El futuro del petróleo

Posted on 1 de septiembre de 2005 by Pedro A. Merino

Es difícil hablar del futuro de la energía con un lenguaje asequible y, a la vez, preciso. En este sentido, hay que felicitarse por la publicación del libro de Paul Roberts *El fin del petróleo*. El mero hecho de utilizar un lenguaje accesible y exacto no resuelve, claro está, las incertidumbres existentes sobre el presente y el futuro de la energía y, más concretamente, del petróleo, pero permite al lector familiarizarse rápidamente con las cuestiones más relevantes y, en algunos casos, con las más debatidas para avanzar en la comprensión del funcionamiento y el devenir de este mercado crucial.

La opinión de Roberts sobre el futuro más probable parece estar, en gran medida, mediatizada, por una parte, por los expertos que ha consultado y, por otra, por la propia dinámica del periodismo en que las noticias sobre riesgos inevitables venden, sobre todo si aparecen bajo una llamativa cabecera, como es el título del libro *El fin del petróleo*.

Entre los diversos méritos del libro hay que señalar la solvencia y credibilidad de la mayor parte de las personas o expertos consultados, y el esfuerzo del autor por ser lo más informativo posible. Probablemente este libro sea una buena iniciación para la comprensión de lo que significa el petróleo para la economía mundial y de cómo la evolución económica de los últimos años está cambiando el escenario de abundancia relativa y, por tanto, de precios bajos en el que nos hemos movido durante la última década del pasado siglo.

Hoy, en el centro de la primera década del siglo XXI, tanto si miramos hacia atrás como si vislumbramos el futuro, parecen existir pocas dudas de que los años del petróleo a veinte dólares/barrilEl barril es una medida de volumen que equivale a 159 litros. son historia casi lejana. Hablar del petróleo es hablar, en general, de energía, no sólo porque en la actualidad es la fuente primaria más utilizada, sino porque el precio del petróleo es el que, de una manera u otra, determina el precio final de prácticamente todos los productos finales energéticos, sea electricidad, calefacción o carburantes. En este sentido, lo que ocurra con los precios del petróleo no es sólo importante para las empresas energéticas, sino que supera con mucho los problemas propios de las compañías para convertirse en una de las variables a tener en cuenta para analizar la evolución previsible de la economía mundial. Esta relación también se produce en sentido inverso: el crecimiento económico es fundamental para explicar la evolución de los precios del petróleo.

PRECIOS DEL PETRÓLEO

Esta variable –precio del petróleo–, después de pasar casi inadvertida en los medios de comunicación durante gran parte de la década de los noventa, saltó de nuevo a la actualidad a partir de mediados de 1999, para ocupar las primeras páginas de todos los periódicos en el otoño del año 2000, cuando los precios se situaron por encima de los treinta dólares/barril. Desde entonces, con más o menos intensidad ha pasado a ser una de las variables económicas más mediáticas. Las razones son bien conocidas: el precio medio del petróleo de calidad BrentEs un crudo típico de alta calidad, ligero y bajo en azufre, producido en los campos Brent del mar del Norte, que se utiliza como crudo de referencia en operaciones al contado y a plazo, especialmente en Europa. en 2004 fue de 38 dólares. En el período 1999-2004 el precio medio fue de 29 dólares, un 39,5% superior al del período 1986-1998.Finalmente, el promedio en el primer semestre de 2005 fue de 50,34 dólares por barril, alcanzando un máximo histórico de 59,59 dólares el 27 de junio de 2005.

Desde finales del año 2000, los precios del petróleo no han dejado de ser un tema de debate tanto en relación con sus implicaciones macroeconómicas –efectos sobre el crecimiento económico– como en torno a las causas del alza de los mismos. En los últimos doce meses –y el libro de Paul Roberts es una prueba– el debate ha ido en aumento, apareciendo voces cada vez más numerosas que cuestionan la capacidad de la futura oferta de petróleo para hacer frente a una demanda que crece más de lo esperado. El reflejo de esta opinión en los mercados es el mantenimiento de elevados precios del petróleo. La idea de que los precios altos continuarían en el futuro comenzó a generalizarse cuando en los mercados de operaciones a plazo se consolidaron, en el primer trimestre de 2004, precios para entrega dentro de cinco años por encima de los 30 dólares/barril de Brent. En febrero de 2005 el precio a plazo superó los 37 dólares y a principios de junio se sitúa ya en más de 53 dólares.

