El suministro global de petróleo. Retos e incertidumbres

Mariano Marzo
Dpto. Estratigrafía, P i GM, Facultad de Geología, Universidad de Barcelona

Un número especial de la revista *Science*, editado con motivo de su 125 aniversario bajo el sugerente título de "¿Qué es lo que no sabemos?", incluía en la lista de las veinticinco cuestiones de mayor impacto para el futuro inmediato de la humanidad, la pregunta: "¿Qué puede reemplazar al petróleo barato y cuándo?" Ciento cincuenta años después del nacimiento de la industria del petróleo, ha llegado el momento de aplicarse urgentemente a la tarea de reemplazar un combustible del que depende cerca del 95% del transporte global y que, además, constituye la base de nuestro desarrollo socioeconómico. Una tarea que requiere el despliegue de un ambicioso plan de choque que combine medidas políticas con una decidida apuesta por la investigación y el desarrollo. Existen demasiados indicios que apoyan las tesis que nos advierten sobre el fin del petróleo fácil y barato y de que nos estamos adentrando en la segunda mitad de la era del petróleo.

RECURSOS Y RESERVAS DE PETRÓLEO

Para conocer si el mundo podrá hacer frente en un futuro inmediato a la creciente demanda de petróleo resulta imperativo conocer con un cierto grado de exactitud las cifras sobre los recursos y reservas de petróleo existentes en el subsuelo del planeta. Sin embargo, esta tarea no resulta fácil. En primer lugar, por la opacidad con la que muchos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas; en segundo lugar, por la disparidad de criterios existente a la hora de evaluar y cuantificar estos; y, finalmente, por las incertidumbres inherentes a cualquier análisis del subsuelo y a las previsiones de futuro en materia de economía, desarrollo tecnológico y políticas gubernamentales.

Para conocer si el mundo podrá hacer frente en un futuro inmediato a la creciente demanda de petróleo resulta imperativo conocer con un cierto grado de exactitud las cifras sobre los recursos y reservas de petróleo existentes en el subsuelo del planeta. Sin embargo, esta tarea no resulta fácil. En primer lugar, por la opacidad con la que muchos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas; en segundo lugar, por la disparidad de criterios existente a la hora de evaluar y cuantificar estos

Los costes de las actividades de exploración, del desarrollo de nuevos campos y del aumento de la producción en los ya existentes, han aumentado considerablemente en la última década.
Foto: Roberto Anguita.

Recursos, reservas y tipos de estas. ¿Cómo se definen y miden?

El volumen de petróleo acumulado en las rocas de la corteza terrestre es finito y puede clasificarse según el grado de certeza que tengamos sobre su existencia y la probabilidad de que su extracción resulte provechosa. Sin embargo, existen diferentes protocolos de clasificación y medida, muchos de ellos desarrollados por organismos estatales que no admiten auditorías externas, lo que constituye un factor de confusión y origina importantes diferencias en las estimaciones.

Para solucionar esta problemática se ha intentado lograr un enfoque internacional armonizado. En 2007, la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros para la Evaluación del Petróleo, publicaron conjuntamente una serie de directrices sobre la definición y clasificación de recursos, denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros, que es compatible con la Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Minerales de Naciones Unidas, desarrollado en 2004 por la Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa.

El citado sistema utiliza el término reservas para referirse a acumulaciones de hidrocarburos cuya existencia en el subsuelo ha sido verificada tras una campaña prospectiva culminada con la perforación de sondeos.

Las reservas probadas (o reservas 1P) son aquellas sobre las que existe una "certeza razonable", o una probabilidad mínima del 90% (P90), de que podrán ser extraídas de forma rentable, utilizando la tecnología disponible en el momento y sopesando un conjunto de datos actualizados sobre la geología, costes de extracción, precios de venta, grado de comerciabilidad y coyuntura política. Las reservas probadas pueden subdividirse a su vez en desarrolladas (*proven developed*

o PD) y por desarrollar (*proved undeveloped* o PUD), dependiendo de que su explotación requiera, o no, inversiones adicionales a las ya efectuadas (como, por ejemplo, la realización de estudios adicionales del subsuelo, la perforación de más pozos o la instalación de nuevas infraestructuras).

Las reservas probables se definen igual que las anteriores, con la salvedad de que la probabilidad exigida para que su extracción resulte rentable es, como mínimo, del 50%. Este tipo de reservas también son conocidas como reservas P50 o 2P (probadas + probables).

Las reservas posibles se diferencian de las otros dos porque la probabilidad exigida para que su extracción resulte provechosa es como mínimo del 10%. Estas reservas también se conocen con el nombre de P10 o 3P (probadas + probables + posibles).

Aquellos volúmenes de hidrocarburos descubiertos mediante estudios y perforación del subsuelo, pero cuya producción no es viable comercialmente, son conocidos bajo el nombre de recursos contingentes.

Asimismo, los volúmenes de hidrocarburos cuya existencia en una determinada región resulta factible en base a criterios científicos, pero cuya existencia cierta todavía no ha sido verificada mediante la perforación, reciben el nombre de recursos prospectivos.

Conviene, por tanto, separar claramente los términos reservas y recursos, y cuando se habla de las primeras, aclarar si se trata de probadas, probables o posibles. Algo que queda muy lejos de las prácticas habituales de muchas petroleras estatales. Asimismo, es importante subrayar que las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo y que un tipo de reservas puede convertirse en otro a medida que evolucionan la tecnología disponible, el conocimiento geológico, la situación política, así como los costes de extracción, precios de venta y comerciabilidad del petróleo.

Reservas técnicas y reservas políticas

Si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos, en la práctica, la manera en que estos se

Ecuador forma parte de los países cuya producción de petróleo se encuentra estancada. Foto: Álvaro López.

miden todavía difiere ampliamente según el país y el marco jurídico. No hay un nivel de referencia o normativa legal acordados internacionalmente sobre qué pruebas se necesitan para certificar un descubrimiento, ni sobre los parámetros que deben utilizarse para determinar si el petróleo o el gas hallado puede ser extraído de forma rentable con una u otra probabilidad.

También existen diferentes pautas y modelos para la elaboración de informes según el propósito de estos. Las normas seguidas para la elaboración de informes financieros, como las exigidas por la Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU. (SEC), suelen ser las más estrictas y, en consecuencia, las estimaciones de reservas resultantes suelen ser las más bajas.

