

Tema de Actualidad

ECONOMÍA POLÍTICA DE LA RECIENTE SUBIDA DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO

Javier García-Verdugo Sales(*)

Introducción

Si se consideran las predicciones realizadas por los organismos internacionales más prestigiosos, las perspectivas económicas internacionales son muy buenas. El Fondo Monetario Internacional (FMI) ha pronosticado un crecimiento de la economía mundial de un 4,7 por 100 para este año, y de un 4,2 por 100 para el próximo, es decir, los dos años consecutivos con mayor crecimiento desde mediados de los años ochenta(1). A la vez, la inflación registrada es la más baja de los últimos treinta años. ¿Qué puede impedir que estas perspectivas tan halagüeñas se hagan realidad? De acuerdo con las noticias de los últimos meses, el continuado ascenso de los precios del petróleo podría ser el factor capaz de concluir el largo período de prosperidad económica del que ha disfrutado la economía internacional desde 1993.

Los precios del petróleo se han multiplicado por más de tres desde finales de 1998. Los líderes políticos insisten y presionan a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para que aumente la producción de crudo. Francia, Gran Bretaña y España han presenciado fuertes protestas de transportistas, pescadores y agricultores por la elevación del precio de los combustibles, y el coste de la energía ha entrado de lleno en la campaña presidencial americana. La escalada de precios del crudo, y todo lo que la acompaña, trae ine-

vitablemente a la memoria recuerdos poco agradables de las dos crisis del petróleo de los años setenta (1973-74 y 1979-80) y, en cierta medida, también de la crisis, más breve, de 1990. En esas tres ocasiones los precios del crudo se multiplicaron aproximadamente por tres, y, como consecuencia, la inflación aumentó significativamente y la economía mundial entró en recesión.

Los manifestantes culpan a sus gobiernos, por aplicar impuestos excesivos. Los políticos echan la culpa a la OPEP y a las empresas petroleras, a las que investigan por posible colusión para mantener altos los precios. Los ejecutivos de estas empresas se quejan de que son atacados injustamente, y responsabilizan a los gobiernos por su afán recaudador y a la OPEP por restringir la producción. Por su parte, la OPEP culpa a los gobiernos occidentales, de nuevo, por aplicar unos impuestos excesivos sobre los combustibles. ¿Quién tiene realmente la culpa?; ¿es cierto que quedan pocos años de producción de petróleo, y que por tanto la subida de los precios es inevitable y permanente?; la aplicación de impuestos sobre combustibles por parte de los gobiernos occidentales, ¿protege a los consumidores o empeora su situación?; ¿va a producirse una crisis económica como las que se iniciaron con los anteriores *shocks* petrolíferos?

Para responder a todas estas preguntas, y a

muchas otras que pueden formularse sobre el tema, es necesario realizar un análisis detenido del mercado internacional de petróleo. A pesar de su enorme importancia, es un mercado poco conocido, en parte por su complejidad, pero también por la frecuente utilización de argumentos demagógicos a la hora de analizar los problemas energéticos. Después se analizarán las causas del aumento del precio del petróleo, el papel que ha desempeñado el cártel de productores y los posibles efectos de la subida de precios sobre la economía mundial.

1. Fundamentos técnicos de la industria del petróleo(2)

El petróleo se ha formado a partir de la transformación química de materia orgánica acumulada en antiguas plataformas oceánicas. Como se formó a grandes temperaturas y elevadas presiones, entre 1.500 y 7.500 metros bajo la superficie de la corteza terrestre, el petróleo líquido es impulsado por la presión hacia la superficie a través de rocas porosas, hasta que encuentra estratos de rocas impermeables que lo detienen, y allí se acumula formando yacimientos, la mayoría de los cuales se encuentran entre 600 y 3.000 metros de profundidad. Las acumulaciones conocidas de hidrocarburos en el subsuelo se denominan *reservas probadas* si se considera, con un grado de certeza razonable, que pueden ser recuperables con los medios técnicos existentes y de acuerdo con las condiciones económicas de explotación (coste de extracción y precio de mercado).

La exploración de las zonas que pueden contener yacimientos de hidrocarburos pasa por tres fases: *perforación prospectiva*, para averiguar si efectivamente las formaciones geológicas del subsuelo contienen petróleo; *perforación de evaluación*, para calcular la cantidad de petróleo o gas que el yacimiento puede contener, delimitar su extensión y verificar la rentabilidad del proyecto, y *perforación de desarrollo*, que es el conjunto de pozos necesarios para conseguir una tasa óptima de producción (Reiss, 1989).

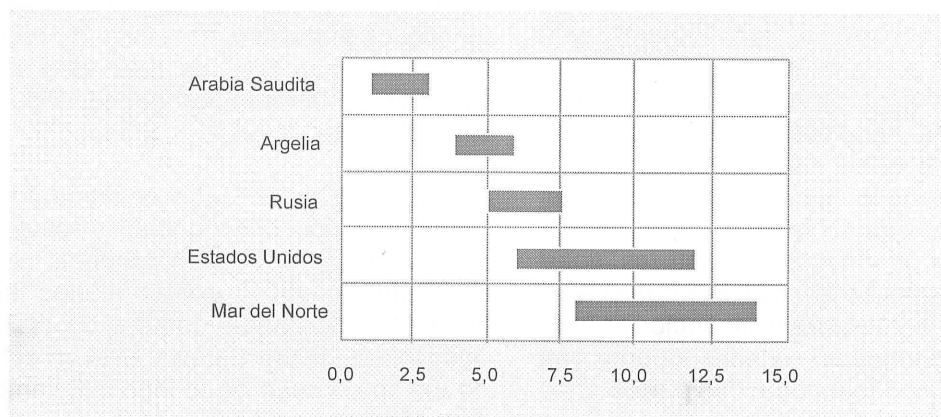
La explotación de crudo de un yacimiento atraviesa tres fases, según los costes de extracción. En la *explotación primaria*, el petróleo llega hasta la superficie impulsado por la pre-

sión natural del yacimiento, y el coste de extracción se limita a la perforación de los pozos. Cuando esta presión no es suficiente para que la tasa de producción sea económica, se inicia el *proceso secundario* de recuperación de petróleo, basado en la reinyección de gas natural asociado al yacimiento o en la inyección de agua. La proporción de crudo que puede ser extraído entre estas dos fases oscila entre un 30 y un 35 por 100 del total, aunque la variación de unos yacimientos a otros es muy considerable (Evans y Brown, 1991). Por último, puede ponerse en marcha la *recuperación terciaria* de petróleo, con métodos más costosos, como la inyección de vapor y de productos químicos. Para mantener la capacidad de producción, es necesario perforar nuevos pozos y aplicar técnicas de extracción más avanzadas a los ya existentes. El gráfico 1 muestra los costes de producción de crudo en las fases primaria y secundaria en varias regiones del mundo.