Es en este contexto de precios al contado y a plazo en niveles máximos históricos en el que intenta analizarse cuáles son las fuerzas prevalecientes, hoy, en el mercado y si la dinámica de estas fuerzas revela que esta situación puede continuar, tanto a medio plazo, es decir, en los próximos 18-24 meses, como a largo plazo.

Con este fin, hay que examinar la demanda actual y previsible y compararla con la que se predecía hace dos años, prestando atención no sólo a su mayor crecimiento, sino a la sorprendente fortaleza de éste en un entorno de precios más altos de los previstos. Igualmente, debe analizarse la oferta actual y futura de petróleo. Para ello, previamente, se introduce el concepto de reservas de petróleo, de tal forma que se facilita una mejor comprensión del papel preponderante que desempeña la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en el mercado, tanto por producción como por la posesión de la mayor parte de las reservas de crudo. También es muy importante entender cómo las expectativas sobre los precios a largo plazo influyen de manera determinante en los gastos

de inversión de las compañías privadas internacionales de petróleo y, de esta manera, en la respuesta de lo que se conoce como «la producción en países no OPEP».

Antes de iniciar este análisis, es conveniente situar en perspectiva los niveles de precios del petróleo de los últimos meses. El precio medio del crudo de calidad Brent en 2003 fue de 28,8 dólares/barril y el precio medio de 2004 ha sido de 38,2 dólares; estas cifras en euros son de 25,5 euros/barril en 2003, al tipo de cambio medio del período, y de 30,8, al tipo de cambio medio de 2004. Por último, el día 4 de julio la cotización de cierre del Brent fue de 48,68 euros por barril, equivalentes a 57,94 dólares.

En términos nominales, el precio del barril de Brent ha experimentado un aumento de más del 40% entre la media del período 1990-1998 y la media del período 2000-2004. La diferencia entre precios nominales, o corrientes, y reales es un dato a tener en cuenta a la hora de hablar de altos precios del petróleo en 2004. Si bien los precios nominales de 2004 son los más altos de la historia, equivalen a 12 dólares/barril de Brent en dólares constantes de 1980. Hay que recordar que entre 1978 y 1982 el barril de Brent superó los 35 dólares; es decir, en la crisis petrolífera iniciada en 1978 se alcanzaron precios del crudo muy superiores, en términos reales, a los actuales.

Una vez puesto en perspectiva el nivel de precios del petróleo, tanto en lo que se refiere a la moneda de referencia, dólar o euro, y a valores nominales o reales, hay que centrarse en el análisis de las fuerzas de la demanda y de la oferta que están operando en la actualidad.

DEMANDA DE PETRÓLEO

En lo que a demanda se refiere, podemos hablar de varios factores explicativos del cambio de tendencia. Un primer factor es la fortaleza de la demanda como consecuencia de una recuperación del crecimiento económico global. Sin duda, gran parte de la extraordinaria fortaleza de la demanda se debe al elevado crecimiento que ha experimentado la actividad económica mundial en 2004. El FMI estima que la economía mundial creció un 5,3% en 2004, un punto y medio porcentual más que la media de los últimos cinco años. Para 2005 y 2006, el crecimiento mundial previsto por el FMI se sitúa en el entorno del 4,4%.

Más allá de las cifras de crecimiento económico, lo que ha tenido efectos en el mercado ha sido la sorpresa que ha provocado el hecho de que este alto crecimiento económico se haya traducido en una extraordinaria recuperación de las tasas de crecimiento de la demanda de petróleo, que ha crecido con una fortaleza desconocida desde los años setenta. Es decir, el mayor crecimiento económico es importante, pero lo es más que la elasticidad de la demanda de petróleo a ese crecimiento se haya acelerado en el pasado año. En 2004, la

demanda mundial de petróleo ha aumentado en 2,5 millones de barriles por día (mb/d). Para situar este crecimiento en contexto hay que tener en cuenta que el crecimiento anual medio del período 1995-2003 fue de 1,1 mb/d, y hay que remontarse a la década de los setenta para encontrar tasas de crecimiento similares a la de 2004.

