernos árabes, incluso los aliados del de los EE. UU. en el conflicto del Pérsico. Pero este último gobierno, al mismo tiempo, promueve una negociación de paz para estabilizar su principal fuente de crudo, en términos a los cuales se resiste el israelí. Puede reaparecer la posibilidad de presiones de exportadores petroleros, con el "petróleo como arma de guerra", si se reconstituye el frente árabe. Recordemos su creciente dependencia frente a las importaciones petroleras. La otra alternativa del gobierno de los EE. UU. consiste en actuar de común acuerdo con los principales productores petroleros árabes, presionando por un lado al gobierno de Israel y por otro llevando a cabo, con estos productores, una política común de precios petroleros, como de hecho lo está haciendo en 1991.

Será preciso observar la conducta de la OPEP y de su mayoría árabe, en especial a medida que se acerque la fecha de las elecciones israelíes. Podría suceder que se acentúen las presiones árabes sobre el gobierno de los EE. UU., sobre el supuesto de que un recorte de la ayuda que es cuantiosa para un país tan pequeño como Israel, tendría un efecto, si no en el actual gobierno, sí en los votantes.

Si, de una u otra forma, se reduce significativamente el flujo petrolero de los exportadores árabes a los EE. UU., o al mercado en general, eso actuaría como instrumento de aplicación, aunque retardada, de la "parte

ascendente" del ciclo de 14 años, como lo tuvo por unos meses el conflicto del Pérsico en 1990.

De lo contrario, los precios seguirán relativamente estables en niveles bajos, del orden de 18 a 20 dólares pero ya reales, si se corrigen las debilidades del acuerdo anterior al conflicto del Pérsico. Y el petróleo del Cercano Oriente seguirá ocupando los huecos que dejen las reducciones de producción en las otras zonas, especialmente el Mar del Norte, la URSS y los Estados Unidos, al menos por un tiempo. Eso mismo hará que la estabilidad de precios dependa cada vez más de la estabilidad económica y política en el Medio Oriente mismo. Si ésta no se alcanza, siempre podrá presentarse un nuevo 1973, o un nuevo 1979. Veremos esto con más detalle en los comentarios finales.

9. AGREGADO FINAL

Como sucedió en 1973 y en 1979-1980, el conflicto del Golfo Pérsico no se da como una "ruptura" de las leyes de comportamiento del mercado, sino como expresión de las mismas; pero no hubiera sido posible abordarlo adecuadamente cuando lo hicimos con esos eventos anteriores, porque ahora se sobreponen además otros factores, que ha sido necesario ir abordando a lo largo de todo este trabajo, como por ejemplo: la existencia de una capacidad productiva de reserva en el Pérsico a raíz de las reducciones de producción de la OPEP en los primeros años ochenta; los costos de producción, muy inferiores allí mismo que en el resto del mundo; la concentración de tensiones en esa región, privilegiada desde el punto de vista petrolero pero sujeta a enormes conflictos en los planos político y social, e incluso un aspecto que no habíamos abordado, pero lo haremos ahora: la relación entre la política petrolera de los Estados Unidos, primer consumidor mundial del energético que nos ocupa, y los diferentes momentos del ciclo de largo plazo (14 años) del que tanto hemos hablado.

9.1. El petróleo y la política de los Estados Unidos.

Como vimos al hablar de los aspectos históricos, ha habido una relación importante entre la acción de los gobiernos de los EE. UU. y diferentes sucesos importantes para el petróleo y su mercado. Pero cuando este último era controlado por las Siete Hermanas, esos gobiernos simplemente "dejaban hacer" al respecto. Es más, en cuanto al Medio Oriente, mientras que el Departamento de Estado privilegiaba la alianza con Israel, las Hermanas eran una especie de conducto para la relación de los gobiernos estadounidenses con los países árabes petroleros, a la vez que presionaban a "sus" gobiernos para mejorar la relación con los árabes.

Cuando llegó a la presidencia Lyndon Johnson, tejano, aun sin ser él mismo de extracción petrolera sino ganadera, había defendido a las compañías petroleras desde que estaba en el Senado, por ejemplo al bloquear los intentos de suprimir o reducir el subsidio fiscal a esas empresas. Pero entonces estaban en su gabinete representantes de sectores muy diferentes en intereses, como McNamara, que había sido Presidente de la Ford Motor Company, en la Defensa, o como Robert Kennedy como procurador. Si las compañías petroleras hacían gran negocio al subir los precios del crudo, las automotrices veían bajar sus ventas al encarecerse la gasolina. Pero mientras los precios estaban casi fijos, como sucedió hasta

1972, no había obstáculo para que convivieran en el mismo gabinete los representantes de intereses contrapuestos en cuanto a estos precios.

Después de 1973, con el embargo petrolero de la OPEP árabe y en general el conflicto que derivó en que los precios pasaran de 2 a 12 dólares por barril en pocos meses, la política estadounidense se petrolizó, al empezar a tratar con prioridad la cuestión del petróleo, y el mercado petrolero se politizó, pues eran gobiernos los que discutían su rumbo, y ya no sólo las compañías. De ese período vamos a hablar ahora, pues en él ocurrieron cosas que mucha gente ni se imagina.

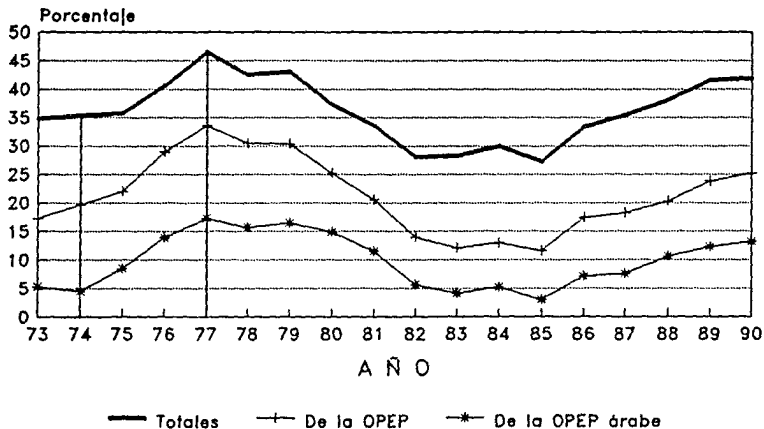
En 1974 el entonces presidente Richard Nixon tuvo que renunciar al cargo para evitar el juicio de impugnación por el asunto de Watergate, en el que colaboradores suyos fueron sorprendidos instalando micrófonos en la sede del rival Partido Demócrata. Lo sucedió el vicepresidente Gerald Ford, que luego figuraría como accionista y miembro del Consejo de Administración (Directors' Board) de la Tesoro Petroleum Company tejana. El que Ford llevara como vicepresidente al "político" de la familia Rockefeller, Nelson, también hablaba de la influencia que las compañías petroleras estaban logrando. Otro portavoz petrolero fue John McCone, accionista importante de la Social que formaba parte de comisiones importantes y que fue Director de la CIA. El Secretario de Hacienda, William E. Simon, es miembro del Consejo de Administrador y accionista de la petrolera Halliburton, de Dallas, Texas. El Secretario de Estado, Henry Kissinger, era y es ante todo un político; pero eso no le impidió ser, antes de su ascenso a los altos puestos de gobierno, Director del Proyecto de Estudios Especiales de la Fundación Hermanos Rockefeller, Inc..

Esa influencia petrolera no sólo se notaba en el ámbito político: como ya dijimos, con los altos precios del crudo, ocuparon la mayoría de los primeros lugares en las listas de principales empresas de su país.