Por otro lado, el grado de exigencia existente sobre las empresas para que estas divulguen la información sobre sus recursos y reservas es muy variable. Las auditorías sobre reservas y la publicación de los resultados no constituyen una práctica universal. Muchas compañías petroleras, particularmente las petroleras privadas internacionales, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen. Y este último hecho resulta especialmente grave, porque en 2007 el 72% de las reservas probadas de petróleo y gas del mundo eran propiedad de compañías controladas por los gobiernos, con cerca de tres cuartas partes de dichas reservas pertenecientes a países integrados en la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).

En el caso del petróleo, un ejemplo que ilustra perfectamente las incertidumbres creadas por esta situación es la del brusco incremento de las reservas anunciado hace unas décadas, sin que mediaran nuevos descubrimientos, por los principales países productores de Oriente Medio y Venezuela, todos ellos miembros de la OPEP. La fiabilidad de esta revisión ha sido puesta en entredicho por algunos expertos que creen que dicha corrección al alza refleja estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP; una hipótesis conocida como "guerra de las cuotas". Esta posibilidad ha llevado a algunos analistas a advertir sobre la necesidad de diferenciar entre "reservas técnicas" y "reservas políticas". El caso comentado ha acrecentado la discusión sobre cuánto petróleo podrá ser realmente puesto en producción a medio y a largo plazo.

Diversos organismos están trabajando juntos para tratar de armonizar la forma en la que los diferentes tipos de reservas son medidos en la práctica, con el objetivo de lograr una mayor transparencia en su contabilidad. Sin embargo, su labor se ve obstaculizada por la renuencia de los países y las industrias, que han desarrollado sus propios sistemas de contabilidad, a aceptar nuevas normas, así como por las dificultades inherentes a la adaptación de los sistemas nacionales a un sistema universal.

Reservas probadas de petróleo convencional

Diversos organismos compilan y publican anualmente datos sobre reservas probadas de petróleo, utilizando datos provenientes de fuentes gubernamentales (y, por lo tanto, sujetos a las incertidumbres comentadas con anterioridad en cuanto a su fiabilidad) y de empresas petroleras. Las fuentes de acceso público y gratuito más conocidas internacionalmente son: *BP Statistical Review of World Energy* (BP), *Oil and Gas Journal* y *World Oil*. La OPEP compila los datos de sus países miembros y publica estos junto a los datos de otros países, extrayendo estos últimos de BP. La Energy Information Administration del Departamento de Energía de los EE.UU. hace público resúmenes actualizados con las últimas cifras suministradas por las fuentes citadas. La consultora privada IHS también dispone de una reputada base de datos, pero su consulta no es gratuita y solo resulta asequible, por su precio, a las grandes empresas.

Las reservas probadas de petróleo convencional en todo el mundo se aproximan a los 1,2 billones de barriles, aunque no debe olvidarse que esta cantidad da por buenas las cifras suministradas por los principales productores de la OPEP, que algunos autores creen exageradas en, al menos, 300 000 millones de barriles. So-

Refinería de petróleo. Foto: Vicente González.

bre la base de los niveles actuales de producción, la petrolera BP estima que la relación a nivel mundial entre reservas probadas y producción (R/P), se sitúa en torno a los 40 años y que esta relación ha cambiado poco en los últimos años.

Recursos finalmente recuperables de petróleo convencional

Las estimaciones de reservas probadas dan una idea de cuánto petróleo podría extraerse a corto y medio plazo. El volumen total que a más largo plazo y en última instancia podrá ser extraído, de manera comercialmente rentable, del subsuelo del planeta se conoce con el nombre de recursos finalmente recuperables.

Esta categoría incluye: 1) Las reservas probadas y probables (2P) inicialmente existentes en campos que se encuentran en fase de producción (en cuyo caso hay que contabilizar el hidrocarburo ya extraído) o a la espera de su desarrollo; 2) el volumen correspondiente al crecimiento de las reservas, y 3) los volúmenes que todavía quedan por descubrir.

Sobre una base de datos de 1995, el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS), llevó a cabo una primera evaluación de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional del mundo, que fue publicada en el año 2000. La Agencia Internacional de la Energía también ha publicado en 2008 su propia estimación. Esta tiene en cuenta diversas actualizaciones del USGS, las nuevas estimaciones de reservas probadas y probables de IHS y las cifras de producción acumulada hasta finales de 2007. Sin embargo, no incluye los posibles recursos del Ártico, ni los de aguas profundas y ultraprofundas, ni los derivados de la aplicación de nuevos avances tecnológicos.

La Agencia Internacional de la Energía calcula que los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional y líquidos del gas natural ascienden a algo menos de 3,6 billones de barriles, desglosados de la siguiente forma: 2,4 billones en forma de reservas probadas y probables iniciales, 0,4 billones como crecimiento de reservas y 0,8 billones por descubrir. La producción acumulada hasta finales de 2007 era de 1,1 billones de barriles, de modo que los recursos convencionales recuperables susceptibles de explotación en el futuro ascienden a más de 2,4 billones de barriles.

Recursos de petróleo convencional y no convencional

Una gran parte de los recursos de petróleo que el mundo podrá utilizar en el futuro se clasifi-

can como no convencionales Estos incluyen las arenas petrolíferas o arenas asfálticas (*oil sands* o *tar sands*), los petróleos extra-pesados, los esquistos bituminosos (*oil shales*), y los combustibles sintéticos derivados de la conversión gas a líquidos (*gas-to-liquids* o GTL) y de carbón a líquidos (*coal-to-liquids* o CTL).

Aunque se han experimentado considerables progresos en la superación de desafíos técnicos que hasta hace poco parecían insalvables y se ha avanzado en la reducción de costes, estos recursos son generalmente más costosos de producir que los convencionales, presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero y, además, su explotación implica un balance energético o EROEI (relación entre la energía obtenida y la utilizada en el proceso de producción) que puede llegar a ser diez veces menor que el de los petróleos convencionales.

La Agencia Internacional de la Energía ha analizado las contribuciones potenciales de los recursos convencionales y no convencionales de petróleo con el rango de sus costes de producción (que no incluyen los asociados a las emisiones de CO_2). Según dicho organismo, a largo plazo, la base potencial de recursos totales de petróleo se aproxima a los 6,5 billones de barriles y, si a esta cifra se le añade el posible potencial de producción de líquidos a partir de las tecnologías GTL y CTL, la cifra final se acerca a los 9 billones de barriles. De ese total, casi 1,1 billones ya han sido extraídos, a un coste máximo por barril de 30 dólares (del año 2008). Los recursos potenciales económicamente recuperables que restan se desglosan del siguiente modo:

1. *Recursos convencionales:* ascienden a alrededor de 2,1 billones de barriles, más de la mitad de los cuales se localizan en Oriente Medio y el Norte de África. Se espera que en promedio el coste de explotación de estos recursos sea mucho menor que el de todas las otras fuentes de suministro. El coste de explotación de estos recursos convencionales (excluyendo impuestos y regalías) normalmente oscila entre menos de 10 a 40 dólares por barril, con algunas excepciones.