Podría decirse que el crecimiento económico per se no puede explicar todo el alza del precio del petróleo, ni, sobre todo, las expectativas de precios elevados. Los ciclos económicos son una regularidad empírica y, con toda probabilidad, a la expansión le seguirá, tarde o temprano, la desaceleración. Por tanto, es necesario analizar qué ha cambiado más allá del crecimiento económico y justificar que estos cambios pueden ser estructurales, si queremos explicar el aumento que ha tenido lugar en los precios del petróleo a largo plazo.

Un segundo factor determinante del cambio de tendencia en la demanda que se consideraría estructural es la esperada aceleración tendencial del crecimiento económico global, de manera que la tasa media de los últimos veinte años, 3,7%, será superada claramente en esta década. Este hecho se explicará por la aportación al crecimiento económico de los países emergentes. Del crecimiento mundial previsto por el Fondo Monetario Internacional en 2004 y 2005, 5% y 4,3%, respectivamente, un 23% viene explicado por China, el resto de Asia un 20% y Latinoamérica un 10%. En la composición del crecimiento económico mundial gana peso una región, Asia, y un país en concreto, China, no sólo por su crecimiento actual, sino por las perspectivas a medio y largo plazo.

El crecimiento económico de los países emergentes asiáticos ha sido del 6% en 2004. El incremento medio anual de la demanda de petróleo de estos países en el período 1999-2004 ha sido de 900.000 b/d, mientras que en los países de la OCDE ha sido menos de la mitad (387.000 b/d).En términos absolutos, hay que destacar que el 70% del crecimiento de la demanda de petróleo de los últimos cinco años se debe a la demanda de los países asiáticos. Muchos de ellos se encuentran en los primeros estadios de la industrialización y de la motorización, cuando el consumo per cápita de energía comienza a crecer y, por lo tanto, el margen para aumentar el peso en el consumo mundial de energía y de petróleo es amplio.

El proceso de convergencia de la renta per cápita de estos países con los países desarrollados llevará, además, a un espectacular desarrollo del grado de penetración del transporte que es, actualmente, muy bajo en estos países (cerca de diez vehículos por mil habitantes en China y siete en India, mientras que en Estados Unidos es de ochocientos noventa). En los próximos años, el transporte será el principal motor del crecimiento de la demanda de petróleo.

Un tercer factor explicativo del cambio de tendencia en la demanda de petróleo es el hecho

de que en los países asiáticos emergentes, principalmente China, la elasticidad de demanda de petróleo a la renta per cápita o al crecimiento del PIB está siendo más alta de lo estimado y está situándose claramente por encima de las elasticidades utilizadas en las previsiones a largo plazo. Esta mayor elasticidad es, en gran parte, como ya hemos indicado, consecuencia del inicio de un fenómeno generalizado de motorización, pero también es consecuencia de un peso mayor del esperado de la inversión, tanto en manufacturas para exportación como en infraestructuras de transporte.

Las previsiones de «consenso» de los organismos internacionales sobre la relación entre crecimiento del PIB y crecimiento del consumo energético implican una continua mejora en la eficiencia energética o, lo que es lo mismo, una elasticidad de la demanda de petróleo al crecimiento de la renta cada vez menor. Pero éste no ha sido el caso de los países que han despegado económicamente en los últimos veinticinco años, como demuestra el ejemplo de Corea, ni está siendo el caso de China en los últimos dos años.En realidad,en las dos últimas décadas del siglo XX, la mayoría de los países que han pasado de tener una renta per cápita baja a una media no han visto reducida la elasticidad de demanda de petróleo al crecimiento del PIB. Esta situación se explica, en gran parte, como ya se ha indicado, por el peso creciente del transporte en el consumo final de petróleo. Es decir, el factor que determina esta evolución –alta elasticidad del consumo energético respecto al crecimiento económico– es el nivel del PIB o renta per cápita. Cuando esta renta es baja y está creciendo, la elasticidad del consumo de energía al PIB no cae.

A diferencia de las previsiones para otros países emergentes, es previsible que la renta per cápita de los chinos crezca a tasas del 9% en los próximos diez años. El consumo energético de China se ha situado en los últimos años en torno a una tonelada equivalente de petróleo per cápita, nivel muy inferior al de los países desarrollados. Estados Unidos es el país con mayor consumo energético per cápita, con casi 8,5 toneladas equivalentes de petróleo por habitante en el año 2000, y doblando al de otros países industrializados, como Alemania y Japón. Si suponemos en China una evolución similar a la coreana del ratio renta per cápita/consumo per cápita de energía, la demanda de energía primaria de China podría superar con creces la cifra de crecimiento de consumo estimada por las agencias oficiales, que es del 5,5%, y acercarse al crecimiento de la renta per cápita, es decir, entre el 7 y el 9% de crecimiento.