Ya hablamos en general de la dependencia de los Estados Unidos frente a las exportaciones petroleras. Veamos en detalle lo que sucedió:

IMPORTACIONES DE LOS EE. UU. como % de los refinados de ese mercado

FIGURA 9.1.



**Importaciones netas de los EE. UU. como porcentaje
del total de refinados que llegaron al mercado de ese país**

Año	Totales	De toda la OPEP	De la OPEP árabe
1973	34.8	17.3	5.3
1974	35.4	19.7	4.5
1975	35.8	22.0	8.5
1976	40.6	29.0	13.9
1977	46.5	33.6	17.3
1978	42.5	30.5	15.7
1979	43.1	30.4	16.5
1980	37.3	25.2	14.9
1981	33.6	20.6	11.5
1982	28.1	14.0	5.6
1983	28.3	12.1	4.1
1984	30.0	13.0	5.2
1985	27.3	11.6	3.0
1986	33.4	17.4	7.1
1987	35.5	18.3	7.6
1988	38.1	20.3	10.6
1989	41.6	23.8	12.3
1990	41.9	25.2	13.2

Fuente: Energy Information Administration, EE. UU., Monthly Energy Review, marzo de 1991.

Esto se muestra también en la **Figura 9.1.** Como vemos, pese al "trauma" del bloqueo y el encarecimiento petrolero cuyo eje se relaciona con los países árabes, y pese a que el precio elevado podía considerarse estimulante para producir más petróleo en los Estados Unidos, su dependencia frente a las importaciones aumentó, en lo general, de 34.8 por ciento a 46.5 por ciento entre 1973 y 1977, último año del gobierno de Ford.

En especial, la dependencia frente a las importaciones petroleras desde la OPEP subió en una proporción aún mayor, de 17.3 a 33.6 por ciento en el mismo período, o sea casi al doble. Y frente a los países árabes de la OPEP, se elevó en los mismos años del 5.3 al 17.3 por ciento, o sea a más del triple. La razón: el crudo del Pérsico es el más abundante y barato, el que requiere menor inversión por barril a ser extraído, y era mejor negocio para las Siete Hermanas y algunas primas, que esa variedad de aceite recorriera medio mundo a ser vendido, ya refinado, a los precios ya aumentados, que llevar a cabo la explotación en su propio país. Y las compañías petroleras tenían fuerza, y gente dentro del gobierno, para hacer valer su opinión.

Si vemos la misma **Figura 9.1.** en su conjunto, veremos un parecido con el ciclo de 14 años que ya nos hemos encontrado al hablar de produc-

ción y precios; y no es casual: los precios bajos del crudo quitan rentabilidad a la explotación petrolera, de por sí cara frente a otras regiones, dentro de los Estados Unidos, especialmente en sus zonas de explotación tradicional; y los altos precios aumentan esa rentabilidad. En cambio, la producción a bajo costo, como por ejemplo la del Golfo Pérsico, es rentable siempre, aunque deje mayores utilidades al encarecerse el producto.

Pero así como ese ciclo se impone en parte a través de guerras de precios o de guerras armadas, también en este caso se impone en parte a través de decisiones gubernamentales, primero en un sentido y luego en el opuesto. Y así como el gobierno de Ford nada hizo para evitar la creciente dependencia petrolera, el de Carter, que lo sucedió en 1977, actuó exactamente al revés.

En el plano de la energía y sus problemas, Carter llega a la presidencia como una reacción, precisamente, contra el poderío de las compañías petroleras que relega a un segundo plano a mucho otros intereses. No se trata sólo de que su familia tuviera una plantación de cacahuates, obviamente artículo de consumo al menudeo, y de que él mismo la hubiera administrado durante años. Una amplia gama de intereses se agrupaban en su gobierno. La IBM, principal empresa de computadoras, tenía sólidas posiciones en el gabinete, especialmente al Secretario de Estado, Cyrus Vance, miembro de su Consejo de Administración. Charles W. Duncan, titular del Departamento de Energía (DOE) de 1979 a 1981, además de haber sido Presidente de la Duncan Foods Co., tuvo una larga carrera como funcionario de la Coca Cola que culminó en la presidencia de esa compañía de 1971 a 1974. Buena combinación, podría decirse, con una botana de cacahuates.

Carter planteó la necesidad de una nueva política energética, encaminada entre otras cosas a reducir la dependencia con respecto a las importaciones petroleras. Los medios serían principalmente dos: diversificación de fuentes de energía, y ahorro energético. Para coordinar las acciones en ese campo, Carter creó el DOE, del que ya hemos hablado repetidamente.

Las compañías petroleras no iban a perder su fuerza por el solo cambio de presidente; pero la forma que tendrían de hacerla valer, y los resultados, no podrían ser los mismos que antes.

Los aspectos legislativos de la reforma energética sí fueron bloqueados o limados con efectividad, en las Cámaras en las que parte de los legisladores del Partido Demócrata ya gobernante se unía a los republicanos. La acción del DOE como tal fue también limitada, pues las compañías petroleras controlaban el ámbito energético en general: en previsión de la diversificación de fuentes, se habían adueñado, y lo seguirían haciendo, de aproximadamente la mitad de las reservas de uranio y carbón de su país, e incluso de las principales empresas de energía solar.

El derroche energético, del que ya hemos hablado, era tal, que, aun siendo limitadas, las medidas de ahorro tuvieron un efecto notable.

La diversificación funcionó para sustituir parte de la generación eléctrica que provenía de hidrocarburos (en última instancia, de petróleo)

principalmente por carbón y uranio. Pero fracasó en el intento de producir gasolina sintética a partir del carbón, muy abundante en los Estados Unidos. Bajaría, entonces, el consumo global de petróleo, pero como también vimos la gasolina sería, en proporción, más deseada que el combustible, y los crudos ligeros serían más caros que antes en comparación con los pesados.

En realidad, la producción de gasolina sintética a partir del carbón no es ningún secreto. La tecnología fue originalmente desarrollada, conjuntamente y para la Alemania hitleriana, por la Standard Oil of New Jersey (hoy Exxon) y la Bayer alemana. La primera planta funcionó en 1936, y todo el esfuerzo de guerra del nazismo se apoyó en la gasolina sintética producida en las plantas que fueron entrando en operación a partir de ahí. El 70 por ciento del combustible de uso militar, y el 90 por ciento del destinado a la aviación, eran de gasolina sintética. Cuando todo esto trascendió, terminada la Segunda Guerra Mundial, le costó caro a la citada Standard, cuyos directivos fueron citados a comparecer ante comisiones legislativas. Sólo la llegada del "macartismo" y la guerra fría, y el que las baterías se enfocaran contra la URSS en lo externo y contra la izquierda en lo interno, impidió que la Standard sufriera consecuencias mayores.

Esta empresa nunca dejó de tener "la fórmula" para el combustible sintético; pero tampoco tenía interés en usarla, devaluando así toda su inversión acumulada en la industria petrolera. El hecho fue que, pese a haber creado una entidad, dependiente del DOE, expresamente para sacar adelante ese proyecto, y a haberle asignado un amplio presupuesto, Carter nunca lo logró.