2. *Recursos convencionales adicionales mediante técnicas de mejora de la recuperación (EOR):* estos han sido subdivididos según se utilicen técnicas EOR por inyección de CO_2 u otras tecnologías. El coste del EOR oscila entre algo más de 30 a unos 80 dólares por barril. El potencial global de las técnicas de recuperación asistida del petróleo se estima entre 400 000 y 500 000 millones de barriles, en el supuesto de que la introducción acelerada de nuevas tecnologías provoque una reducción de los costes unitarios.

3. *Recursos convencionales de aguas profundas y ultraprofundas:* puede suministrar más de 160 000 millones de barriles a un coste de entre algo más de 35 hasta 65 dólares por barril.

4. *Recursos convencionales del Ártico:* podrían ascender a 90 000 millones de barriles a un coste de entre cerca de 40 y 100 dólares por barril.

5. *Recursos no convencionales de petróleo extrapesado y arenas bituminosas:* ascienden a más de 1 billón de barriles y podrían extraerse a un coste que va desde cerca de 40 a aproximadamente 70 dólares por barril.

6. *Recursos no convencionales de esquistos bituminosos:* sus costes de producción se estiman entre 50 y más de 100 dólares por barril. Debido a la falta de grandes proyectos comerciales, las perspectivas de mejora de la tecnología de producción son muy inciertas. En consecuencia, no se espera que este tipo de recursos contribuya de forma significativa al abastecimiento mundial de petróleo antes de 2030.

7. *Recursos de GTL y CTL:* tienen un gran potencial, pero su desarrollo se verá frenado por el uso de las materias primas necesa-

La escasez de mano de obra cualificada y de equipos de perforación constituyen dos de los factores que han contribuido a la reciente subida de los costes. Foto: Roberto Anguita.

rias (gas natural y carbón) para otras aplicaciones potenciales, sobre todo para la generación de electricidad y usos finales. A los precios actuales del gas natural y del carbón, los costes oscilan entre 40 y cerca de 120 dólares por barril de líquido producido.

En el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos potenciales, así como los costes a los que las compañías petroleras podrán suministrar sus productos a los mercados, dependerá de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. Como se ha comentando con anterioridad, la explotación de los recursos no convencionales supone un importante impacto ambiental y la emisión de mayores cantidades de gases de efecto invernadero durante el proceso extractivo que las originadas durante el mismo proceso por los combustibles convencionales. La introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO_2 tendría un gran impacto sobre los costes, de manera que, por ejemplo, los recursos no convencionales serían relativamente más caros, mientras que la producción de petróleo convencional mediante tecnologías de recuperación asistida por inyección de CO_2 se abarataría. Asimismo, en el futuro, como ya ha sucedido en el pasado, es posible que los avances tecnológicos varíen notablemente las previsiones aquí expuestas.

ALGUNOS DATOS Y TENDENCIAS PREOCUPANTES

Los datos hasta aquí expuestos pueden llevar a la conclusión, errónea, de que aunque posiblemente el petróleo será más caro en el futuro, los recursos y reservas existentes constituyen una garantía para la seguridad del suministro. Sin embargo, ello no es así. Además de conocer con mayor o menor precisión la disponibilidad de reservas y recursos, conviene analizar la situación y perspectivas existentes en torno a la producción para saber si la transformación de dichos recursos y reservas en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. O como alguien ha dicho: no solo debemos conocer cuanto petróleo contiene la barrica, también es necesario conocer las características y el estado del grifo.

En relación a esta cuestión, el National Petroleum Council nos avisa de una realidad preocupante: "El mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos, y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo". Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía también nos advierte de serias incertidumbres y riesgos en el sector de la producción de petróleo para satisfacer la demanda mundial a medio y a largo plazo. Este apartado tiene como objetivo identificar y analizar con cierto detalle tales riesgos e incertidumbres. Estos se localizan en diversos segmentos de la cadena del negocio del petróleo, desde el denominado *upstream* (exploración y producción) al *downstream* (sector de refino) pasando por el *midstream* (transporte). En las páginas que siguen nos ocuparemos básicamente del primer segmento.

Los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído

Pese al espectacular desarrollo tecnológico experimentado por la industria del petróleo y el acceso a nuevas áreas previamente inexploradas, desde mediados de la década de los se-

El National Petroleum Council nos avisa de una realidad preocupante: "El mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos, y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo". Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía también nos advierte de serias incertidumbres y riesgos en el sector de la producción de petróleo para satisfacer la demanda mundial a medio y a largo plazo

senta, el volumen de petróleo aportado por los nuevos descubrimientos (reservas probadas y probables) ha venido declinando, de forma que desde mediados de la década de los ochenta ya no compensan el volumen extraído.

En concreto, la Agencia Internacional de la Energía revela que el volumen procedente de nuevos hallazgos disminuyó de un promedio de 56000 millones de barriles anuales en la década de los sesenta, a 13000 millones de barriles por año en la década de los noventa. Esta tendencia a la baja se habría moderado ligeramente la última década, como respuesta a una mayor actividad de exploración impulsada por unos precios del crudo relativamente altos. Sin embargo, pese a ello, desde el año 2000 al 2006, los nuevos descubrimientos promediaron 16400 millones de barriles por año, muy lejos de los alcanzados en la década de los sesenta, mientras que la producción acumulada durante el mismo periodo excedió en 400000 millones de barriles el volumen acumulado procedente de nuevos descubrimientos[1]. La caída en el número de nuevos descubrimientos y en el volumen de petróleo aportado por estos ha sido más aguda en Oriente Medio y la antigua Unión Soviética. Por el contrario, los descubrimientos habrían aumentado en África, América Latina y Asia.

En gran medida, el descenso del número de descubrimientos en todo el mundo reflejaría una disminución de la actividad exploratoria en las regiones con mayores reservas, a las que las empresas internacionales tienen un acceso muy limitado, así como el menor tamaño medio de los campos hallados. Los efectos negativos de los dos factores comentados habrían superado el efecto positivo derivado de una mejora en el porcentaje de éxito de las perforaciones. Este se ha multiplicado por un factor de dos en los últimos cincuenta años, pasando de un éxito por cada seis pozos de exploración perforados, a uno de cada tres.