Si el proceso de convergencia en renta per cápita se acelera más de lo previsto, la intensidad en el uso del petróleo podría caer aún menos y las consecuencias para el precio del petróleo serían trascendentales. De hecho, las diferencias en términos de consumo de petróleo, que es lo que al final determina el efecto en los precios, son dramáticas según consideremos el escenario de «consenso» o el de continuación de lo sucedido en 2004. El Departamento de

Energía estadounidense estima que el consumo de petróleo chino aumentará en 2000-2025 entre 8 mb y 10,2 mb/d (cerca de la capacidad de producción actual de Arabia Saudí) en función del crecimiento económico medio que se alcance en el período, pudiendo llegar hasta 15 mb/d si la relación consumo de petróleo/renta per cápita evoluciona de modo similar a como la han hecho países como Corea del Sur.

Un cuarto factor determinante del cambio de tendencia en la demanda de petróleo es la baja elasticidad o sensibilidad de la demanda de petróleo al precio que están teniendo las actividades de transporte en los países industriales, tanto respecto al pasado reciente como respecto a la elasticidad en otros sectores de consumo final, como son el residencial y el industrial. El sector transporte supone ahora más del 65% del total del consumo final de petróleo en la OCDE, frente al 45% en las décadas de los años setenta y ochenta. La demanda de los países industriales no está resintiéndose en un escenario de precios en el entorno de cuarenta dólares por barril, porque la mayor parte del petróleo se utiliza en el sector transporte, básicamente privado, a diferencia de lo que ocurría en las décadas de los setenta y ochenta. Realmente, no existen alternativas económicas en el corto y medio plazo para la gasolina y el gasóleo de automoción.

Un quinto factor es que el efecto sobre la evolución del PIB mundial de un aumento de los precios del crudo no está poniendo en peligro, como en pasados episodios de aumentos de precios, el crecimiento económico. La mayoría de las estimaciones hablan de 0,2/0,3 puntos de menor crecimiento en los países industriales por cada diez dólares de aumento del precio del crudo. De esta forma, como colofón, si el PIB mundial no se ve frenado por los precios del crudo, el fuerte crecimiento económico supondrá que la demanda de crudo continúe creciendo por encima de las tasas medias registradas en la década de los noventa.

Este menor efecto de los precios del petróleo sobre el crecimiento económico tiene que ver con la menor intensidad energética de los países, pero también con tipos de interés reales más bajos. Estos menores tipos de interés reales se justifican, grosso modo, en un entorno mundial de menor inflación, en un mercado de trabajo más flexible y en la competencia de bienes más baratos procedentes de países emergentes. Los menores efectos inflacionistas de los aumentos del precio del petróleo, hoy, comparados con los de los años setenta y ochenta, son básicos para entender que en la actualidad los mayores precios de petróleo no afectan tanto al crecimiento económico como en esas décadas, cuando la respuesta de las autoridades monetarias vía aumento de tipos de interés fue el principal determinante de la recesión que siguió a las crisis del petróleo. Nada apunta a que en el contexto actual las autoridades monetarias vayan a responder con fuertes aumentos de los tipos de interés que se acerquen a los aumentos de los tipos de interés reales que tuvieron lugar en 1973 o 1980.

En resumen, en los últimos años, pero especialmente en 2003-2004, se han puesto de manifiesto unas condiciones de demanda distintas a las prevalecientes en otros períodos, tanto durante la década de los noventa, como en pasados períodos de aumentos de precios nominales del petróleo. Estos cambios pueden resumirse en la importancia creciente en la economía mundial de los países emergentes de Asia y en la entrada en la escena global de China, un país que ha pasado de ser exportador neto de petróleo en 1992, a ser en 2004 el tercer importador neto, con unos tres millones de barriles/día.Adicionalmente, se constata que el crecimiento de estos países viene acompañado por un aumento de renta per cápita que a partir de determinados niveles implica una elasticidad del consumo al crecimiento de la renta nacional mayor de la que se atribuía a estos países. Por otra parte, la demanda de los países industriales no está resintiéndose en un escenario de precios en el entorno de los 40 dólares porque la mayor parte del petróleo se utiliza en el sector transporte, a diferencia de lo que ocurría en los años setenta y ochenta.