Aunque suele hablarse del petróleo como si fuese un producto de características homogéneas, en realidad hay una gran variedad de tipos de crudo, que se distinguen según el yacimiento de origen, su densidad y su contenido de azufre. Cuando se habla de la "densidad" de un crudo nos referimos a una densidad especial –*densidad API*, porque es definida por el *American Petroleum Institute*– que está inversamente correlacionada con la densidad física. Por este motivo, cuanto más denso es un crudo, su densidad API es menor. En general, se consideran crudos ligeros a los que tienen una densidad de más de 35º API; medios, aquellos con una densidad entre 35º y 24º API; y pesados, cuando tienen una densidad menor de 24º API. Con los procesos de refinado convencionales, los petróleos más ligeros producen unos rendimientos superiores de productos ligeros, como las gasolinas, que tienen precios más elevados. Por eso, en condiciones normales, el precio de los crudos más ligeros estará por encima de los más pesados(3).

El crudo y los productos refinados son almacenados por las empresas de petróleo, por los gobiernos de los países importadores y por los consumidores finales. La acumulación de *stocks* es imprescindible para dotar a las refinerías de un margen de seguridad que minimice el riesgo de ruptura de inventario –que implica interrumpir el proceso productivo por falta de materias primas–, y ayuda a atender varia-

GRÁFICO 1
COSTES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO
 (En dólares)



Fuente: *Oil Prices and Taxes in the Year 2000*, pág. 1.

ciones coyunturales de la demanda de productos refinados (Razavi, 1989). Aunque no hay datos oficiales sobre el nivel de los stocks de crudo y de productos refinados, la mayor parte de las publicaciones especializadas ofrecen sus propias estimaciones, porque son un indicador certero de la situación del mercado.

Durante el proceso de refino, se separan las diferentes fracciones que componen el petróleo. La destilación primaria separa tres tipos de fracciones: ligeras, medias y pesadas. Después de una destilación adicional, de las fracciones ligeras se obtienen los gases del petróleo, gasolinas y naftas; de las medias, gasóleos de calefacción y automoción, y querosenos; de las pesadas se obtienen fuelóleos pesados, combustible para barcos, lubricantes, alquitrán, coque, asfaltos, etc. Algunas refinerías incorporan otros procesos que alteran el resultado del refino, como el reformado, el *cracking*, y la síntesis. Cada refinería produce proporciones diferentes de productos refinados, dependiendo de la tecnología incorporada a la planta, del crudo utilizado y de la situación de la demanda, ya que pueden ajustar en cierta medida sus procesos de refino para variar la producción incluso con el mismo crudo, según la época del año y las variaciones estacionales de la demanda de productos.

El mercado de gasóleos varía mucho entre unas regiones y otras, y la demanda fluctúa considerablemente según las estaciones.

Como uno de los principales usos de estos productos es la producción de calor, su demanda tiene un pico en invierno. Las refinerías suelen acumular *stocks* de gasóleos hasta octubre/noviembre, momento en el que comienzan a reducirse por el tirón de la demanda, que suele ser superior a la producción de destilados medios de las refinerías. Los *stocks* alcanzan su punto mínimo en febrero/marzo. El gasóleo de calefacción compite principalmente con la electricidad y el gas natural.

La gasolina es utilizada casi exclusivamente para el transporte, y su demanda es inelástica a corto plazo, y mucho más elástica a largo plazo. La demanda de gasolina sigue una evolución estacional inversa a la de los gasóleos, alcanzando los picos de demanda en la temporada de verano (junio, julio y agosto). Los *stocks* de gasolina alcanzan su máximo, por tanto, en febrero/marzo, y su mínimo en septiembre/octubre. Sin embargo, la demanda no varía tanto según las regiones, debido a la ausencia de un factor diferencial como es el clima en el caso de los gasóleos de calefacción.

2. Los mercados de petróleo y los crudos de referencia

El *mercado físico* de petróleo comprende todas las transacciones que conducen al intercambio efectivo de crudo a escala mundial, sea cual sea la forma empleada. En primer lugar, el

crudo puede ser transferido desde los yacimientos hasta los centros de refino dentro de los canales establecidos por las grandes empresas petroleras con integración vertical, que reciben el nombre de *canales integrados*. En segundo lugar, los productores pueden proporcionar crudo a sus clientes mediante contratos a medio o largo plazo que suelen denominarse *contratos de abastecimiento continuado*. Ninguno de estos dos sistemas puede recibir propiamente el nombre de *mercado*, ni los precios utilizados –si los hay– son *precios de mercado*. Por último, los productores, compradores e intermediarios pueden comprar o vender petróleo a través de transacciones individuales, que no implican necesariamente una continuidad en la relación entre las partes. Este conjunto de intercambios de crudo sí que constituye un verdadero mercado, que recibe el nombre de *mercado abierto*. Si las transacciones del mercado abierto prevén la entrega del crudo antes de un mes corresponden al *mercado al contado*, mientras que las transacciones pertenecen al *mercado a plazo* cuando se pacta la entrega con un retraso de más de treinta días.

Sin embargo, el crudo no es un producto homogéneo, por lo que no puede hablarse de un único mercado de petróleo. El mercado físico engloba distintos tipos de mercados, según los tipos de crudos y los lugares donde son intercambiados. En la práctica, todos los petróleos de características semejantes forman un mercado físico separado, en torno al lugar donde esas calidades de crudo están disponibles. Por ejemplo, el crudo Brent del Mar del Norte forma un mismo mercado físico –es un mercado abierto– con el Forties, también británico, con el Statfjord de Noruega y con el Bonny Liger de Nigeria, ya que sus características físicas son semejantes –sus densidades son de 37-38º–, y los cargamentos suelen entregarse en el área de Rotterdam.