Otro factor que podría explicar, al menos en la última década, la caída de los descubrimientos es una insuficiente inversión en exploración. El gasto por este concepto se ha incrementado considerablemente desde 2004, pero su cuota sobre el gasto total en exploración y producción apenas se ha incrementado desde dicha fecha, manteniéndose en torno al 16%, lejos del nivel cercano al 20% alcanzado a principio de la última década. Esta situación ha tenido lugar a pesar de la caída de la tasa de reemplazo de reservas y el importante aumento del valor de las mismas, reflejando la combinación de va-

[1] La oleada de nuevos descubrimientos anunciados por la prensa en el transcurso de los años 2008 y 2009, entre los que destacan algunos grandes hallazgos como los efectuados en aguas marinas profundas –frente a las costas de Brasil, en el sector estadounidense del Golfo de México y a lo largo de la costa de África occidental– no han sido suficientes para invertir la tendencia general comentada. Según la consultora IHS CERA los cerca de 200 descubrimientos efectuados durante 2009 han reportado ya unas reservas cercanas a los 10000 millones de barriles y si hasta finales de año se mantuviera el mismo ritmo podrían alcanzarse los 20000 millones de barriles. Una cifra cercana a la alcanzada el año 2000.

rios factores: 1) la prioridad dada al desarrollo de reservas probadas para aprovechar la coyuntura de altos precios, 2) las limitaciones sufridas por las grandes compañías internacionales para explorar en regiones altamente prospectivas, y 3) la carestía de equipos de perforación y de personal.

La exploración y producción es cada vez más cara

Los costes de las actividades de exploración, del desarrollo de nuevos campos y del aumento de la producción en los ya existentes, han aumentado considerablemente en la última década. Ello se debe principalmente al incremento experimentado por los costes unitarios de los servicios de perforación y mantenimiento, del personal cualificado, de los materiales y de la energía. Otros factores que también han contribuido a este aumento son el desplazamiento del gasto hacia proyectos cada vez más complejos y ubicados en lugares carentes de infraestructuras (como es el caso de muchos proyectos en aguas profundas), así como hacia la exploración y el desarrollo de campos cada vez más pequeños, cuyos costes unitarios tienden a ser más altos. Todos estos factores negativos han superado el impacto causado por el uso de nuevas tecnologías que en la década de los noventa ayudaron a rebajar sensiblemente los costes.

La producción mundial de petróleo convencional está en declive

Una de las conclusiones más relevantes del *World Energy Outlook 2008,* publicado por la Agencia Internacional de la Energía, es que la seguridad del suministro global de petróleo depende más de la tasa de declive de la producción que de la tasa de crecimiento de la demanda. Según la citada Agencia, la mayor parte de las inversiones futuras deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad productiva de los campos actualmente en explotación. Esta perdida o declive productivo tiene lugar cuando el yacimiento alcanza su madurez, sobrepasando un punto a partir del cual ni el despliegue tecnológico ni el esfuerzo inversor pueden detener una disminución de la presión que se traduce en un descenso del caudal obtenido a boca de pozo.

En su informe, la Agencia Internacional de la Energía calcula que, como consecuencia del citado declive, la producción global de crudo convencional procedente de los yacimientos actualmente en producción descenderá de 70 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 51 Mbd en 2015, y a 27 Mbd en 2030. Es decir, una caída de 43 Mbd (excluyendo los aumentos de producción obtenidos a partir de la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación del petróleo). Eso significa que entre 2007 y 2030, para mantener la capacidad de producción a los niveles de 2007 y cubrir las necesidades surgidas del incremento de la demanda prevista, cifradas en torno a los 21 Mbd, la industria petrolera tendrá que desarrollar una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, volumen que equivale a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Y el tiempo apremia, ya que, de aquí a seis años, en 2015, la nueva capacidad requerida será de 30 Mbd.

La Agencia Internacional de la Energía ha llegado a estas conclusiones tras estudiar la historia de la producción y otros datos técnicos de aproximadamente 800 de los mayores yacimientos petrolíferos del mundo. La base de datos analizada incluye todos los campos supergigantes (54 en total) y gran parte de los campos gigantes (263 sobre un total de 320) que actualmente se encuentran en producción. Asimismo, también se han estudiado la mitad (285) de los campos catalogados como grandes y alrededor de 200 campos asimilables a la categoría de pequeños[2]. Aunque hoy en día existen cerca de 70 000 campos en producción en todo el mundo, los yacimientos analizados aportaron en 2007 más de dos tercios del petróleo crudo producido en el mundo.

[2] Los campos supergigantes son aquellos con reservas iniciales probadas y probables (o 2P) mayores de 5 000 millones de barriles, mientras que en los gigantes, grandes y pequeños, las citadas reservas oscilan entre 500-5000, 100-500 y 50-100 millones de barriles, respectivamente.

Foto: Roberto Anguita.

La historia de la producción de un campo de petróleo se ajusta a un perfil único, de acuerdo con las características geológicas de las rocas almacén, las técnicas empleadas en el proceso de extracción y el tipo de gestión de la producción puesta en práctica. Normalmente, la producción de un yacimiento pasa por tres etapas: 1) una inicial de crecimiento, que coincide con la perforación y puesta en producción de nuevos pozos; 2) un período de estancamiento de la producción en la que esta adopta por lo general un perfil plano (o de meseta), resultado del balance que se establece entre la entrada en funcionamiento de nuevos pozos y el declive extractivo experimentado por los antiguos; y 3) una fase final de declive, durante la cual la producción cae poco a poco como resultado del decrecimiento de la presión en la roca almacén. En teoría, estas tres etapas dibujan una curva en forma de campana, más o menos simétrica y aplanada en su parte superior.

La tasa a la que disminuye la producción una vez que se ha superado la producción máxima (o cenit de la producción) constituye un factor crítico para determinar la necesidad de disponer de una capacidad productiva adicional, ya sea mediante la puesta en producción de nuevos campos o el desarrollo más intensivo de los existentes. Sobre la base de un análisis exhaustivo de los datos de producción de 580 de los campos más grandes del mundo que ya han pasado su cenit de producción, la Agencia Internacional de la Energía concluye que la tasa anual promedio de declive natural post-cenit para todo el mundo se sitúa en torno al 9%.