Carter abrió un nuevo frente de batalla en el terreno energético. Con su política de no-proliferación de las armas nucleares, bloqueó proyectos nucleoelectrónicos específicos por temor a que el plutonio —subproducto de la reacción nuclear— pudiera ser extraído para fabricar armas nucleares. Uno de los casos más sonados fue el de Brasil. Al bloquear Carter a las empresas estadounidenses interesadas en el proyecto nucleoelectrónico de ese país, quien se metió a realizarlo fue la Siemens-WKU alemana. Y si bien, como dijimos, las compañías petroleras se metieron al negocio del uranio, el diseño y construcción de las plantas nucleoelectrónicas —proyectos de enorme magnitud— estaban en manos de empresas eléctricas como General Electric y Westinghouse, o constructoras como la Bechtel, que llegó a tener parte de la administración del Proyecto Nucleoelectrónico de Laguna Verde en México. Pese a que inicialmente estas otras empresas resultaron beneficiadas por la diversificación de fuentes de energía, luego quedaron enfrentadas con Carter por su bloqueo a los citados proyectos nucleoelectrónicos, que incluyó, por cierto, una retención temporal del uranio enriquecido para Laguna Verde.

Cuando llega a la presidencia Reagan, en 1981, vienen con él precisamente esos instaladores de plantas nucleoelectrónicas.

El titular del Departamento de Energía (DOE por sus iniciales en inglés) fue inicialmente James Edwards. En un anterior cargo que tuvo, el de gobernador de Carolina del Sur, éste había promovido la energía nu-

clear al punto de calificar a su estado como "la capital nuclear del mundo", con la única planta comercial de reprocesamiento en su país para producir plutonio, la Barnswell Nuclear Fuel Plant, que sin embargo no fue autorizada a comercializar el plutonio por los gobiernos federales de entonces; y, en ese mismo sitio, con el mayor cementerio comercial de desechos radiactivos de bajo nivel en su país. También apoyó, aunque circunstancialmente, proyectos de desarrollo de esquistos bituminosos como combustible. En general, pues, desde antes de su participación en el gobierno de Reagan había impulsado la sustitución del petróleo por otras fuentes de energía, principalmente la nuclear.

El subsecretario del mismo DOE, **W. Kenneth Davis**, tenía antecedentes como funcionario de la Comisión de Energía Atómica y dirigente de organismos privados nucleares. Su formación principal, sin embargo, fue en la **Bechtel Corp.**, uno de los principales contratistas de su país en materia nuclear, empresa de la cual fue incluso vicepresidente y en la cual estuvo 22 años antes de regresar al gobierno, ya con Reagan. Veremos reiteradamente a la **Bechtel** al hablar de otros funcionarios: es una empresa de ingeniería con actividades muy diversas, pero, como vimos, con inversiones de gran importancia en la industria nuclear.

Las compañías petroleras habían tradicionalmente tenido una gran influencia, cuando no de plano la dirección, en el DOE. En el momento del que hablamos, habían sido relegadas. Pero quedó en él un petrolero independiente, Edward Noble, de la Noble Affiliates, dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas, y a actividades conexas. Su cargo: dirigir la Synthetic Fuels Corporation, la entidad creada para desarrollar la producción de gasolina sintética a partir de carbón. Vimos que no convenía a las compañías petroleras que eso se hiciera. Tampoco, por lo visto, a la **Bechtel**, pues ésta se interesaba en la reanudación de los proyectos de plantas nucleares y que su rentabilidad no fuera afectada por carbón barato. Entonces, un petrolero a cargo de la sustitución del petróleo en la producción de gasolina era la mejor garantía de que ese proyecto no prosperara. No prosperó, y en 1986, al bajar el precio internacional del hidrocarburo, el gobierno de Reagan desapareció esa agencia, luego de diez años de trabajo y mil millones de dólares de inversión en desarrollo tecnológico.

Pasemos a otras dependencias importantes de ese mismo gobierno. El Secretario de la Defensa, Caspar Weinberger, según su declaración de 1981 —inmediatamente antes de asumir el cargo— tenía más de 400 mil dólares en acciones del grupo **Bechtel** y una de sus subsidiarias, y recibió en el mismo año, de subsidiarias del mismo grupo, sueldos por más de 500 mil dólares.

George Schuitz era Secretario de Estado (equivalente al nuestro de Relaciones Exteriores en cuanto a funciones formales, pero con una importancia política mucho mayor al grado de se le considera formalmente el puesto más importante del gabinete), y aunque no tuvo el puesto desde el principio de ese cuatrienio, sí lo ejerció durante la mayor parte del gobierno de Reagan. Schuitz hizo el grueso de su vida profesional en **Bechtel**, de la cual tuvo vicepresidencias e incluso la presidencia. Desde antes, pero

incluso siendo ya presidente de la compañía, Schultz criticó, en un artículo que escribió en la revista Business Week y en varias declaraciones, la política de Carter de No-Proliferación nuclear. Su subsecretario para asuntos del Cercano Oriente, Philip Habib, siguió siendo consultor de Bechtel incluso mientras desempeñaba ese cargo. En cuanto al propio presidente Reagan su principal antecedente profesional fue, como es público, como actor.

El gobierno de Reagan no defiende en primer plano a las compañías petroleras. Tampoco debemos verlo esquemáticamente como si fuera de la Bechtel, pues todo gobierno, en especial en un país tan grande y complejo, refleja en mayor o menos medida una amplia gama de intereses. Pero, por ejemplo, el impulso a la industria bélica por el gobierno de Reagan, y por ende a las ramas que en ella desembocan como la automotriz, aeroespacial y de computación, se relaciona con una disponibilidad de combustible barato que aumente las ventas de automóviles, el uso de aviones, etc.. De ahí que al llegar 1986, el gobierno de Reagan viera con gran complacencia la guerra de precios y su prolongación, aunque afectara a la industria petrolera de su propio país.

El entonces vicepresidente Bush sí se alarmó, a la vista de los efectos del petróleo barato en la industria texana, y en general en Houston, su base de apoyo político. Bush fue al Medio Oriente a negociar con los países árabes del Pérsico una salida a la guerra de precios; pero estando al principio de su viaje, Reagan lo desautorizó diciendo que la política energética de los Estados Unidos se hacía a través del DOE y no por otros conductos; Bush interrumpió el viaje y regresó.

La rama petrolera fue, sin embargo, recuperando posiciones en el seno de la administración de Reagan, aunque no pudiera imponer sus puntos de vista. En el DOE, Edwards fue sustituido por Donald P. Hodel, accionista y miembro del Consejo de Administración de la refinadora petrolera MAPCO, Inc.. Hodel ascendería luego a la Secretaría del Interior. Y sobre todo Donald Regan es reemplazado en la Secretaría de Hacienda, en 1985, por James A. Baker, de quien hablaremos ampliamente al referirnos al gobierno de Bush.

La baja de los precios petroleros a partir de 1986 brindó al gobierno de Reagan varias ventajas inmediatas. Además de lo que acabamos de decir, vimos en capítulos anteriores que esa baja permitió que el índice general de precios también bajara durante unos meses, y el aumento promedio de precios en 1986 fue el más bajo en décadas. Pero, en cambio, volvió a aumentar aceleradamente la dependencia de los Estados Unidos con respecto a las importaciones petroleras, como se ve en la Figura 9.1. que hemos venido comentando.

Recordemos lo dicho en el **Capítulo 5.4.**, con **Los acontecimientos** ocurridos en 1988-1989. Una vez que Bush fue electo para la presidencia, e incluso poco antes de su toma de posesión, los representantes de estados petroleros de los EE. UU. se consideraron en libertad de asistir a las reuniones de países exportadores de petróleo, sin temor a ser acusados -como probablemente lo hubieran sido con Reagan- de confabularse con

terroristas como Jadafi o Jomeini para aumentar el precio de la gasolina a los ciudadanos estadounidenses.