Las distancias entre los centros productores y los consumidores hacen que los costes de transporte sean otro factor importante en la fragmentación de los mercados físicos, aunque los resultados son variables según las condiciones del mercado de fletes y la situación de los precios relativos. Por ejemplo, el crudo Brent del Mar del Norte y el West Texas Intermediate (WTI) de Estados Unidos suelen formar dos mercados separados debido a las cuantio-

sas necesidades de crudo existentes a ambos lados del Atlántico Norte. Cuando la diferencia de precios entre los dos crudos se aleja del nivel normal correspondiente a los costes de transporte y a las calidades relativas, los dos mercados entran en conexión, de manera que se produce un flujo de barriles a través del Atlántico en la dirección indicada por los precios relativos.

Sólo uno de los crudos producidos por la OPEP tiene un mercado abierto sustancial, que es el Fateh, producido en Dubai. En cambio, fuera de la OPEP existen varios mercados abiertos importantes, como el de WTI en Estados Unidos, Brent Dated y Ural en el Noroeste de Europa, Omán en el Medio Oriente y Tapis en el Sudeste de Asia.

Algunas de las operaciones realizadas en los mercados a plazo no tienen como fin la entrega física de crudo, sino la especulación con la evolución de los precios, por lo que se alejan del concepto de *mercado físico* para acercarse más al *mercado de papel o financiero*, como sucede con el mercado a plazo de Brent. En el extremo se encuentran los *mercados de futuros de petróleo*, que son los que propiamente pueden recibir el nombre de *mercados financieros* de crudo, ya que menos del 1 por 100 de las operaciones realizadas en ellos culminan con la entrega física del producto. Los mercados de futuros de crudo más importantes son el New York Mercantile Exchange (Nymex), que negocia contratos de WTI, y el International Petroleum Exchange (IPE), de Londres, que negocia contratos de Brent.

Teniendo en cuenta todo lo dicho hasta ahora, puede comprenderse que no puede haber un solo precio del petróleo, sino tantos como crudos o mercados físicos(4). Afortunadamente, sólo hay unos pocos crudos cuyos precios pueden utilizarse como referencia para la fijación del precio de los demás, ya que para servir de referencia deben tener un volumen significativo de producción y, sobre todo, deben ser negociados en mercados abiertos o de futuros con un nivel de actividad suficiente.

Debido a la preeminencia de la OPEP, entre 1973 y 1986 el crudo de referencia para el mercado internacional fue el Arab ligero (34º) de Arabia Saudita, debido a su alto volumen de producción y su similitud con otros crudos. En

la actualidad, los objetivos de precios de la OPEP ya no se refieren al Arab ligero, sino a una cesta de crudos, cuya composición ha ido variando⁽⁵⁾. Por decisión de los respectivos gobiernos, muy pocos de esos crudos tienen un mercado abierto significativo. Por eso, los crudos de referencia para el mercado internacional de petróleo son, sobre todo, el WTI (40^º) y el Brent (38^º), porque, a pesar de que no tienen una producción elevada –1,3 y 0,5 millones de barriles diarios (mb/d) respectivamente– son los únicos que tienen un volumen de negociación importante en los mercados de futuros. Por ejemplo, el volumen medio de negociación del WTI supera los 80 mb/d desde 1989, mientras que la producción mundial conjunta de todos los tipos de crudo no ha superado nunca los 78 mb/d. En algunas regiones geográficas también se utilizan como referencia otros crudos como el Alaska North Slope (27^º) de Estados Unidos, Bonny ligero (37^º) de Nigeria, Fateh (32^º) de Dubai, Omán (34^º) y Minas (34^º) de Indonesia.

El precio del crudo en un momento determinado depende, como sucede con cualquier bien, del equilibrio entre la oferta y la demanda. Entre los factores que afectan a la oferta, hay que destacar el desarrollo de nueva producción, los períodos de mantenimiento de las instalaciones de extracción, los conflictos armados que afectan a los productores, las huelgas, así como las decisiones de las naciones productoras, sobre todo cuando son tomadas de forma coordinada, como sucede con la OPEP. Los factores que determinan la demanda son, sobre todo, el ritmo de crecimiento económico, las variaciones estacionales o políticas en la demanda de productos refinados, las oscilaciones en el clima, la introducción de normas medioambientales y las medidas de ahorro, diversificación y eficiencia energéticas, que pasan muchas veces por el establecimiento de impuestos.

Es preciso tener en cuenta que la determinación del precio de los crudos de referencia internacional es, en cierto modo, peculiar. Como estos crudos son negociados en mercados de futuros muy líquidos, la evolución de sus precios a corto plazo depende también de factores ajenos a las condiciones efectivas de la oferta y la demanda en el mercado, como los rumores, las expectativas, la incertidumbre y las variaciones en el sentimiento del mercado

de futuros, como sucede en cualquier mercado financiero con suficiente actividad especulativa. Esto sucede también con aquellos crudos que son intercambiados en mercados a plazo con un volumen de negociación suficiente, aunque en la práctica son muy pocos. Además, los contratos de futuros se refieren a un determinado tipo de crudo –WTI o Brent–, por lo que los factores de oferta y demanda que afectan a ese crudo particular, específicos de un área geográfica determinada, influyen de forma acusada en la evolución del precio de los otros crudos que lo toman como referencia, como veremos más adelante.

Como es lógico, los factores fundamentales que están detrás de la oferta y de la demanda pueden afectar al mercado a corto o a largo plazo, según su naturaleza o su duración. Desde una perspectiva dinámica, es importante tener en cuenta que el factor decisivo que determina el nivel del precio del petróleo a *largo plazo* es su precio actual, si se mantiene durante un período suficientemente largo, porque es una señal que pone en marcha mecanismos correctores que terminan por transformar las condiciones fundamentales del mercado. Si el precio del crudo se mantiene elevado durante un tiempo prolongado, se producen dos tipos de reacciones. Por el lado de la demanda, una elevación de los costes asociados con el petróleo incentiva el ahorro energético, la utilización de combustibles alternativos, la investigación para conseguir nuevas fuentes de energía y la utilización más eficiente de las actuales. Además, si los mayores costes se traducen en una recesión económica, la demanda de petróleo se resentirá inevitablemente.