Muchos países han sobrepasado el cenit de la producción

Utilizando datos de la petrolera BP referentes a la producción de crudos convencionales, condensados y líquidos del gas natural, podemos elaborar una lista de todos los países productores de petróleo del mundo y de la situación de la producción en cada uno de ellos, ordenándolos según el año en el que alcanzaron su producción máxima (cenit de la producción o *peak oil*). Esta lista muestra que 30 de los 54 estados productores de petróleo en el mundo han pasado ya su cenit, mientras que tan solo 14 siguen aumentando su producción, y los 10 restantes muestran una tendencia al estancamiento o han entrado en un suave declive. El cenit de la producción de petróleo convencional es un hecho consumado para un conjunto de países que en 2008 totalizaron el 61% de la producción mundial, lo que implica que en el futuro el suministro de petróleo dependerá de un reducido grupo de países productores. Entre estos últimos destacan: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Azerbaiyán, Brasil, Canadá (con sus recursos no convencionales), China, Guinea Ecuatorial, Kazajstán, Qatar, Sudán, Tailandia y Turkmenistán y la Unión de Emiratos Árabes. Dentro del grupo de países cuya producción se encuentra estancada destacan, entre otros, Ecuador, Chad, India, Nigeria, República del Congo (Brazzaville) y Rusia.

Asimismo, la petrolera Total ha creado una lista de los productores de petróleo que han pasado el cenit, y Wikipedia también ha elaborado una lista similar. En todas estas listas se observa cómo la producción ha alcanzado ya el cenit (*peak*) en muchos de los países que no pertenecen a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

La producción convencional ajena a la OPEP ha superado el cenit

La Agencia Internacional de la Energía estima que la extracción de crudo convencional (crudos y líquidos del gas natural) en el conjunto

30 de los 54 estados productores de petróleo en el mundo han pasado ya su cenit, mientras que tan solo 14 siguen aumentando su producción y los 10 restantes muestran una tendencia al estancamiento o han entrado en un suave declive

de países que no son miembros de la OPEP habrá sobrepasado su cenit a partir de 2010, de modo que a partir de ese momento, aunque el déficit se compense por un aumento de la producción de petróleos no convencionales, el aumento del consumo deberá ser garantizado por un pequeño número de países. En particular, los miembros de la OPEP deberán aumentar su cuota de participación en la producción mundial, de un 44% en 2007, a un 52% en 2030. Estas previsiones implican un gran esfuerzo inversor que, como se comenta más adelante, no debe sufrir retrasos.

Cada vez más dependientes de las exportaciones de Oriente Medio

Según la Agencia Internacional de la Energía, durante el periodo 2007-2030, la ampliación de la brecha entre producción indígena y consumo acarreará un considerable aumento del comercio internacional de petróleo (crudo, líquidos del gas natural y productos refinados). El comercio neto interregional evolucionará al alza, de 40,7 millones de barriles por día (Mbd) en 2007, a 55 Mbd en 2030. Un volumen, este último, que supera en un 35% al del comercio actual y que representa más de la mitad de la producción esperada para el 2030.

Durante el periodo 1981-2007, en relación a la capacidad exportadora de crudo, condensados y líquidos del gas natural pueden identificarse tres grandes grupos de países. El primero estaría integrado por cuatro países que han dejado de ser exportadores: Egipto, China, Indonesia y Reino Unido. El segundo, por diecisiete países que han alcanzado su cenit exportador: Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Gabón, Guinea Ecuatorial, Irak, Irán, Malasia, México, Nigeria, Noruega, Omán, Siria, Venezuela, Vietnam, Rusia y otros países de la antigua Unión Soviética. Y el tercero por nueve países que todavía mantienen sus exportaciones constantes o en crecimiento: Angola, Azerbaiyán, Canadá, Kazajstán, Kuwait, Libia, Qatar, Sudan y Unión de Emiratos Árabes.

De cara al futuro, la Agencia Internacional de la Energía prevé que Oriente Medio será la región que experimentará un mayor auge en el volumen de las exportaciones, pasando de 19,9 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 28,5 Mbd en el 2030. Este último volumen representará el 52% del comercio global, frente al 49% actual.

Las inversiones necesarias podrían no concretarse a tiempo

La Agencia Internacional de la Energía calcula que cubrir la demanda mundial de petróleo prevista entre 2007 y 2030 requiere una inversión acumulada cercana a los 5,9 billones de dólares (de 2008). De esta cantidad, aproximadamente el 80% correspondería a actividades de exploración y producción; el 16%, al sector del refino, y el 4%, al del transporte. Estas inversiones deben destinarse tanto a expandir la capacidad de suministro para adecuarla a la creciente demanda, como a reemplazar las instalaciones existentes y futuras cuya vida útil caduque entre 2007 y 2030.

El 75% de la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo prevista para el periodo 2007-2030 correspondería a países que no pertenecen a la OCDE. Este hecho refleja la creciente dependencia del mercado global de los suministros provenientes de Oriente Medio, África y otros países no integrados en la OCDE. En la mayoría de estos países, la movilización de las inversiones requerirá superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales.

La mayoría de tales riesgos, han sido calificados como riesgos geopolíticos. Entre estos, cabe diferenciar en primer lugar aquellos relacionados con factores que pueden limitar o retrasar las inversiones necesarias en los países productores. Esta categoría, comprende a su vez tres subtipos: 1) los asociados a las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos, 2) los derivados del "petronacionalismo" que impide o limita el acceso de las compañías internacionales a la explotación de los recursos, y 3) los ligados a la inestabilidad política, amenazas terroristas o conflictos militares. Otro tipo de riesgo geopolítico sería el asociado a las posibles interrupciones

del suministro originadas por disputas entre países productores y de tránsito, así como por ataques terroristas que dañen las infraestructuras de transporte o por conflictos que bloqueen temporalmente las rutas comerciales a los mercados. Por ultimo, cabe considerar el riesgo aparejado a la consolidación futura de mercados monopolistas, no competitivos, resultado de un fortalecimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus compañías estatales.

Políticas de control del ritmo de extracción y agotamiento de recursos en los países productores

La política sobre la producción que puedan seguir el pequeño número de países que albergan en su subsuelo la mayor parte de las reservas de petróleo que quedan por explotar en el mundo, resultará fundamental para el futuro de la inversión y el aumento de la capacidad productiva.