George Herbert Walker Bush, nativo de Massachusets, se instaló en Texas desde antes de 1950, actuando en los negocios petroleros y en la política republicana de ese estado. En 1951 fundó la Bush-Ovenbey Oil Development Company, y dos años después la Zapata Petroleum Company y la Zapata Off-shore Company. En México, fue conocida su participación, junto con Jorge Díaz Serrano que sería luego Director de Pemex, en la formación de la empresa contratista Perforaciones Marítimas del Golfo, S. A. (Permargo), que perfora pozos petroleros para Pemex, lo cual ha causado mucha polémica por la prohibición al respecto que establece la Constitución mexicana. Más recientemente, la familia Bush ha actuado desde la Harken Energy Corp., refinadora petrolera texana.

Fue Director de la CIA durante el gobierno de Gerald Ford, y luego regresó a Houston, donde fue presidente del First International Bank. Luego regresaría a Washington en un ascenso que llegaría hasta la presidencia. Ya hemos hablado de la última etapa de este camino.

James Baker, Secretario de Estado, estuvo muy ligado a Bush desde 1970 en la política republicana de Texas, al punto de que fue su jefe de campaña cuando buscó, infructuosamente, la presidencia en 1980, siendo derrotado dentro del Partido Republicano por Reagan.

Baker no fue propiamente hombre de negocios, sino abogado de quienes sí lo eran. La firma de abogados de Houston en la que se formó, Andrews, Kurth, Campbell and Jones, trabajaba para compañías importantes, y eso en Houston colocaba a las petroleras en un buen lugar. Además, la familia Baker tiene paquetes accionarios de importancia en compañías de esta rama, tanto de las Hermanas, en este caso Exxon, Mobil y Chevron, como de las llamadas Independientes, como Atlantic Richfield Oil Co. (ARCO) y Kerr-McGee. Los Baker tienen acciones y puestos directivos en la Halliburton de Dallas, dedicada a la maquinaria para campos petroleros. Esa familia, de muchos recursos, tiene también acciones, aunque dispersas, en empresas de otras ramas.

Carla A. Hills, representante de Comercio, ha sido muy mencionada en México por encabezar la delegación de su país a las pláticas del posible Tratado de Libre Comercio con México y Canadá. Hasta antes de ocupar ese cargo, era miembro del Consejo de Administración de la Chevron, antes Social, antes Standard Oil of California. Esta abogada ya ocupó un lugar en el gabinete de otro gobierno, digamos, "pro-petrolero", el de Gerald Ford, aunque entonces sin relación directa con los temas de que hablamos. Hills fue miembro también de los Consejos de Administración de otras empresas; pero en cuanto a su superior inmediato, el Secretario de Comercio, no cabe ni siquiera una duda de esa naturaleza.

Ese puesto había sido ocupado por Clayton Yeutter, cuyos nexos financieros distan mucho de ser petroleros. Es accionista y miembro del Consejo de Administración de una filial de la Ford Motor Co., pero sobre todo de la CONAGRA, Inc., distribuidora mayorista de granos. Pero en cuanto la cuestión petrolera cobra más importancia para la cartera de

Comercio, Yeutter es desplazado a la Secretaría de Agricultura --más ligada con su interés y experiencia inmediatas-- y en Comercio queda Robert Mosbacher, activo en la industria petrolera desde 1948 hasta 1989 en que ingresa al gobierno de Bush.

Su compañía es la Mosbacher Energy Co., casualmente también de Houston, pero también ha tenido participación en otras empresas. Es miembro del Consejo de Administración y del Comité Ejecutivo del Instituto Americano del Petróleo (API) y fue presidente (chairman) del Consejo de Administración del Consejo Nacional Petrolero y presidente (president) de la Asociación Americana de Propietarios de Terrenos Petroleros.

Hablando en conjunto, vemos que en los años en los que el ciclo de largo plazo de precios petroleros está en su fase ascendente, la tendencia ha predominante ha sido la de gobiernos con mayor presencia de las compañías petroleras; y cuando no ha sido este el caso, tampoco ha sido tan importante la influencia de estas compañías. Entre los factores que explican esa correlación está, por un lado, el hecho de que las compañías petroleras han sido las más fuertes económicamente en los años de ascenso de precios, y por el otro, que al estar mejor representados sus intereses en estos mismos años, las posibles medidas para contrarrestar las alzas se han visto frustradas en mayor medida.

En cuanto a la última etapa aquí analizada, vemos que al sector petrolero no le faltan, con la administración Bush, conductos para hacer oír su voz en el gobierno de los EE. UU.. Y este es uno de los elementos necesarios para comprender el conflicto del Golfo Pérsico y su relación con el Mercado Petrolero Internacional.

9.2. El conflicto del Pérsico.

No es éste el lugar para tratar de analizar los múltiples aspectos del conflicto del Golfo Pérsico de 1990-1991. Abordaremos los más cercanos al comportamiento del Mercado Petrolero Internacional.

Habíamos visto que el mes de julio de 1990 culminaba con un acuerdo de compromiso dentro de la OPEP, fijando un precio de referencia de 21 dólares por barril de la llamada canasta de crudos usada para ese propósito por esa organización. El compromiso estaba entre los 25 dólares demandados por Irán e Irak, principalmente, y el mantener el de 18 dólares como preferían Saudi Arabia, Kuwait y los Emiratos Arabes. Se anunciaron pláticas entre los gobiernos de Irak y Kuwait para resolver los conflictos pendientes, agudizados por la venta de crudo por este último país en volúmenes muy superiores a su cuota en la OPEP, y por debajo del precio de crudos de menor calidad, como vimos en el capítulo anterior.

Más adelante se hicieron públicos documentos que explicaban más en detalle lo que sucedía en los días inmediatamente anteriores al conflicto del Golfo. Pierre Salinger, que había sido encargado de prensa de John F. Kennedy cuando éste era Presidente de los Estados Unidos, y que ahora está a cargo de coordinar las actividades de la cadena televisiva ABC de ese mismo país, en Europa y el Medio Oriente, publicó un libro junto con el periodista francés Eric Laurent. El trabajo se intitula La guerra del Golfo.

Un informe secreto, y contiene documentos sobre este tema, hasta entonces inéditos.

Estos documentos incluyen actas de conversaciones entre dirigentes y funcionarios de los EE. UU. y gobernantes iraquíes, en días anteriores al conflicto. Según éstas, el líder de la minoría republicana en el Senado estadounidense, Robert Dole, ante reclamaciones del presidente iraquí Saddam Hussein contra un programa de "La Voz de América" que lo atacaba, le dijo que le tenía una "buena noticia", que el periodista responsable había sido despedido; y que "hace doce horas el presidente Bush me dijo que buscaba tener mejores relaciones con Irak... inclusive le puedo asegurar que el presidente Bush se opondrá a sanciones." La embajadora de los EE. UU. en Irak, April Glaspie, que estaba presente, confirmó lo anterior.

El 25 de julio --según los documentos mencionados-- la propia embajadora Glaspie fue citada a una reunión con Hussein y su ministro de Relaciones Exteriores, Tarek Aziz. Hussein reclamó, además de una campaña de difusión en su contra, el que hubieran apoyado y alentado a algunos estados del Golfo Pérsico para que abarataran el petróleo, en perjuicio de Irak y otros países petroleros con necesidades económicas importantes. Centró los ataques contra el gobierno de Kuwait y el apoyo que éste recibía de los EE. UU.. Y defendió un precio más elevado para el petróleo. Cabe recordar que en ese momento se celebraba la reunión de la OPEP, en la cual se discutía entre el planteamiento de Irak e Irán de fijar un precio de referencia a los crudos de 25 dólares del barril, y el de Saudi Arabia, Kuwait y los Emiratos de dejarlo en 18 dólares.