Por el lado de la oferta, la elevación de los precios aumenta la rentabilidad de las nuevas inversiones en prospección y desarrollo de yacimientos, y permite la utilización de técnicas de extracción más costosas, todo lo cual se traduce con el tiempo en un aumento de la producción de crudo. Por ejemplo, Canadá tiene unas reservas probadas de 300.000 millones de barriles de petróleo –más que Arabia Saudita– en forma de arenas bituminosas. Con la tecnología actual, por cada tonelada de arena puede obtenerse un barril de petróleo, a un coste que se ha reducido de 17 a 13-14 dólares/barril en los últimos años. Si el precio del petróleo se mantiene por encima de los 15-20 dólares/barril, es rentable producir crudo de

esta forma, mientras que si el precio baja de los 15 dólares puede dejar de ser rentable.

3. La evolución reciente de los precios del petróleo y el comportamiento de la OPEP

Como es habitual desde 1986, la variabilidad de los precios del petróleo ha sido muy acentuada durante los últimos años, en perjuicio de todos. En junio de 1997, poco antes de la crisis asiática, los países miembros de la OPEP reunidos en Jakarta decidieron aumentar la producción de petróleo a instancias de Arabia Saudita. La reducción de la demanda de crudo como consecuencia de la crisis se sumó al aumento de producción, e hizo que los precios del crudo se desplomasen desde casi 20 dólares hasta 10 dólares/barril en enero de 1998. Como consecuencia, los países de la OPEP vieron reducidos sus ingresos en más de 50.000 millones de dólares, y varios de sus miembros, al igual que otros productores de petróleo ajenos a la organización, tuvieron serias dificultades para hacer frente a sus compromisos de pagos con el exterior. Por ejemplo, México tuvo que reducir tres veces su presupuesto durante ese año debido a la reducción de ingresos del petróleo.

La situación económica de muchos exportadores de petróleo llegó a ser tan apremiante que Venezuela y Arabia Saudita consiguieron llegar a un acuerdo a comienzos de 1999 para restringir la producción de crudo con el resto de los países de la OPEP, que sería válido hasta marzo de 2000. A esta decisión se unieron México y Noruega, que no forman parte de la organización de productores. Esta medida supuso la reducción de la producción total de crudo de 75,5 mb/d en 1998 a 74,1 mb/d en 1999. Por otra parte, el fuerte crecimiento de la economía internacional, liderado por el espectacular crecimiento de la economía de Estados Unidos, hizo aumentar la demanda de petróleo de 73,5 a 74,7 mb/d en las mismas fechas⁽⁶⁾. Este pequeño exceso de demanda, mantenido durante más de un año, hizo que los *stocks* de crudo y de productos refinados se redujeran a niveles inusualmente bajos, y consiguió que el precio medio del Brent alcanzase en marzo de 2000 los 27,2 dólares/barril, y el del WTI llegase a los 29,8 dólares/barril⁽⁷⁾.

A pesar del perjuicio que el encarecimiento

del crudo supone para los países importadores, la enorme dependencia de los exportadores respecto de los ingresos del petróleo justifica su decisión coordinada de restringir la producción. Según el ministro de Energía de México, la subida de los precios era la única manera de hacer frente al pago de la deuda externa y de sostener las reformas realizadas en los últimos años. Para su homónimo venezolano, el mantenimiento de un precio excesivamente reducido hubiera conducido a una explosión social en su país. Los países importadores, con Estados Unidos a la cabeza, pueden mirar con simpatía el objetivo de estos países de alcanzar un precio en torno a 20 dólares/barril, que les permita afrontar su desarrollo económico con más seguridad. Pero un precio igual o superior a 30 dólares/barril, si se mantuviera durante suficiente tiempo, podría causar un daño considerable a las economías importadoras y, a largo plazo, también a las de los países exportadores.

Los exportadores de petróleo no son un grupo homogéneo, sino que tienen intereses contradictorios derivados de sus variadas características sociales y económicas, y esta situación se manifiesta de forma más acentuada en el seno de la OPEP. Aparte de otros factores de tipo político, cuanto mayores sean las necesidades de divisas fuertes a corto plazo –por el bajo nivel de desarrollo económico– y menor sea el volumen de reservas probadas de crudo –les quedan menos años de producción–, mayor preferencia tendrán esos países por mantener alto el precio del petróleo, porque valoran más al aumento actual de ingresos que los problemas futuros provocados por ese nivel de precios. Por eso, Venezuela, Nigeria, Libia, Argelia, Irán y otros países, que tienen necesidades urgentes de divisas y una menor cantidad de reservas, prefieren que los precios del crudo se mantengan elevados, mientras que Arabia Saudita, con las mayores reservas de crudo del mundo y poca población, prefiere que el precio del crudo sea moderado, para evitar que su demanda se reduzca y que aumente la producción fuera del cártel, y lo mismo sucede con Kuwait, los Emiratos Árabes Unidos y otros países productores que están en circunstancias parecidas.

Otro factor clave en las negociaciones de la OPEP es la capacidad ociosa de producción de crudo. Aunque hay diferentes estimacio-

nes, casi toda la capacidad ociosa –poco más de 2 mb/d– está en manos de la OPEP, y, a su vez, de esa cantidad Arabia Saudita tiene la mayor parte –entre un 60 por 100 y un 97 por 100, según las fuentes–, lo que le proporciona un poder de negociación sustancial dentro del cártel de productores. Paradójicamente, la mayoría de los países exportadores que prefieren un precio del crudo elevado tienden a producir muy cerca del máximo de su capacidad de producción, aunque eso suponga producir por encima de la cuota que les ha sido asignada dentro de la OPEP. Por eso, pueden estar de acuerdo en una reducción de la producción efectiva, pero no ganan nada con un aumento de las cuotas de producción, porque no son capaces de aumentar a corto plazo la cantidad de crudo extraído, y esto refuerza su resistencia a las medidas para suavizar los precios.