Pero,además de los importantes cambios en los factores explicativos de la demanda de petróleo, existen cambios muy importantes en los factores explicativos de la oferta, que también contribuyen a un escenario de precios altos.

LAS RESERVAS DE PETRÓLEO

Antes de abordar el análisis de la situación de la oferta o producción de crudo, debemos aclarar cómo se forman y qué significan las reservas mundiales de crudo. Para ello, es conveniente recordar qué es el petróleo, cómo se forma y dónde se encuentra.

El origen del petróleo esta asociado a la formación de rocas sedimentarias y a la descomposición de organismos de origen vegetal y animal. El petróleo no suele encontrarse en el lugar en que se genera.La generación de petróleo se produce a partir de la materia orgánica que se encuentra en sedimentos de grano fino, como arcillas; a estos sedimentos se les llama rocas madre. Posteriormente, el petróleo se traslada a sedimentos de grano más grueso, como areniscas, por medio de un proceso llamado «migración».A veces, el petróleo no encuentra obstáculos en su migración, por lo que sale o brota a la superficie como un manantial (así se conoció la existencia del petróleo), o bien queda entrampado. Las «trampas» son estructuras del subsuelo donde existen condiciones adecuadas para que se acumulen los hidrocarburos. Se caracterizan por la presencia de rocas porosas y permeables, conocidas como rocas almacén o «reservorios», donde se acumulan o almacenan los hidrocarburos, bordeados de capas de rocas impermeables o rocas sello, que impiden su migración.

Un campo petrolero puede incluir más de un yacimiento, es decir, más de una única

acumulación continua y delimitada de petróleo. De hecho, puede haber varios depósitos acumulados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más. La mayoría del petróleo descubierto y explotado en el mundo se encuentra en unos pocos yacimientos grandes.

El petróleo existente en el subsuelo son las reservas. El cálculo de las reservas mundiales es complejo y está sujeto a interpretaciones. Dada la complejidad de este concepto, es necesario aclarar cada una de las categorías de reservas existentes. En general se habla de reservas probadas, probables y posibles.

Las reservas probadas se refieren a volúmenes de petróleo situados en yacimientos ya descubiertos, extraíbles en cualquier momento, con la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponibles, y con las condiciones técnicas y económicas existentes. Las reservas probadas son las que se consideran en la mayoría de los cálculos de reservas mundiales. Las reservas probables, por su parte, se refieren a volúmenes de petróleo ubicados en yacimientos ya descubiertos, a los que tanto los datos geológicos como los de ingeniería otorgan razonable probabilidad de ser recuperados, aunque requieren confirmación más avanzada para poder clasificarse como probadas. Finalmente, las reservas posibles son aquellos volúmenes de petróleo que, basados en estudios geológicos o de ingeniería, realizados en áreas no perforadas, poseen todavía un alto grado de incertidumbre en cuanto a su existencia.

Las tres zonas que concentran las reservas mundiales de petróleo son Oriente Medio, Latinoamérica y la antigua Unión Soviética. En torno al 80% del crudo remanente en el subsuelo –reservas probadas- se sitúa en estas regiones. Desde el punto de vista de la producción, son Oriente Medio, la antigua Unión Soviética y Estados Unidos las tres zonas que concentran la producción mundial: en torno al 60% del crudo producido en el mundo. .

Sin duda, la región más importante es la de Oriente Medio, que reúne condiciones óptimas para la explotación: abundancia de grandes «bolsas» de petróleo, una inmejorable ubicación geográfica en cuanto a la utilización del transporte marítimo y una orografía que facilita la construcción de canalizaciones hasta los puertos, para que el crudo sea distribuido desde allí.Arabia Saudí, con más del 12% de la producción total, es el mayor productor del mundo y cuenta con casi el 30% de las reservas mundiales.