La embajadora Glaspie contestó planteando la necesidad de mejorar las relaciones entre ambos países, e incluso dijo: "El presidente Bush es un hombre inteligente. No va a declarar una guerra económica a Irak." Y dijo que su país no deseaba precios muy elevados para el petróleo. Hussein dijo que ellos tampoco y que "veinticinco dólares por barril no es un precio elevado".

La respuesta de la embajadora: "Muchos norteamericanos, en nuestras regiones petroleras, quisieran ver los precios rebasar la barrera de los 25 dólares". Esto, dicho en nombre de un gobierno que, como vimos, tiene una fuerte presencia petrolera, es muy significativo.

Ante el dicho de Hussein en el sentido de que la entonces reciente baja petrolera afectaba a Irak de manera grave, la embajadora dijo que "lo entendemos y nos parece que ustedes deben tener la posibilidad de reconstruir su país. Pero no tenemos opinión sobre los conflictos entre países árabes, sobre su disputa fronteriza con Kuwait." Ese, dijo era "un problema que no concernía a los Estados Unidos" desde años anteriores, y el secretario Baker ordenó "reafirmar esa instrucción".

Los autores del libro deducen de estos y otros documentos que el gobierno iraquí fue alentado por el de los Estados Unidos a invadir Irak, para luego orquestar lo que culminaría en la guerra del Pérsico. En otro libro posterior, Los comandantes, escrito por Robert Woodward, uno de los periodistas del diario Washington Post que develó el asunto de Watergate, se incluyen reproducciones de pláticas en las que Bush insistía en recha-

zar, en los últimos meses de 1990, toda opción que no fuera la bélica como solución al conflicto del Pérsico, incluso cuando la propuesta venía de Colin Powell, jefe de Estado Mayor del ejército de su país.

Todo lo anterior, sin embargo, no es sino un contexto del conflicto. Ninguna declaración es por sí misma probatoria de lo sucedido. Para ver cuál fue la posición del gobierno de los Estados Unidos en cuanto a la cuestión petrolera desde el punto de vista del mercado, vamos a basarnos en hechos, y en hechos directamente dependientes de las decisiones de ese gobierno. Ese es el caso de la forma como fue manejada o manipulada la Reserva Estratégica Petrolera (REP) de ese país, también conocida por sus iniciales en inglés, SPR.

El efecto directo del conflicto en el mercado petrolero fue, en sus rasgos generales, el siguiente:

El efecto inicial fue el de retirar del mercado poco más de 4 mil millones de barriles diarios de crudo, o sea la suma de las exportaciones totales de Irak y Kuwait, que fueron objeto de embargo y bloqueo por parte de la fuerza de intervención encabezada por las tropas de los EE. UU.. De ahí se derivó el efecto de un alza de precios muy fuera de proporción con las fluctuaciones que se venían dando desde mediados de 1986.

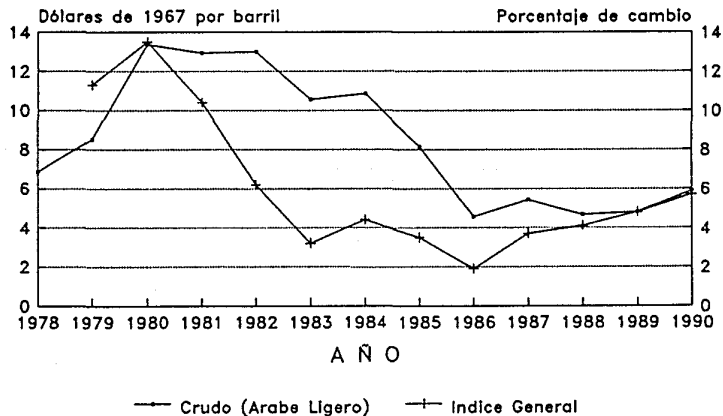
Casi de inmediato se empezó a poner en acción la capacidad ociosa derivada de las limitaciones de producción que venían desde años antes. Aunque no toda la capacidad productiva pasada se podía emplear, y la que sí era utilizable tardaría algunos meses en serlo plenamente, lo cierto es que el precio máximo --en promedio mensual-- se alcanzó en octubre y luego se inició un descenso, inicialmente moderado. Los precios altos desalentaban la demanda, pero a la vez ésta era importante por parte de las fuerzas armadas intervencionistas, que requerían del transporte de personal, equipo militar, alimentos y municiones a grandes distancias. La querosina para aviones a chorro, por ejemplo, que normalmente es más barata que la gasolina, llegó a estar 25 por ciento por arriba del precio de esta última.

El precio promedio mensual de los crudos de referencia West Texas Intermediate y Brent llegaría a alrededor de 36 dólares, el doble del promedio de julio de 1990, mes que ya registraba una recuperación frente al inmediato anterior. El alza afectaba a la economía de los Estados Unidos, que de por sí empezaba a entrar en crisis. El ritmo de aumento de los precios de aceleró. En la Figura 9.2. vemos cómo variaron este precio de los crudos y el índice de precios al consumidor en los EE. UU., y las cifras están en el cuadro que sigue. A pesar de esos efectos del petróleo caro, durante toda la fase pre-bélica del conflicto, no se liberó ni una gota de crudo de la Reserva Estratégica.

PRECIOS EN EE. UU.

Crudo, e Índice General

FIGURA 9.2.



Precio promedio real de los crudos de referencia West Texas Intermediate y Brent, y porcentaje de aumento en el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos. El precio real toma en cuenta ese mismo índice.

Mes	Precio Real	%INPC
ENE	22.06	1.03
FEB	21.17	0.47
MAR	19.96	0.55
ABR	17.44	0.16
MAY	17.05	0.23
JUN	15.63	0.54
JUL	17.45	0.38
AGO	26.51	0.92
SEP	32.99	0.84
OCT	34.43	0.60
NOV	31.20	0.22
DIC	26.44	0.00
ENE	23.22	0.60
FEB	18.92	0.15
MAR	18.36	0.15
ABR	18.82	0.30

La guerra ya era esperada, estaba anunciada incluso con fecha. Los protagonistas del mercado petrolero ya habían "descontado" los efectos de esa guerra, con un consumo de combustible aún mayor que el de la fase anterior y una destrucción en una escala que en ese momento no se podía prever claramente, de instalaciones petrolerías en el Pérsico. Eso ya estaba, entonces, presente en el precio del crudo.

Cuando la guerra estalló, la imagen de que su duración no sería mucha y de que sus alcances destructivos no rebasarían instalaciones de Irak o Kuwait --que ya estaban fuera del mercado-- o en todo caso algunas muy cercanas a esos países en una escala que no podría afectar el abasto, generó una tendencia a la baja. Y en ese momento sí se anunciaron medidas de liberación masiva de crudo de la REP de los EE. UU. y, a instancias del gobierno de este país, también de la reserva de otros países que estaba bajo la administración de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Finalmente, gobiernos como los europeos prefirieron presionar a las compañías petroleras de sus países para que fueran ellas las que emplearan sus propias reservas de crudo, y la AIE anunció, en cuanto terminaron las hostilidades, la suspensión de toda posible venta.

El gobierno de los Estados Unidos actuó de otra manera. Al iniciarse las hostilidades, se anunció la venta de crudo de la REP, y se dijo que sería

por dos millones y medio de barriles diarios, cantidad muy fuerte, sobre todo si se considera que se estimuló a la Agencia Internacional de Energía a hacer lo propio con las reservas bajo su control. Eso contribuyó, junto con los otros factores mencionados, a un desplome de precios de unos diez dólares por barril de crudo.