Por último, hay que tener en cuenta las implicaciones que tienen las decisiones de los productores de petróleo para sus relaciones internacionales, sobre todo con Estados Unidos. México no puede permitirse dañar sus relaciones con su vecino del Norte, que es su principal socio comercial y uno de sus principales compradores de crudo. Algo parecido sucede con Venezuela, como muestra el hecho de que desde el comienzo de la subida de precios ha pasado de ser el primer proveedor de crudo de Estados Unidos, que es su mercado natural, a la cuarta posición. Arabia Saudita, Kuwait y otros países de Oriente Medio dependen de la protección militar estadounidense frente a las potencias militares de la zona, y se benefician de una economía americana pujante, que obtiene de sus aliados del Golfo Pérsico una gran parte de sus necesidades de petróleo.

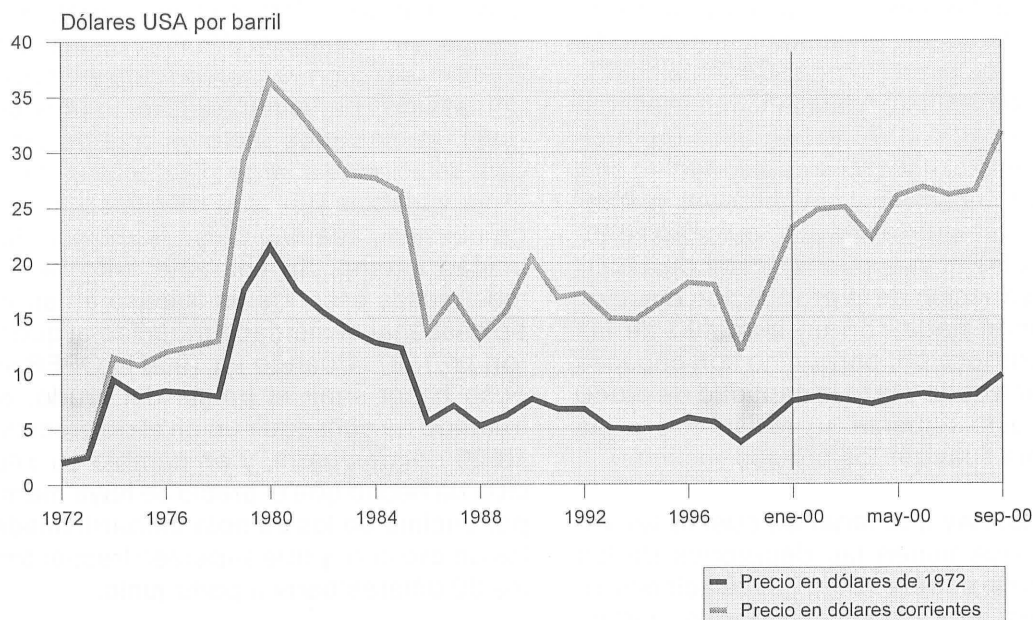
Por todos estos motivos, tanto México como el grupo de países alineados en torno a Arabia Saudita –conjuntamente producen más de 15 mb/d, un 20 por 100 de la producción mundial– están de acuerdo en que hay que buscar un precio más reducido, entre 20-25 dólares/barril, que sea bueno para tanto para los consumidores como para los productores, y Arabia ha conseguido que la OPEP hiciera suyo el objetivo de reducir y estabilizar los precios del crudo, hasta el punto que su secretario general declaró en marzo que “no estamos tratando de fijar los precios... estamos tratando de estabilizarlos” (8).

Sin embargo, es muy difícil que la OPEP sea capaz de estabilizar el mercado de crudo con su intervención discrecional. Muchos han interpretado la subida de precios del petróleo como una señal de la fortaleza del cártel, pero, en realidad, *ni siquiera la OPEP es capaz de manejar con precisión el mercado de petróleo*: hay demasiados participantes que no pueden controlar, demasiados factores que se les escapan, relaciones a largo plazo entre el precio y otras variables que son difíciles o imposibles de predecir, además de su tradicional falta de unidad interna. Su aparente éxito de los últimos meses esconde un fracaso en su intento de gestionar el mercado parecido al que sufrieron en 1997. Cuando en 1999 la OPEP se propuso hacer subir el precio del crudo, estaba tratando de conseguir un nivel de precios entre 18-20 dólares/barril, y en cambio su intervención ha hecho que el precio se haya mantenido por encima de los 25 dólares/barril desde finales de ese año, y que superase frecuentemente los 30 dólares/barril a partir junio.

La propia intervención de la OPEP es un factor que, lejos de reducir la fluctuación de los precios, aumenta la inestabilidad del mercado. Las repetidas reuniones de la organización, que han pasado de una periodicidad semestral a repetirse cada dos o tres meses, crean incertidumbre en el mercado. Además, es probable que la intervención produzca una reacción excesiva de los mercados (*overshooting*) y exija ulteriores intervenciones correctoras hasta que se alcance el nivel de precios deseado.

Además, las intervenciones de la OPEP no tienen características simétricas. Puede organizar sin muchas dificultades restricciones de producción para subir los precios desde niveles perjudicialmente bajos, aunque se produzcan frecuentes incumplimientos de las cuotas. En cambio, la diversidad de intereses entre los países miembros hace que el potencial de engaño y de desorden aumenten exponencialmente cuando se trata de reducir los precios. Primero, es necesario convencer a todos los países de la necesidad de dejar de percibir unos cuantiosos ingresos a corto plazo a cambio de unos beneficios inciertos en el futuro. Pero, incluso si están dispuestos a hacerlo, la disciplina del cártel podría desmoronarse fácilmente mientras sus miembros tratan de conseguir la mayor cuota de mercado posible, y este

GRÁFICO 2
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DEL CRUDO DE ORIENTE MEDIO



Fuente: *Oil Prices and Taxes in the Year 2000*, pág. 1.

comportamiento podría conducir a una caída sin control de los precios.

Éste es el motivo por el que algunos autores (Adelman, 1990) sostienen que la OPEP sólo es capaz de influir decisivamente en el precio del petróleo cuando se lo permiten las condiciones fundamentales del mercado, como cuando hay una demanda fuerte y estable, unos bajos niveles de almacenamiento, una ausencia de capacidad ociosa de los productores ajenos a la OPEP y una reducción de la cuota de mercado de estos países.