Paradójicamente, la escalada de los precios del petróleo en los últimos cinco años y la perspectiva de que estos puedan permanecer en niveles históricamente elevados, podría conducir a que algunos de estos países decidan explotar sus recursos más despacio, simplemente porque tengan una menor necesidad de ingresos adicionales a corto plazo y prefieran mantener sus recursos en el subsuelo para así beneficiar a las generaciones futuras. Decisiones de este tipo podrían crear un círculo vicioso: la disminución de la inversión llevaría a un suministro ajustado, que a su vez provocaría una subida de los precios y los beneficios, reduciendo aún más los incentivos para invertir, lo que finalmente podría obligar al mundo a cambiar su patrón de consumo, alejándose del petróleo.

El incremento de los precios comentado ha aumentado el bienestar económico de aquellos estados productores de hidrocarburos para los que los ingresos procedentes de su exportación representan un porcentaje importante de la renta nacional. La mayoría de estos estados son miembros de la OPEP, y los beneficios anuales provenientes de las exportaciones de petróleo y gas de dicha organización se han multiplicado por más de dos, en términos reales, entre 2000 y 2007, alcanzando una cifra de 732 000 millones de dólares. La Agencia Internacional de la Energía, prevé que los beneficios de la OPEP sigan creciendo, alcanzando un total de poco más de 2 billones de dólares en 2030, de modo que el porcentaje del PIB mundial correspondiente al total de dichos beneficios se elevará del 1,3% en 2007, a alrededor del 2% en 2030.

La escalada de los precios del petróleo en los últimos cinco años y la perspectiva de que estos puedan permanecer en niveles históricamente elevados, podría conducir a que algunos de estos países decidan explotar sus recursos más despacio, simplemente porque tengan una menor necesidad de ingresos adicionales a corto plazo y prefieran mantener sus recursos en el subsuelo para así beneficiar a las generaciones futuras. Decisiones de este tipo podrían crear un círculo vicioso: la disminución de la inversión llevaría a un suministro ajustado, que a su vez provocaría una subida de los precios y los beneficios, reduciendo aún más los incentivos para invertir, lo que finalmente podría obligar al mundo a cambiar su patrón de consumo, alejándose del petróleo

Seis países de Oriente Medio –Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos– contabilizaron en 2007 más del 70% de tales beneficios; una participación que se prevé se mantendrá prácticamente constante hasta 2030. En estos países, gran parte del aumento de los ingresos se ha utilizado para pagar la deuda externa y adquirir activos en el exterior, principalmente financieros. Los beneficios provenientes de las exportaciones de petróleo y gas también crecerán en Rusia, de unos 229 000 millones de dólares en 2007, a poco más de 400 000 millones en 2030.

Es probable que la preocupación de que un exceso de inversión pueda conducir a precios más bajos contribuya a moderar el gasto de capital en el sector de exploración y producción del petróleo y gas. El precio del barril de petróleo requerido por los países de la OPEP para equilibrar su cuenta exterior ha aumentado en los últimos años, lo que refleja un aumento interno del gasto (público y privado) y un aumento de los costes de importación. Según un informe reciente, el precio por barril de petróleo que los países productores necesitan para equilibrar su balanza de pagos oscila entre 4 dólares en Qatar a 94 dólares en Venezuela. Las previsiones son que, si no se producen cambios en la política interna, este precio aumente.

Existen indicios de que en algunos países el aumento de los precios y los beneficios han frenado, en lugar de impulsar, los incentivos para invertir en exploración y producción, incluso en aquellos casos en que el aumento de los beneficios resulta más que suficiente para cubrir el capital requerido para nuevos proyectos. El rey Abdullah de Arabia Saudita anunció en abril de 2008 que quiere que los nuevos descubrimientos de petróleo no entren en producción para preservar parte de la riqueza petrolera del Reino para las generaciones futuras. Otros países del Golfo Arábigo, como Qatar, han detenido sus planes para incrementar su capacidad de producción de petróleo y gas, citando la necesidad de preservar los recursos a largo plazo. La incertidumbre causada por los altos precios sobre la demanda futura de petróleo de la OPEP, así como el riesgo de invertir en una capacidad de producción que puede no ser necesaria (sobre todo si los países consumidores toman medidas contundentes para frenar el crecimiento de la demanda) también contribuyen a alentar entre los productores la adopción de una política de "esperar a ver que pasa" (*wait and see*) antes de emprender nuevas inversiones importantes. Sin duda, existe un riesgo real y creciente de que la inversión en exploración y producción de hidrocarburos en los países ricos en recursos decaiga una vez que la actual oleada de proyectos en curso haya finalizado.

Existen indicios de que en algunos países el aumento de los precios y los beneficios han frenado, en lugar de impulsar, los incentivos para invertir en exploración y producción, incluso en aquellos casos en que el aumento de los beneficios resulta más que suficiente para cubrir el capital requerido para nuevos proyectos. El rey Abdullah de Arabia Saudita anunció en abril de 2008 que quiere que los nuevos descubrimientos de petróleo no entren en producción para preservar parte de la riqueza petrolera del Reino para las generaciones futuras

Menos oportunidades de inversión para las compañías internacionales

En la actualidad, la mayor parte de la inversión en exploración y producción corresponde a empresas internacionales de petróleo y gas de

propiedad privada[3]. Sin embargo, las oportunidades de inversión para estas compañías han disminuido en los últimos años, en la medida que un número creciente de los países ricos en recursos impiden en la práctica o imponen restricciones a la participación extranjera, favoreciendo a las empresas nacionales.

Entre los países que impiden el acceso directo de las compañías internacionales a la exploración y producción de sus recursos se encuentran Arabia Saudita, Kuwait, Irán y México. Todos ellos importantes productores y exportadores. Pero incluso en aquellos lugares en los que, en principio, las empresas internacionales pueden invertir, las condiciones para la concesión de licencias, los términos fiscales o el clima general de negocios pueden constituir elementos de disuasión. En teoría, el objetivo de todos los gobiernos anfitriones es encontrar un equilibrio justo entre la maximización de su participación en los beneficios obtenidos –la diferencia entre el coste de la producción y el precio de venta del petróleo producido– y mantener la inversión en un determinado nivel estratégico. Pero, en la práctica, la necesidad de beneficios a corto plazo puede acabar imponiéndose a las consideraciones a largo plazo, de manera que, aprovechándose de la inversión ya realizada, el gobierno puede incrementar los impuestos y regalías para aumentar los ingresos rápidamente, aun a costa de comprometer la llegada de nuevas inversiones.