Luego resultó que no era tanto lo que se iba a vender. Se hizo en realidad sólo una subasta de crudo de la REP, por 33.75 millones de barriles. Al ritmo anunciado, equivalía a 13 días y medio al cabo de los cuales, si fuera cierto el anuncio inicial de los dos y medio de barriles diarios, habría nuevas ventas. No hubo tal, y de la cantidad ofrecida en subasta y habiendo 26 postores —compañías que ofrecían tal o cual precio—, sólo fueron aceptados 13 y sólo fueron vendidos 17.3 millones de barriles, poco más de la mitad de lo ofrecido.

Aún los barriles vendidos, no fueron entregados a los compradores. Les dijeron que ahí estaba el crudo en los depósitos de la REP y a ver cómo lo recogían. Claro, se tardaron en conseguir los medios para hacerlo. El hecho fue que durante las primeras semanas de guerra no salió físicamente nada de crudo de esa Reserva. Fue saliendo poco a poco, y la guerra terminó estando el grueso del petróleo subastado y vendido, todavía en los depósitos de la REP. Menos de la cuarta parte de ese crudo vendido había sido recogido por los compradores y había entrado al mercado. En el cuadro que sigue damos los datos exactos semanales del crudo salido de la Reserva de los EE. UU., los cuales presentamos en la **Figura 9.3.**

RESERVA ESTRATEGICA, CRUDO EE. UU., ventas en cada semana, 1991

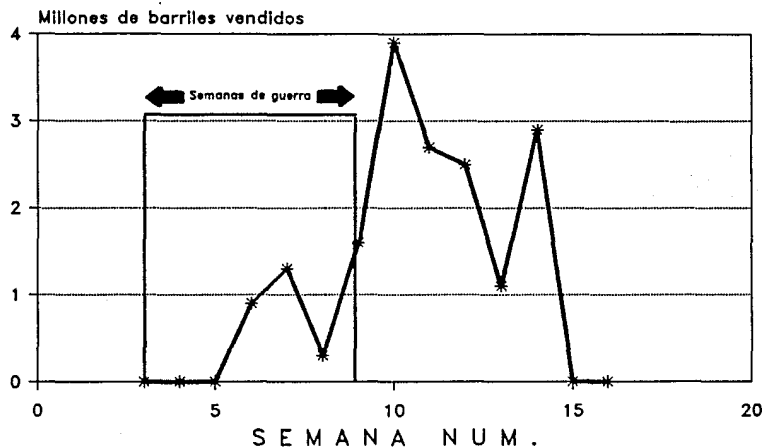


FIGURA 9.3.

Variaciones en la Reserva Estratégica Petrolera de los EE. UU.:
SPR - RESERVA ESTRATEGICA PETROLERA - FUENTE: DOE - 1991
Millones de barriles de crudo - la fecha es la del anuncio

Semana No.:	Inventarios	Importaciones	Variación de Inventarios,%	Ventas prom. Miles de BD
1 en/4	585.7	0.0	0.0	0
2 en/9	585.7	0.0	0.0	0
3 en/16	585.7	0.0	0.0	0
4 en/23	585.7	0.0	0.0	0
5 en/30	585.7	0.0	0.0	0
6 feb/6	585.7	0.0	0.0	0
7 feb/13	584.8	0.0	-0.9	-129
8 feb/20	583.5	0.0	-1.3	-186
9 feb/27	583.2	0.0	-0.3	-43
10 mar/6	581.6	0.0	-1.6	-229
11 mar/13	577.7	0.0	-3.9	-557
12 mar/20	575.0	0.0	-2.7	-386
13 mar/27	572.5	0.0	-2.5	-357
14 abr/3	571.4	0.0	-1.1	-157
15 abr/11	568.5	0.0	-2.9	-414
16 abr/17	568.5	0.0	0.0	0
17 abr/24	568.5	0.0	0.0	0

El grueso fue saliendo a lo largo del mes de marzo, y, claro, desplomó los precios aún más. Si en el reporte del 13 de marzo --que cubre aproximadamente la primera semana de ese mes-- todavía faltaban por salir al mercado 9.3 millones de barriles, o sea más de la mitad de lo subastado, el 31 de marzo salió el último cargamento. A tiempo para que al día siguiente, en que entraron en vigor los acuerdos de la OPEP de limitar la producción desde el primero de abril, con el consiguiente y muy sostenido aumento en los precios hasta un nivel, para el promedio de los citados crudos de referencia, de 20 a 21 dólares por barril.

En la misma información del DOE consignando la última entrega de crudo de la REP, se indica que de los 17.3 millones de barriles de esa única subasta de que hablamos, 9.8 millones, o sea el 57 por ciento, fueron enviados a su destino por oleoducto. ¿Por qué, entonces, tanto retraso? Podría explicarse que no se consiguieran pronto buquestanque, pero los ductos ya estaban allí.

Resumiendo lo ya dicho: cuando el crudo estaba escaso y caro, no se sacó ni una gota de la REP. Cuando se empezó a desplomar al inicio de la guerra, se anuncia la liberación de grandes cantidades de ese aceite. No se les libera, sino que se subasta una cantidad muy menor, pero logrando un efecto en el mercado de baja en los precios. Se retrasa la entrega del crudo subastado, en su absoluta mayoría, hasta después de la guerra, manteniendo el precio a la baja. Y se sincroniza el fin de esta venta con la entrada en vigor de los acuerdos de la OPEP --en cierto sentido, el

enemigo— para recuperar el precio. Sólo puede entenderse todo este mar de contradicciones como un empleo de la REP para manipular el mercado.

Ofrecemos una posible interpretación. Bush quiere mantener la economía de su país dentro de ciertos márgenes de control que le permitan superar la crisis económica antes de la campaña electoral presidencial de 1992, en la cual buscaría la reelección. Pero no quiere afectar —como no lo quiso en el pasado, como ya vimos— a las compañías ni a las regiones petroleras de su país. Si asumimos que la intención de llegar a la guerra estaba ya presente en los últimos meses de 1990 —como parecen confirmar los documentos de los que antes hablamos—, podemos suponer que el momento del inicio de las hostilidades era el más importante para ese gobernante para ganar un apoyo en la opinión pública, pues este apoyo era más fácil de mantener en la etapa previa a la guerra que ya con soldados de su país muriendo.

Se deja subir libremente el precio del crudo, con lo cual las compañías petroleras acumulan ganancias muy importantes, y pueden resistir sin problema una baja, que resultó ser de dos meses y medio. Es más, las compañías aumentaron sus utilidades, especialmente las "Hermanas" (17.8% en promedio en el período enero-abril) por la demanda de refinados debida a la guerra y el mayor diferencial entre los precios del crudo en descenso, y los de los refinados cuya demanda fue fortalecida por el consumo bélico. Pero así como el alza del aceite y por tanto de la gasolina y otros combustibles, impulsó la inflación, la baja de estos productos la frena, como en efecto sucedió. Veamos nuevamente la **Figura 9.2**, al respecto. Agregamos aquí que si los precios al consumidor llegaron a ritmos de aumento ínfimos, especialmente en comparación con los de septiembre y octubre de 1990, el índice de precios al productor incluso retrocedió durante cada uno de los tres primeros meses de 1991, sumando una baja total del uno por ciento. En abril, al recuperarse el precio del crudo, se reanuda también, aunque a ritmo bajo, el ascenso del índice de precios al productor, a pesar de que la plena repercusión de esa recuperación petrolera se vería hasta mayo, al trasladarse ese nuevo precio al de los refinados y a los costos de transporte.