A su vez, estas condiciones sólo pueden darse cuando los precios del crudo han permanecido bajos durante un período suficientemente largo, lo que desincentiva el ahorro y la eficiencia en el consumo de energía, la búsqueda de fuentes de energía alternativas y la inversión en nuevos proyectos de exploración. Y esto ha sido precisamente lo que ha sucedido, como puede observarse en el gráfico 2. En términos corrientes, el precio del crudo —excepto durante el conflicto del Golfo— se ha mantenido de forma estable por debajo de los 18 dólares/barril desde 1986 hasta 1999, es decir, catorce años, mientras que en dólares de 1972 no ha superado en ningún momento los 8

dólares/barril, el mismo precio que había antes de la crisis de 1978-79.

Después de una considerable discusión interna, la reunión de la OPEP que tuvo lugar el 27 de marzo en Viena concluyó con las decisiones de aumentar las cuotas de producción del cártel en 1,5 mb/d, y de volver a reunirse en junio para estudiar la evolución del mercado. Como consecuencia, el precio medio del crudo bajó significativamente en abril —casi 5 dólares/barril el Brent y más de 4 dólares/barril el WTI—, pero en mayo volvió a alcanzar los niveles de antes de la reunión de la OPEP, y siguió subiendo a partir de ahí. En junio, el precio medio del Brent llegó a los 29,8 dólares/barril, y el de WTI alcanzó los 31,9 dólares/barril.

¿Por qué no bajó el precio del crudo después del aumento de producción? En primer lugar, porque no todo ese crudo era producción nueva. En febrero, la producción conjunta de la OPEP había superado en un 20 por 100 las cuotas fijadas en la reunión anterior, por lo que la revisión de las cuotas supuso en parte una legitimación del incumplimiento anterior. Sin embargo, la subida de precios no se debía a una falta de crudo en el mercado, como había sucedido hasta marzo, sino todo lo contrario.

Según la Agencia Internacional de la Energía, en el segundo trimestre de 2000 la demanda de crudo bajó a 73,7 mb/d, mientras que la oferta aumentó 1,1 mb/d respecto del trimestre anterior, hasta 76,2 mb/d, por lo que *de hecho hubo un exceso de oferta de 2,5 mb/d*.

El verdadero problema fue específico del mercado de gasolina de Estados Unidos. Los *stocks* de gasolina estaban a un nivel muy bajo, la demanda había seguido aumentando con fuerza debido al crecimiento económico y a la llegada del buen tiempo, y las expectativas indicaban un aumento importante de la demanda para el tercer trimestre. El gobierno federal escogió ese momento para obligar a las empresas a que pusiesen a la venta en varias ciudades un tipo de gasolina menos contaminante. Los problemas de las refinerías para comenzar a producirla ocasionaron interrupciones en el abastecimiento de gasolina y acentuaron la escasez de este producto. La tirantez en el mercado de gasolina se transmitió al precio del WTI, y, a través de él, al mercado internacional de crudo.

Otro factor que ha dificultado el descenso de los precios es la habitual rigidez de la oferta de crudo a corto plazo, explicable por la complejidad y lentitud de los procesos de prospección-explotación de nuevos yacimientos y por la ausencia de capacidad ociosa. Esta rigidez se ha visto reforzada por la incertidumbre sobre la evolución futura del precio, y por el proceso de concentración empresarial dentro del sector. Como las empresas petroleras no piensan que el nivel de precios de estos últimos meses sea estable a medio plazo, han retrasado la aprobación de inversiones adicionales —destinadas a buscar nuevos yacimientos y a aplicar métodos de extracción más eficientes a los que ya están siendo explotados—, porque no quieren iniciar operaciones que dejen de ser rentables cuando el precio del crudo recupere un nivel más razonable. Además, la reciente oleada de fusiones en el sector petrolero ha propiciado en estas empresas la sustitución de objetivos relacionados con el volumen de producción y la cuota de mercado por otros relacionados con la rentabilidad del capital.

Los miembros de la OPEP volvieron a reunirse el 21 de junio. Aunque estaban convencidos de que la causa de la elevación de los precios del crudo no era la escasez de producción, ante

las presiones de los países consumidores decidieron aumentar las cuotas de producción de sus miembros en un total de 0,7 mb/d. El impacto de esta medida sobre los precios fue reducido y transitorio, ya que el aumento efectivo de la producción de la OPEP fue de 0,34 mb/d, mientras que el resto del incremento aprobado se limitó a legalizar el incumplimiento de las cuotas por parte de algunos países. Arabia Saudita, en respuesta a las muestras de preocupación de Estados Unidos, anunció a principios de julio que aumentaría unilateralmente su producción de crudo en 0,5 mb/d si no bajaban los precios, y luego ha confirmado que ha ido sacando al mercado parte de esa cantidad a lo largo del verano para enfriar los precios, con lo que la oferta mundial de crudo pasó a una media de 77,1 mb/d durante el tercer trimestre. Sin embargo, aunque el Brent bajó en julio 1,6 dólares/barril y el WTI 2,2 dólares/barril, en agosto ya habían recuperado el nivel de junio.

La resistencia de los precios a la baja continuó debiéndose en parte a los problemas internos del mercado estadounidense, y en parte al fuerte ritmo de crecimiento de la economía mundial. La demanda mundial de crudo aumentó 1,8 mb/d hasta alcanzar 75,5 mb/d en el tercer trimestre, lo que redujo algo el exceso diario de oferta. Sin embargo, a la escasez de gasolina en Estados Unidos en el momento de mayor demanda anual se han sumado las expectativas de una nueva crisis energética en el hemisferio Norte durante el último trimestre del año. Los *stocks* de gasóleo de calefacción están en su nivel más bajo desde hace veinticuatro años, no hay mucha capacidad ociosa en las refinerías, y se espera que la demanda de crudo derivada de la necesidad de combustibles de calefacción alcance 78,4 mb/d de media hasta diciembre, es decir, casi 2,9 mb/d más que en el trimestre anterior. Con estas perspectivas, el precio del crudo WTI alcanzó en varias ocasiones los 37 dólares/barril.