En los últimos años, los impuestos han aumentado considerablemente en la mayoría de los países productores y, en algunos casos, el gobierno los ha elevado de tal forma que ha provocado un retraimiento de las inversiones. Por ejemplo, en Venezuela, un fuerte aumento en las tasas de regalías en 2007, junto a los planes de introducir en 2008 un impuesto sobre las exportaciones realizadas por los operadores privados, parece haber enfriado el interés por invertir en nuevos proyectos. Asimismo, en Rusia, la caída en la actividad de perforación, así como el descenso de la producción de petróleo observada desde finales de 2007, obedecen en gran mediada a cambios en el régimen fiscal que permiten al gobierno quedarse con la mayor parte de la renta adicional acumulada tras el aumento de precios.

La estabilidad del régimen de inversión en exploración y producción es un factor crítico para las empresas petroleras a la hora de evaluar cualquier nueva oportunidad de inversión. Asimismo, los cambios en las normativas ambientales también pueden impedir o disuadir la inversión. En este sentido, la introducción de impuestos o penalizaciones sobre las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la producción de petróleo y gas, o de la quema de gas (*gas flaring*), también afectan negativamente la captación de nuevas inversiones. Noruega ya ha puesto en marcha un impuesto sobre las emisiones de carbono, mientras que Nigeria ha impuesto sanciones a la quema de gas.

Limitaciones políticas, conflictos bélicos y terrorismo

Pese a la existencia de políticas oficiales favorables y de potentes incentivos económicos, diversos factores geopolíticos y de política interior pueden frenar en muchos países la inversión en exploración y producción de petróleo y gas. Varios países de la OPEP, en particular, Kuwait e Irán, han logrado acuerdos internos para atraer la inversión necesaria para cumplir con sus objetivos oficiales en materia de capacidad de producción, sin embargo, los proyectos de expansión han sido retrasados o cancelados. La inversión en Irán se ha visto obstaculizada por las sanciones impuestas por los EE.UU. y Europa, así como por la presión política ejercida por otros países en relación con el programa de actividades nucleares. En México, la resistencia política hasta fechas recientes para introducir

[3] Durante el periodo 2000-2007, las cinco "súper grandes" (ExxonMobil, BP, Shell, Total y Chevron) aportaron el 29% de las inversiones totales en exploración y producción realizadas por un total de cincuenta compañías analizadas en un estudio de la Agencia Internacional de la Energía, mientras que otro 31% correspondió a otras compañías de capital privado. Las previsiones apuntan a que durante el periodo 2008-2012 la cuota conjunta de todas ellas tan solo descenderá en un punto porcentual, del 60% al 59%. Por tanto, el porcentaje de las inversiones en exploración y producción a cargo de las compañías nacionales o estatales deberá incrementarse de un 40% a un 41%.

cambios en la legislación sobre las actividades de exploración y producción de petróleo –con el fin de otorgar un mayor protagonismo a las empresas privadas– han obstaculizado los esfuerzos para incrementar la inversión necesaria a fin de compensar el acusado declive productivo de los campos en explotación.

Por otra parte, los conflictos y el terrorismo constituyen un poderoso elemento de disuasión para la inversión. Por ejemplo, muchas petroleras tienen todavía reparos a la hora de invertir en Irak, aunque el nuevo gobierno ya ha negociado contratos de exploración y desarrollo con varias compañías internacionales. Está claro que la mayor o menor rapidez a la que podría concretarse la inversión a gran escala en Irak dependerá de factores políticos y de la mejora de las condiciones de seguridad en el país, que siguen siendo precarias. Asimismo, la posibilidad de un incremento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y otras regiones, puede desalentar o impedir la entrada de inversiones en nuevos proyectos. Por ejemplo, las perspectivas a largo plazo para la inversión en Nigeria son extremadamente inciertas, a la vista del empeoramiento del conflicto en el Delta del Níger, región que contiene la mayor parte de los recursos de petróleo y gas por explotar del país.

Por otra parte, los conflictos y el terrorismo constituyen un poderoso elemento de disuasión para la inversión. Por ejemplo, muchas petroleras tienen todavía reparos a la hora de invertir en Irak, aunque el nuevo gobierno ya ha negociado contratos de exploración y desarrollo con varias compañías internacionales. Asimismo, la posibilidad de un incremento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y otras regiones, puede desalentar o impedir la entrada de inversiones en nuevos proyectos. Por ejemplo, las perspectivas a largo plazo para la inversión en Nigeria son extremadamente inciertas, a la vista del empeoramiento del conflicto en el Delta del Níger, región que contiene la mayor parte de los recursos de petróleo y gas por explotar del país

Falta de personal cualificado

La escasez de mano de obra cualificada y de equipos de perforación constituyen dos de los factores que han contribuido a la reciente subida de los costes y a los retrasos experimentados por los proyectos de exploración y producción de petróleo y gas. Esta escasez podría continuar existiendo en el futuro, lo que supondría una clara limitación física a la velocidad con la que la industria podrá invertir en el desarrollo de reservas.

La escasez de mano de obra podría representar el principal obstáculo, debido al largo tiempo requerido para reclutar y entrenar adecuadamente al personal[4]. La fuerza laboral en el sector de exploración y producción se ha reducido desde la década de los noventa, como resultado de la disminución de la contratación y de los despidos ejecutados en el marco de diversos programas de reducción de costes y, más recientemente, por un aumento de las jubilaciones. En los Estados Unidos, la media de edad del trabajador empleado en una compañía de petróleo se aproxima a los cincuenta años, y más de la mitad de todos los empleados se jubilará en el transcurso de esta década. Y esto sucede al mismo tiempo que aumentan las necesidades de personal para nue-

[4] Esta preocupación justifica que en ocasiones la industria del petróleo se refiera, coloquialmente, a los recursos humanos como "el recurso más escaso".

La escasez de mano de obra cualificada y de equipos de perforación constituyen dos de los factores que han contribuido a la reciente subida de los costes y a los retrasos experimentados por los proyectos de exploración y producción de petróleo y gas. Esta escasez podría continuar existiendo en el futuro, lo que supondría una clara limitación física a la velocidad con la que la industria podrá invertir en el desarrollo de reservas

vos proyectos. Por ejemplo, las 160 plataformas marinas que actualmente se están construyendo necesitarán alrededor de 30000 trabajadores y solo una parte de ellos provendrá de plataformas que dejarán de ser operativas.

La escasez de mano de obra es particularmente acusada entre los trabajadores especializados, tales como geólogos e ingenieros, que requieren más tiempo de formación. En América del Norte y Europa, en el caso del personal técnico de grado medio, esta situación se traduce en una brecha entre demanda y oferta que en 2012 podría ser superior al 15%. Asimismo, un estudio reciente realizado por *Schlumberger Business Consulting* predice una grave escasez de graduados universitarios en disciplinas relacionadas con el petróleo en América del Norte, Rusia y Oriente Medio, aunque los excedentes existentes en otras regiones –en particular en China e India– podrían, en principio, reducir el déficit, siempre que se superen una serie de barreras lingüísticas, legales y culturales.