Así, se aprovecha la coyuntura para darle un bajón a la inflación, con lo cual se puede, bajo las reglas del mercado que operan en los EE. UU., bajar tasas de interés y con ello reactivar la economía. Luego, la recuperación de precios en abril, moderada pero importante, de poco más de dos dólares por barril en promedio, deja las cosas sin mucho problema para las compañías y regiones petroleras.

Lo anterior es importante para prever el rumbo del mercado en los meses por venir. Si se está configurando una especie de acuerdo, escrito o no escrito, del cual participan desde la OPEP hasta el gobierno de los Estados Unidos, como hemos visto con fuerte presencia de los intereses petroleros, eso implica que los precios se van a mantener dentro de ciertos márgenes, prefigurados por el comportamiento de los mismos a partir de abril. El promedio WTI-Brent ha tenido fluctuaciones, una vez lograda la recuperación limitada de que hablamos, entre poco menos de 20, y 21

dólares por barril. Aunque el rango pudiera ampliarse un poco, no parece que pueda alejarse demasiado, al menos en el futuro cercano.

Hay, sin embargo, fuentes de inestabilidad que pueden echar abajo este esquema. Por un lado, el propio gobierno de los EE. UU. alienta a países de fuera del Pérsico a aumentar su producción, como son los casos de México y Venezuela, que en efecto lo están haciendo aún a costa de la solidez de los precios a los que exportan. Lo mismo sucede con Noruega. Por otro lado, primero Irak y luego Kuwait irán reingresando al mercado, y si no hay reducciones en las ventas de otros países exportadores eso también contribuirá a la saturación del mismo. Finalmente, está la inestabilidad del Medio Oriente mismo, cuyos problemas no sólo no fueron resueltos por la guerra sino que en algunos casos fueron agudizados por ella: la cuestión palestina, las tensiones en el propio Golfo Pérsico y la continua presencia de tropas extranjeras en varios países, son algunas de las fuentes de inestabilidad.

Se habló en los Estados Unidos, durante los meses de precios altos, de medidas para reducir la dependencia respecto de las importaciones petroleras. De hecho lo único que la contuvo fue el alto precio, mientras duró. Y ahora parecen irse olvidando una serie de propuestas encaminadas a una nueva política energética. Si Carter, desde la presidencia, tuvo dificultades para imponer un cambio ante la fuerza de las compañías petroleras, no parece que ahora, con una fuerte influencia de éstas en el gobierno, ese tipo de planteamientos pueda prosperar. La preocupación por la inestabilidad del Medio Oriente, para ser compatible con los intereses petroleros, se ha canalizado más bien al aumento de la producción en países en los que éste no requeriría una inversión tan fuerte como en los Estados Unidos, donde el nivel de agotamiento de reservas es, como también vimos, bastante serio.

Como el potencial productivo en países como México y Venezuela está fuera de proporción con el del Medio Oriente, la inestabilidad en esta región seguirá siendo una fuente de inestabilidad para la economía de los grandes importadores petroleros y, por el peso mundial de estos, será una fuente de inestabilidad para la economía mundial, y en especial para el Mercado Petrolero Internacional.

9.3. Conclusiones.

Apuntamos aquí dos clases de conclusiones: las que se refieren al método de análisis, y las relativas al comportamiento futuro del precio del crudo.

Empecemos por algunas consideraciones de método para acercarnos a un modelo de precios que permita su mejor previsión.

Un primer punto, obvio a estas alturas, es la necesidad de trabajar con precios reales y no simplemente nominales del crudo. Esto es ya común en los trabajos sobre el tema. Lo central no es el número de dólares por barril, sino el poder de compra de los mismos. Este es medible a

través del índice de precios en los Estados Unidos, que es donde los dólares tienen su poder de compra directo. Y como la mayor parte del petróleo no se produce en ese país, no tendría sentido usar el índice de precios al productor, sino el índice de precios al consumidor, que mide directamente el poder de compra del dólar.

Un segundo punto es la forma de resolver la necesidad de "separación" o de abstracción entre fenómenos de corto, mediano y largo plazo. Nosotros lo hemos resuelto con promedio anuales para largos plazos y para plazos menores, con promedio mensuales e incluso semanales, que en cada caso "absorben" las fluctuaciones de plazos relativamente cortos pero no alcanzan a dar mucho peso a las de plazos relativamente largos: recordemos los "ciclos" de diferentes plazos de los que ya hemos hablado.

Para ilustrar el problema, y de paso algunos otros, nos referimos a la **Figura 9.4.** -hay cifras que la respaldan en la fuente citada- con una previsión de los precios mundiales del petróleo, hecha en 1987 en una publicación de la Administración de Información sobre Energía (AIE) del Departamento de Energía (DOE, del que hemos hablado ya) de los Estados Unidos.

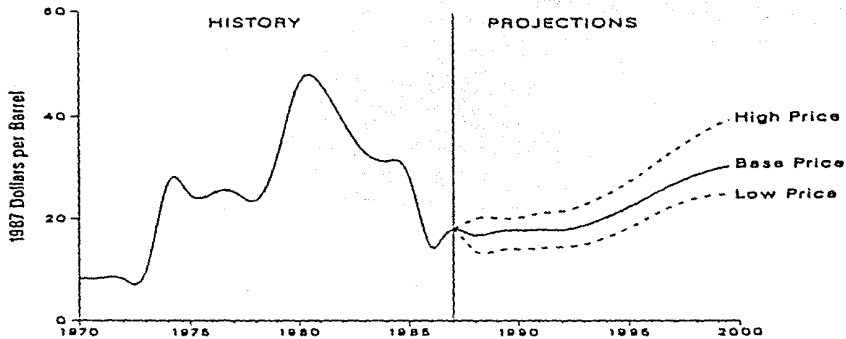
La falta de un criterio o de un método para distinguir los efectos de unas y otras causas hace que las oscilaciones de den "encimadas", superpuestas entre sí ocultándose unas a otras parcialmente. Pero no se deja de notar la existencia de oscilaciones en la primera parte de la curva, referente a la **historia**. En cambio, las **proyecciones** de la segunda parte de la curva no oscilan: en su lugar tenemos los típicos "tres escenarios", alto, medio (o escenario base) y bajo, de los que ya hablamos en la parte relativa a previsiones y realidad.

Esto nos muestra que las oscilaciones no fueron analizadas como tales.

Como en la realidad las oscilaciones de la parte de historia no tienen por qué desaparecer, en los pocos años transcurridos entre la publicación de la previsión y 1990, último año del que disponemos de datos ya medidos, detectamos una importante diferencia, pues la previsión "atenúa" mucho las oscilaciones reales:

Figure ES1. World Oil Prices, 1970-2000

FIGURA 9.4.



Note: All prices are the cost of imported crude oil to U.S. refiners.
Sources: * History: Energy Information Administration, *Annual Energy Review 1989*, DOE/EIA-0384(86) (Washington, DC, 1987). * Projections: Table 1 of this report.