En esta situación, el cártel de productores de petróleo decidió aprobar el 10 de septiembre un nuevo aumento de 0,8 mb/d en su producción conjunta, pero que no comenzaría a aplicarse hasta principios de octubre, y sólo duraría dos meses. A la vez, decidieron volver a reunirse en noviembre para analizar la evolución de las circunstancias del mercado. Sin embargo, algunos analistas opinan que no es seguro que este aumento de las cuotas de pro-

ducción de la OPEP pueda llegar a tiempo de evitar la carestía del gasóleo de calefacción este invierno. Por este motivo, el 22 de septiembre el presidente Clinton anunció –en contra de la opinión de sus asesores económicos más importantes– su decisión de sacar al mercado 30 millones de barriles de la Reserva de Petróleo Estratégica a lo largo del mes siguiente. Como consecuencia, el precio del WTI bajó casi 6 dólares/barril, aunque está volviendo a subir.

Esta decisión ha sido criticada –en nuestra opinión justificadamente– por varios motivos. Por un lado, las reservas estratégicas de petróleo que mantienen los gobiernos no tienen como fin la intervención en el mercado para suavizar o manipular los precios, sino para cubrir interrupciones del suministro. Por otra parte, la decisión ha sentado un mal precedente, porque, si después de suavizarse durante un tiempo, los precios vuelven a subir, los gobiernos de Estados Unidos y Europa recibirán una presión insistente para que vuelvan a utilizar sus reservas, y la OPEP podría responder reduciendo la producción si hay una fuerte caída de los precios.

Además, puede que el recurso a la Reserva Estratégica no consiga su principal objetivo, que es evitar una escasez de combustible de calefacción, porque más disponibilidad de crudo no implica un aumento equivalente en la disponibilidad de gasóleo de calefacción, igual que sucedió anteriormente con la gasolina. Las refinерías pueden ajustar su producción, pero no son técnicamente capaces de dejar de producir gasolina y producir sólo gasóleo, por lo que una buena parte de los 30 millones de barriles no se transformarán en combustible de calefacción. Por último, es muy difícil que el momento elegido para las intervenciones en el mercado de crudo sea el correcto. Podría funcionar si coincide con el momento en el que los precios alcanzan un pico, porque puede ayudar a cambiar la tendencia del mercado, pero no es el caso, como sugiere la proximidad del invierno y el elevado precio del gas natural, que es el combustible alternativo por excelencia para usos caloríficos.

4. Análisis de los efectos de la subida de los precios del crudo

¿Cuál va a ser el efecto de la escalada de

precios del petróleo sobre la economía mundial? De acuerdo con la teoría económica, el aumento de precios produce un *shock* negativo de oferta en la economía. Los costes de los factores de producción de las empresas aumentan, por lo que se produce menos para cada nivel de precios. Si la demanda permanece constante, los precios suben y la producción disminuye. Además, los mayores precios del crudo transfieren renta de los países importadores a los exportadores de petróleo. La capacidad de gasto de los consumidores de los primeros se reduce, por lo que disminuyen la demanda agregada y el crecimiento económico. El impacto sobre la demanda mundial dependerá de si los exportadores de petróleo ahorran los ingresos extraordinarios derivados del mayor precio del crudo o los gastan en importaciones. Por último, como consecuencia de la subida de los precios del petróleo, la inflación aumenta casi instantáneamente. Si la mayor inflación se transmite a los salarios, la inflación subyacente subirá también.

Parece indudable que, sea cual sea el efecto final, será mucho más reducido que el de las crisis energéticas anteriores. Por varios motivos, las economías desarrolladas son ahora considerablemente menos vulnerables a las subidas del precio del crudo que en la década de los setenta. Por un lado, la subida de precios viene después de un pronunciado descenso. Como puede observarse en el gráfico 2, a comienzos de 1999 el precio del petróleo en términos reales estaba en su punto más bajo desde 1972. Incluso ahora, los precios del crudo en términos reales no llegan a la mitad del nivel de 1980. Tendría que producirse un aumento de los precios hasta cerca de 70 dólares/barril para que se reprodujese una subida de precios semejante a la que dio origen a la crisis de 1978-79.

Por otra parte, entre 1970 y 2000 los países más desarrollados han conseguido reducir casi a la mitad la cantidad de crudo consumido por cada dólar de PIB medido en términos reales. Esto ha sido posible gracias a las medidas de ahorro energético –que han pasado casi siempre por la exacción de impuestos indirectos ligados al consumo de hidrocarburos–, a la utilización de combustibles alternativos y a la disminución de la importancia de las industrias pesadas en la economía, que son las que utilizan energía intensivamente, para dar paso a un

mayor peso de las empresas de servicios y de tecnología de la información. Por el contrario, en la actualidad, los países en desarrollo son cuatro veces más vulnerables a las subidas del precio del crudo que los países desarrollados, y son más vulnerables que en los años setenta debido a la generalización de los coches y al rápido proceso de industrialización.

En tercer lugar, cada una de las anteriores subidas del precio del petróleo se produjo cuando las economías de los países desarrollados estaban recalentándose y la inflación ya estaba subiendo, por lo que el aumento de los precios se transmitió rápidamente a los salarios. En cambio, actualmente la inflación subyacente permanece básicamente estable. En 1999, el índice de precios de materias primas de *The Economist* se incrementó en menos de un 5 por 100, mientras que en 1973 aumentó un 70 por 100. Por último, las tres escaladas de precios anteriores estuvieron relacionadas con guerras, revoluciones y conflictos políticos internacionales, por lo que el mercado de crudo soportaba una incertidumbre adicional que no está presente en la actualidad. El comportamiento dialogante y moderado del cártel de productores debería reducir el impacto negativo de la crisis en la confianza de los empresarios y de los consumidores.

En cualquier caso, el impacto de la subida de precios del crudo dependerá del tiempo que éstos permanezcan en su nuevo nivel. Las expectativas de los principales organismos internacionales son optimistas. El FMI(9) predice que el nivel medio de los precios del crudo será de 26,5 dólares/barril este año. Si, en cambio, es de 30 dólares/barril supondrá una reducción de un mero 0,5 por 100 en las expectativas de crecimiento y un aumento del 0,6 por 100 en la inflación prevista. La OCDE presenta unas previsiones más optimistas: por cada 10 dólares/barril que aumenten los precios, si se mantiene la subida durante un año, el crecimiento se reducirá un 0,25 por 100 y la inflación aumentará un 0,5 por 100. Ambas instituciones prevén un impacto mayor de la crisis energética en los países en desarrollo.