A lo largo de la historia petrolífera, se han realizado muchos cálculos sobre la disponibilidad futura de este recurso no renovable. El «R/P ratio», ratio de reservas sobre la producción, y el

«R/C ratio», ratio de reservas sobre consumo, son los más utilizados como estimación sobre la disponibilidad futura de petróleo. Sin embargo, estas dos medidas están sujetas a supuestos de invariabilidad en los ritmos de producción y consumo y, además, son poco flexibles respecto a cálculos de nuevas reservas. Según datos de British Petroleum, para 2003, con los actuales niveles de producción y consumo, las reservas actuales durarían, aproximadamente, cuarenta años. Este ratio ha permanecido en niveles similares o superiores en los últimos treinta años.

Una vez descritas las definiciones de reservas, su distribución geográfica y los ratios utilizados de disponibilidad de producción se comprenderá mejor cómo actúan los distintos factores de oferta y cómo la interacción de estos factores ha cambiado en los dos últimos años, como consecuencia inicialmente de una demanda que crece a una tasa media del 3%. Cifras en ese entorno ponen de manifiesto las insuficiencias para responder por el lado de la oferta.

OFERTA DE PETRÓLEO

Los factores de oferta cuya interacción es determinante para el funcionamiento del mercado del petróleo son: el ciclo inversión/producción y el control por parte de la OPEP del excedente o capacidad ociosa, entendida como la cantidad de reservas que pueden movilizarse como producción a corto plazo y mantenerse como tal durante un período de, al menos, tres meses.

La oferta, vía nueva producción, está dada en función de las inversiones que se realizaron cinco o seis años antes. Es decir, la oferta no puede adaptarse en un período corto a una sorpresa por el lado de la demanda, porque la respuesta del ciclo inversor exige cuatro-seis años para que los proyectos maduren y se extraiga más petróleo. Solamente en el caso de que haya una capacidad ociosa o margen para aumentar la producción a corto plazo podría darse respuesta a esta situación sin un aumento de los precios.

Una de las características de la industria del petróleo es que existe una relación fundamental entre altos costes fijos y bajos costes variables de producción. Los altos costes fijos exigen altos precios para hacer rentable el lanzamiento de nuevas inversiones y que éstas se utilicen a plena capacidad. Sin embargo, los costes variables bajos hacen que en períodos de exceso de capacidad instalada se produzcan importantes caídas de precios; por lo tanto, la dinámica propia del mercado es de alta volatilidad. Hay que señalar que cuando no ha habido restricciones de oferta, la tendencia histórica ha sido a una disminución de precios en moneda constante de un 3%.

Desde los años sesenta puede observarse que la interacción entre la oferta OPEP, determinada por el ciclo inversión/producción, y la oferta no OPEP, determinada por la gestión del excedente, es el elemento fundamental que determina la respuesta de la oferta de petróleo. Estas relaciones han sufrido variaciones a lo largo de la reciente historia, y parecería que están experimentando un cambio estructural y dramático en los últimos años.

Durante el período 1999-2003, con su gestión del excedente o capacidad ociosa, la OPEP consiguió,por una parte, un mayor control del mercado mediante la disminución de los *stocks* comerciales que tenían las compañías privadas en los países occidentales.Y, por otra, un precio más elevado. Durante dicho período, la OPEP no aumentó su producción, pero sí incrementó sus ingresos por exportaciones, y fue la producción no OPEP la que satisfizo los aumentos de demanda. En el período 1999-2003, una gran parte del aumento de producción adicional provino de los países de la antigua Unión Soviética, fundamentalmente de Rusia, debido al aumento en la rentabilidad de los campos ya existentes, con la introducción de tecnologías «occidentales» o modernas. Esta fue la respuesta a los mayores precios del período: la puesta en valor de numerosos yacimientos en Rusia que no estaban explotándose. Otra parte del incremento de la producción fue consecuencia del incremento genuino de reservas mediante la aplicación de avances tecnológicos. Este aumento de la capacidad instalada en la zona no OPEP, por la ampliación de las reservas de petróleo, se logró con la reducción de los costes de exploración y producción. Se incrementó la posibilidad de éxito en los sondeos exploratorios; se optimizó la producción de petróleo y aumentó el factor de recuperación, como porcentaje del petróleo in situ; se accedió a nuevas cuencas marinas situadas en aguas profundas; y empezó a producirse de manera rentable crudo pesado y extrapesado.