**Costo para el refinador, del crudo importado a los Estados Unidos
Precio de 1987 y su variación, previsto por AIE 1987, y real**

AÑO	PRECIO (dls.de 1987/barril)			VARIACION (sobre el año ant.)		
	Previsión	Realidad	Desv.	Previsión	Realidad	Desv.
1987	18.11	18.11				
1988	16.80	14.13	-15.9	-7.2	-22.0	+203.9
1989	17.60	16.84	-4.3	+4.8	+19.2	+302.3
1990	17.80	20.13	+13.1	+1.1	+19.6	+1,622

En las previsiones se considera el escenario medio o "base". Los precios efectivos se toman de la publicación de la propia AIE Petroleum Marketing Monthly. Las variaciones y desviaciones se calculan sobre la base de los datos anteriores y están expresados en porcentaje

Aun cuando podría considerarse como imprevisible el conflicto del Pérsico que contribuyó al alza del precio en 1990 -ya hemos hablado de cómo estos eventos no son tan "externos" al comportamiento del mercado como se ha pretendido-, en los otros dos años también hay diferencias muy notables, pues la variación real fue, en un caso, del doble de la prevista, y en el otro del triple.

Ya que hablamos de esta previsión de la AIE, señalaremos otro elemento distorsionante de los precios, que de preferencia se deben eliminar para afinar previsiones. Se toma el precio global de las importaciones de los Estados Unidos. Ya vimos, en el **Capítulo 1**, que la composición de las mismas varía en cuanto a proporción de crudos más ligeros y más pesados. Es más válido emplear el precio de una variedad como referencia, o de un promedio fijo o "canasta" de variedades.

Otro aspecto metodológico consiste en investigar la relación entre los ciclos detectados en los precios y fenómenos cíclicos o repetitivos que influyan en ellos. Así lo hicimos con el ciclo precios-inversión-producción, con las fases alternadas de guerras y "armisticios" de precios, con las fluctuaciones "estacionales" o mensuales y con las fluctuaciones dentro de la "banda" de 18 a 20 dólares por barril fijada por la OPEP. También encontramos, a través del comportamiento relativo de los precios de crudos de varios países, una forma de notar cuándo ha aparecido una situación de guerra de precios.

Todo esto es muy importante porque en ocasiones aparecen elementos nuevos, y se detecta más rápida y fielmente la forma de comportamiento del mercado bajo las nuevas condiciones si se comprende cuál es

la causa -o las causas- de cada ciclo, para "buscarlo" cuando esa causa se haga presente con más fuerza.

Si una ley de comportamiento es "reprimida" en su expresión en los precios, como sucedió típicamente durante el imperio de las Siete Hermanas, no por ello desaparece. Vimos que se podía notar su presencia en los precios de la gasolina en los Estados Unidos, y en los niveles de producción de ese país. Pero además llega un momento en que esa "represión" encuentra cada vez más obstáculos para mantenerse. Es útil prever las condiciones que motivarían la ruptura de una situación así.

Todo esto se aplica a la segunda parte de estas conclusiones: el **comportamiento futuro** de los precios del crudo.

Luego del conflicto del Pérsico y sus secuelas y en concreto a partir del acuerdo de la OPEP que entró en vigor el primero de abril de 1991, los precios han mostrado una estabilidad en lo fundamental. Aunque no se ha anunciado una "franja" de precios como la que operó a fines de 1988 y en 1989, el promedio de los crudos de referencia WTI y Brent ha fluctuado en torno a los 20 dólares por barril, con variaciones hacia arriba y hacia abajo hasta de un dólar por barril, en promedio semanal. Al escribirse esta consideración, fines de agosto, es pronto para tratar de construir un nuevo ciclo de corto plazo, pero éste parece estarse conformando, con un período de aproximadamente 11 semanas.

Esta relativa estabilidad de apoya en un acuerdo, no formalizado o no hecho público como tal, entre los principales productores del Pérsico y el gobierno de los Estados Unidos. Los primeros se apoyan en el mencionado acuerdo de toda la OPEP, y el segundo logra un cierto consenso de los principales consumidores.

El gobierno de los Estados Unidos no simpatiza con un posible desplome por guerra de precios, a diferencia de su antecesor, por los nexos ya descritos con el medio empresarial petrolero de su país. Pero tampoco ese medio petrolero ve las cosas como las vio por ejemplo durante el gobierno de Gerald Ford en el que también tuvo importante presencia y en el que logró enormes ventajas económicas y de todo tipo con el alza de precios que culminó en 1981. En el primer cuatrimestre de 1991, con el conflicto del Pérsico y pese a la baja de precios del crudo a mediados de enero, según la Agencia Internacional de Energía en su informe sobre el citado período, las ganancias de las principales compañías petroleras de los EE. UU. aumentaron en un 17.8 por ciento. Y es que mientras compraban crudo barato seguían vendiendo los refinados a precio muy elevado, especialmente en lo relacionado con la guerra y el abastecimiento para la misma.

El hecho es que se forjó un cierto consenso en el que se basa la presente estabilidad de precios. Pero a ésta contribuyen fuerzas de lo más dispares y circunstancias que tienen una duración bastante menor que la alianza de las Siete Hermanas.

Uno de los elementos en los que se basa la posibilidad misma de precios estables es la capacidad productiva excedente en el Golfo Pérsico, que como vimos se adquirió a partir de las reducciones en la extracción de crudo acordadas por la OPEP en defensa del precio en la primera mitad de la década de 1980. El conflicto del Pérsico mostró que no era posible recobrar los anteriores niveles de producción, pues la presión del gas se había usado en la explotación de los años transcurridos desde entonces y parte del crudo había sido ya extraído. Esa capacidad excedente se sigue reduciendo. Pero además la capacidad productiva en el resto del mundo también decrece, y la demanda aumenta estimulada por precios que siguen siendo bajos.

El "colchón" del Pérsico es, entonces, cada vez más delgado, tiende a convertirse en colchoneta. Otro elemento del que ya hemos hablado es la dependencia excesiva del mercado en relación con la estabilidad política en el Pérsico y en general en el Medio Oriente. Esa estabilidad ahora se presenta de manera forzada con la presencia de tropas extranjeras. No se puede asegurar que los propósitos de lograr un acuerdo general en la región que le dé una estabilidad real, tengan éxito. Si no lo tienen, esa seguirá siendo una fuente de inestabilidad para el mercado petrolero.

Otro elemento del que depende la posible ruptura del equilibrio es un cambio en la composición del gobierno de los Estados Unidos. Si Bush logra la reelección, el momento en que ese cambio podría ser más probable sería al término de su segundo cuatrienio, pues la legislación de ese país no permite una segunda reelección. Si el siguiente gobierno, sea republicano o demócrata, tiene una pobre presencia de las compañías petroleras, sus criterios al respecto podrían variar y conducir al mercado -en el supuesto de que la estabilidad durara hasta entonces, claro, lo cual no se ve muy fácil- a una nueva era de mayores fluctuaciones en los precios.

En el momento en que se rompa el actual equilibrio, ¿hacia dónde se romperá?

En general, la tendencia que con todo lo ya analizado se ve clara es a que la fluctuación básica sea al alza. Mientras más dure la presente estabilidad, mayor será la tendencia al alza de los precios.

La tendencia, en muchos casos irreversible, a la baja en la mayor parte del mundo y el aumento en la demanda, son las bases principales

que tenderían a que se reanudara el ciclo de largo plazo, ahora reprimido, en cuanto cesaran las causas que contienen su expresión en materia de precios.

En el caso de que la forma concreta de ruptura del equilibrio fuera una nueva guerra de precios, podría haber una fluctuación inicial a la baja, pero de una duración relativamente corta, unos meses como lo mostraron las experiencias vividas desde 1986; y esa baja no haría sino acentuar las causas de fondo que impulsan los precios al alza.

En cualquier caso, si hablamos de tendencias en términos de años, la aplicación del modelo con un período de 14 años está diferida en cuanto a precios, pero de una u otra manera tenderá a hacerse sentir en pocos años en los términos descritos.