Sin embargo, estas previsiones son tan fiables como las hipótesis sobre las que se han construido. Una suposición crítica es la que se refiere a la velocidad con la que los exportadores de petróleo gastarán sus ingresos en im-

portaciones. La OCDE estima que gastarán entre un 80-90 por 100 en un plazo de dos años, mientras que el FMI asume unas cifras menores, ya que muchos países exportadores tienen déficit exteriores y fiscales importantes. Otra hipótesis se refiere a la probabilidad de que la inflación se transmita a los salarios, lo que depende de la tasa de desempleo y de la flexibilidad del mercado de trabajo. La tercera hipótesis hace referencia a cuál será la respuesta de los bancos centrales. Si no aumentan los tipos de interés, permitiendo que los tipos reales disminuyan, se amortiguará el impacto inicial sobre la producción a cambio de un mayor riesgo de inflación en el futuro, y viceversa. En cambio, tanto el FMI como la OCDE suponen que los bancos centrales reaccionen subiendo los tipos de interés, por lo que predicen una mayor caída de la producción a corto plazo. Por último, ninguna de las dos instituciones prevé un cambio en el comportamiento de los mercados financieros, y sin embargo no es difícil que pueda producirse un fuerte descenso de los mercados de valores por la preocupación por los precios del crudo, y que esto afecte al gasto de las familias y a la inversión de las empresas. Teniendo en cuenta todos los factores que pueden variar, no es extraño que los economistas hayan subestimado siempre el impacto de las crisis del petróleo.

En cualquier caso, estamos de acuerdo con el mensaje general de los dos organismos internacionales: los mayores precios del petróleo no reducirán significativamente el crecimiento económico de la economía mundial, y aún menos el de los países desarrollados, por lo que no hay un riesgo próximo de una recesión. En nuestra opinión, a largo plazo es muy probable que los precios del petróleo bajen, porque las respuestas económicas y políticas a los altos precios y la aplicación de nuevas tecnologías reducirán la demanda e incentivarán la exploración de nuevos yacimientos y la utilización de fuentes alternativas de energía. Pero a corto plazo los precios pueden permanecer altos todavía durante un cierto tiempo, al menos hasta que pase la temporada invernal en los países desarrollados.

Esta opinión es sostenida por expertos verdaderamente cualificados, como el jeque Ahmed Zaki Yamani, que fue ministro del petróleo de Arabia Saudita cuando se produjo la escalada de precios de 1979-80. Cuando los

miembros de la OPEP no consiguieron llegar a un acuerdo sobre un mecanismo no discrecional para la determinación de los precios, predijo que el mercado se encontraría en una situación de exceso de oferta en pocos años debido al ahorro energético de los países desarrollados y al aumento de producción de crudo fuera de la OPEP, como de hecho sucedió. Recientemente, tras la reunión de la organización de exportadores del 10 de septiembre afirmaba que "la OPEP tiene mala memoria, y pagará un precio elevado por no haber actuado en 1999 para controlar los precios del petróleo. Ahora es demasiado tarde... los precios podrían subir un poco más este invierno, pero ya bien entrado el 2001 los precios empezarán a bajar, y a largo plazo la situación de la OPEP será horrible" (10). Está por ver si los miembros del cártel serán capaces de dejar que el buen sentido económico dirija sus decisiones de ahora en adelante.

NOTAS

(*) Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED).

(1) *World Economic Outlook*, FMI, septiembre de 2000.

(2) Para una explicación más detallada, *vid.* Masseron (1990) y Centeno (1982).

(3) Según el contenido de azufre, los petróleos son calificados como crudos "dulces", cuando el azufre es menos del 0,5 por 100-1 por 100 del peso del crudo, y crudos "agrios", si superan ese porcentaje.

(4) *Vid.* García-Verdugo (2000), págs. 103-104. En una clasificación de los crudos más importantes, el autor incluye casi cien, aunque no todos tienen la misma relevancia.

(5) En la actualidad, los crudos que la componen son el Arab ligero (34º), de Arabia Saudita; el Fateh (32º), de Dubai; el Saharan (44º), de Argelia; el Bonny ligero (37º), de Nigeria; el Tía

Juana ligero (31º), de Venezuela; el Minas (34º), de Indonesia; y un crudo ajeno a la OPEP, el Isthmus (34º), de Méjico.

(6) *Monthly Oil Market Report*, AIE, septiembre de 2000, pág. 39.

(7) *Monthly Oil Market Report*, AIE, septiembre de 2000, pág. 44.

(8) *The Economist*, "Mission Impossible", declaraciones de Rilwanu Lukman, 1 de abril de 2000.

(9) *World Economic Outlook*, septiembre de 2000, FMI.

(10) *The Economist*, "OPEC and the Voice of Doom", 9 de septiembre de 2000.

BIBLIOGRAFÍA

Adelman, M.A. (1990), "The 1990 oil shock is like the others", *Energy Journal*, 11 (4), págs. 1-15.

Centeno, R. (1982), *Economía del petróleo y del gas natural*, Tecnos.

Evans, J. y G. BROWN (1991), *OPEC and the World Energy Market: A Comprehensive Reference Guide*, Longman.

García-Verdugo, J. (2000), *Los mercados de futuros petrolíferos: una revolución silenciosa en el sector energético*, UNED Ediciones.

Masseron, J. (1990), *Petroleum Economics*, 4ª ed., Technip.

Agencia Internacional de la Energía (2000a), *Monthly Oil Market Report*, Agencia Internacional de la Energía, septiembre.

— (2000b), *Oil Prices and Taxes in the Year 2000*, Agencia Internacional de la Energía, septiembre.

Razavi, H. (1989), "The new era of petroleum trading: Spot oil, spot-related contracts and futures markets", *World Bank Technical Paper*, nº 96.

Reiss, P. (1989), *Economic and Financial Determinants of Oil and Gas Exploration Activity*, National Bureau of Economic Research.

Fondo Monetario Internacional (2000), *World Economic Outlook*, Fondo Monetario Internacional, septiembre.