En resumen, durante el período 1999-2003, la interacción OPEP-no OPEP se tradujo en aumentos de producción no OPEP, gracias a la mayor aplicación de nuevas tecnologías, a la exploración y a la introducción de técnicas modernas en la gestión de la producción en Rusia. La visión más extendida hasta hace unos meses era que la oferta no OPEP continuaría incrementándose y que la OPEP seguiría gestionando con éxito su capacidad excedente. Es decir, que estaríamos en una situación de equilibrio, pero con precios más altos. Sin embargo, esta visión ha sido cuestionada en los últimos tiempos por numerosos analistas y operadores del mercado. Se argumenta que el equilibrio antes descrito ha desaparecido como consecuencia de que la renovada fortaleza de la demanda obliga a una respuesta más dinámica de la oferta, que es imposible de conseguir o que, cuando menos, se retrasa. La fortaleza de la demanda ha puesto de manifiesto las insuficiencias de la oferta para responder en el corto plazo, y estaba incluso cuestionando la capacidad de respuesta a largo plazo, en entornos de precios relativamente altos.

¿Cuáles son las causas de estas dificultades de respuesta de la oferta? En primer lugar, a partir de 2003, y especialmente en 2004, se hace más patente que los pozos de petróleo que, en su mayoría, están en campos maduros de más de veinte años, comienzan a experimentar tasas de agotamiento superiores a las de hace unos años. Esto se deriva, por un lado, naturalmente, de la propia finitud del recurso, dada la vida esperada del pozo, pero también de la aceleración e intensificación en la explotación, como consecuencia del tipo de inversión realizada y de la tecnología más potente incorporada a los procesos. Las nuevas tecnologías permitieron extraer más petróleo a mayor velocidad, por lo que su aplicación se ha traducido en un proceso de agotamiento más rápido de los yacimientos.

En segundo lugar, la baja inversión en exploración, consecuencia de los precios reales bajos en el período 19851998, se tradujo en menos descubrimientos en los últimos quince años. Ningún experto discute que los nuevos descubrimientos son precursores del futuro perfil de producción, y los descubrimientos han disminuido de manera sustancial en los últimos quince años. De hecho, una gran parte de las previsiones de producción de petróleo a largo plazo suponen que se alcanza un máximo de producción en los próximos diez-quince años y que, a partir de entonces, comienza a declinar la producción mundial.

En tercer lugar, la capacidad ociosa de la OPEP ha ido reduciéndose de manera paulatina desde 2002, hasta situarse en el mes de septiembre de 2004 en sólo 310.000 barriles/díaEsta cifra excluye la potencial capacidad ociosa de Irak. según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), lo que suponía menos del 0,5% de la producción mundial diaria. En la actualidad, aunque las cifras de capacidad ociosa manejada están sujetas a mucha incertidumbre, la situación continúa siendo muy preocupante, ya que, excluyendo a Venezuela, Indonesia, Nigeria e Irak, países donde por ahora la mayoría de los analistas descuentan que hay factores que impiden aumentos rápidos y sostenidos de producción, estamos hablando de cifras de capacidad ociosa de entre un millón y millón y medio de barriles día, según las fuentes, es decir, el 1,5% de la producción diaria en un mercado sujeto a altos riesgos, tanto técnicos como geopolíticos.

PERSPECTIVAS: PRECIOS ALTOS Y MAYOR INVERSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLÍFERA

La cuestión es que está empezándose a dudar, incluso, de que ese «excedente o capacidad ociosa» sea suficiente para satisfacer las necesidades de demanda ante cualquier eventualidad que afecte negativamente a la producción. En suma, ante una mayor fortaleza de la demanda, la percepción de la incapacidad de respuesta de la oferta a corto plazo ha determinado, en parte, que los precios se hayan desplazado al alza. La propia dinámica tradicional de la oferta indica que su aceleración requerirá de un período de alta inversión al

que seguirá, con un cierto retraso, la mayor producción.

Si se tuviesen que resumir las interacciones oferta-demanda en el mercado del petróleo en los últimos dos años, podría afirmarse lo siguiente: tanto las condiciones de demanda como de oferta parecen haber cambiado de manera radical. La dinámica de mayores precios, introducida por la mayor presencia en el escenario global del petróleo de los países emergentes por el lado de la demanda, se aceleró a partir del año 2004 como consecuencia de las dificultades de la oferta para hacer frente a mayores crecimientos en el futuro. Estas dificultades quedaban de manifiesto en la existencia de mayores tasas de agotamiento de los pozos en los países no OPEP; menores tasas de crecimiento en la producción de petróleo en Rusia; la caída de la capacidad ociosa de la OPEP, y la continua reducción de los *stocks* comerciales de crudo y de productos en los países de la OCDE.

De confirmarse en los próximos años esta tendencia, y va camino de ello, si no lo ha hecho ya, estaríamos a las puertas de una nueva etapa. La nueva situación está traduciéndose ya en una nueva composición de la oferta mundial y en precios más altos. La OPEP ha recuperado cuota de mercado, sin que los precios dejen de aumentar, la cuota de producción mundial de Rusia parece estabilizarse, después de varios años de aumento, y la cuota de producción del resto del mundo ha comenzado a disminuir.

El problema es que, dado los crecimientos previstos de la demanda y la baja capacidad de inversión de los países OPEP, donde la inversión extranjera privada es muy limitada, se necesitará un período prolongado de precios altos que atraiga inversión privada al sector petróleo o a sectores alternativos.

Debido a los bajos rendimientos históricos de la inversión en las actividades de producción, transporte y refino en los últimos años, el crecimiento del gasto ha sido muy modesto, elevando la tasa de utilización de la capacidad de producción, transporte y refino hasta niveles récord.Además, la poca inversión efectiva en exploración y producción se ha registrado no en áreas con altos rendimientos, sino en cuencas antiguas, donde ya existía suficiente infraestructura. La última vez que la industria invirtió *masivamente* en pozos, plataformas, oleoductos y buques fue en la década de los setenta. Después de este gran desembolso, la industria pudo atender durante años las elevadas tasas de crecimiento de la demanda de energía a un coste marginal relativamente bajo.

En definitiva, ha llegado el momento de un fuerte proceso inversor en infraestructura de «próxima generación» que permita el crecimiento y desarrollo de la oferta. Este proceso, que ya se ha iniciado, podría extenderse durante los próximos cinco o diez años.Al agotarse la fase de inversión, la industria entraría en una nueva fase de explotación, durante la cual los

precios podrían volver a caer, como consecuencia de que gracias a los avances tecnológicos podría verse reducido significativamente el coste de producir petróleo una vez instalada la infraestructura, salvo que se confirmen las expectativas de una demanda creciente y cada vez más resistente a precios elevados.

Uno de los elementos más importantes para entender la visión actual de consenso sobre el mercado del petróleo es la incertidumbre que rodea las inversiones y los aumentos de capacidad de producción en la región donde se encuentran más del 55% de las reservas, es decir, Oriente Medio. Sólo en el caso de inversiones masivas en la zona de mayores reservas podría acortarse sustancialmente el período de respuesta de la oferta a la fuerte demanda y asegurar precios a la baja.

Si consideramos que el futuro será una proyección lineal de lo que es la OPEP hoy, debemos pensar que estamos ante un prolongado escenario de precios altos, y que sólo a más largo plazo las inversiones que están realizándose fuera del área OPEP, y las que se realicen en los próximos años, aportarán desarrollos tecnológicos que nos lleven de nuevo a un coste marginal de explotación decreciente que sea el que fije el precio en el mercado.

Puede que incluso estos desarrollos tecnológicos que fijen el precio marginal sean desarrollos no rigurosamente petroleros. Entre los actuales procesos de inversión ya es visible que alguno de ellos, como la producción de combustibles líquidos sintéticos basados en gas (GTL), pueden ser la frontera que marque el precio marginal de la energía. En este caso, asistiríamos al final de la era del petróleo como el «fijador de precios» de los mercados energéticos, papel que sería asumido por el gas natural. Indudablemente entraríamos en otra fase de la historia de la energía, pero no estaríamos ante «el fin del petróleo».

En tal caso, el petróleo seguiría presente en nuestras vidas, pero no sería el producto esencial que liderase la formación de precios en el sector energético. Incluso, podría ser un producto distinto, como lo demuestra la explotación actual de hidrocarburos pesados y extrapesados que, hasta hace muy poco tiempo, no eran rentables. Pero, hoy por hoy, hablar del fin del petróleo sigue pareciendo ciencia ficción, aunque no sería la primera vez que la realidad la superase.

Autor: Paul Roberts

Edicion: Ediciones B, Barcelona

Paginas: 512 pp.

Precio: 17,50 €
Titulo: EL FIN DEL PETRÓLEO