No es de extrañar que las compañías petroleras estén respondiendo a estas carencias de mano de obra ofreciendo incentivos para retrasar la jubilación del personal, volviendo a contratar jubilados y reclutando personal extranjero. En la región de las arenas asfálticas de Athabasca, en Canadá, un gran número de ingenieros y trabajadores contratados procede de países tan lejanos como China. Como un incentivo para atraer y retener a trabajadores cualificados, el Gobierno canadiense ha llegado a ofrecer la nacionalidad a los extranjeros que trabajen en proyectos de arenas petrolíferas. Asimismo, la compañía estatal de Arabia Saudita, Saudi Aramco, ha puesto en marcha una iniciativa para crear compañías nacionales de ingeniería y construcción capaces de operar conjuntamente con los operadores internacionales. El objetivo perseguido es doble: disponer de capacitación para responder rápidamente a las ofertas de nuevos proyectos por parte de Aramco y estimular el desarrollo económico y el empleo local.

Aunque, sin duda, la demanda de mano de obra aumentará en el futuro, se espera que los altos salarios actuales y las tarifas diarias estimulen un aumento de la capacidad productiva a largo plazo, a medida que más estudiantes opten por cursar disciplinas relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos. En la actualidad, existen indicios de que el número de estudiantes universitarios interesados en disciplinas relacionados con el mundo del petróleo y el gas, así como el número de trabajadores menos cualificados implicados en programas de capacitación y entrenamiento, están evolucionando al alza, especialmente en China e India. Diversas compañías petroleras han intensificado sus programas de formación y han fortalecido sus vínculos con las universidades, al mismo tiempo que la construcción de nuevas plataformas y equipo de perforación también ha aumentado en los últimos años.

El sector de exploración y producción de la industria petrolera es inherentemente cíclico, de forma que a cada periodo de escasez en la oferta de servicios le sigue otro de exceso. Es probable que en el horizonte de 2030, tal y como sucedió en la década de los ochenta y los noventa, la industria experimente alguna

situación de exceso de mano de obra, aunque predecir cuándo podría darse dicha situación y por cuánto tiempo se prolongaría resulta imposible. Sin embargo, muchos analistas creen que la escasez de mano de obra persistirá hasta bien entrado el presente decenio.

La amenaza del "petronacionalismo"

El *World Energy Outlook 2008* de la Agencia Internacional de la Energía dedica un interesante capítulo a analizar en profundidad un hecho de gran importancia para el futuro de la producción y el comercio de petróleo, como es el progresivo e inexorable control de la oferta por parte de las compañías estatales de los países productores. Una tendencia que puede poner en entredicho la existencia de un "libre mercado" y acentuar la futura consolidación futura de cárteles monopolistas, no competitivos.

La última década ha sido testigo de una rápida transformación en la estructura del sector de exploración y producción de la industria del petróleo. Esta transformación es el resultado de una oleada de fusiones y adquisiciones entre empresas internacionales y nacionales de capital privado, así como del reforzamiento del papel de las compañías nacionales de propiedad estatal. Los altos precios del petróleo, así como una mayor eficiencia a lo largo de la cadena de suministro han permitido a las compañías internacionales aumentar sus beneficios y *cash flow*. Sin embargo, estas compañías tienen dificultades crecientes para acceder a nuevas oportunidades de inversión rentables y mantener sus niveles de producción.

Por otra parte, las empresas petroleras estatales de los países que atesoran la mayor parte de los recursos se muestran cada vez más decididas a desarrollar ellas mismas los campos de petróleo, contratando, si es necesario, empresas de servicios. Además, en muchos casos, las petroleras estatales están expandiéndose internacionalmente. La mayor ambición de estas empresas estatales refleja la tendencia existente en las economías emergentes hacia un mayor control directo del estado sobre los recursos naturales, un fenómeno conocido bajo el nombre de "nacionalismo de recursos" o "petronacionalismo". Esta tendencia tiene pocos visos de revertirse en el futuro.

La evolución de la estructura de la industria global del petróleo y del gas es un tema importante, porque los objetivos, competencias técnicas, capacidades operativas y recursos financieros de los diferentes actores difieren marcadamente según se trate de compañías internacionales o estatales, y ello tiene implicaciones sobre la magnitud y el tipo de las inversiones que se realizarán, así como sobre la manera en que se gestionarán los activos de producción. Preocupa que, en general, las empresas estatales estén menos dispuestas que las internacionales para desarrollar y producir las reservas de petróleo necesarias para satisfacer la demanda mundial. Asimismo, las empresas estatales podrían estar peor situadas desde una perspectiva técnica y financiera para desarrollar las reservas de una manera eficiente. Estas preocupaciones ya han generado tensiones en los mercados internacionales del petróleo y, probablemente, estas se acrecentarán a medida que la exploración y producción de hidrocarburos sea cada vez más cara y técnicamente más compleja. Todo ello podría incidir sobre la seguridad a largo plazo del suministro mundial de petróleo.

Sin duda, las empresas estatales son cada vez más competentes técnicamente y, con la ayuda de las compañías de servicios, están cada vez mejor preparadas para afrontar desafíos complejos. Asimismo, en el futuro podríamos asistir al nacimiento de nuevas formas de asociación y cooperación entre compañías estatales e internacionales. La evolución futura de la interacción entre las petroleras estatales de los países ricos en recursos, las compañías de servicios y las empresas internacionales, constituye un elemento clave para impulsar y mejorar las perspectivas de inversión y la producción de petróleo.

Las petroleras estatales aportan el 52% de la producción mundial de petróleo y gas, las grandes compañías internacionales o *super-majors* (ExxonMobil, Shell, BP, Total y Chevron) el 12%,

y otras empresas internacionales de capital privado, integradas o exclusivamente dedicadas a la exploración y producción, el 36% restante. Por lo que se refiere a las reservas de petróleo y gas, la cuota del total mundial en manos de compañías estatales llega al 72%. Las cinco grandes compañías internacionales tan solo controlan el 3% de las reservas de petróleo y gas del mundo, aunque su producción representa el 12% del suministro mundial. Este desequilibrio sugiere que la participación de las empresas estatales en la producción mundial de petróleo y gas podría aumentar considerablemente a largo plazo, aunque esto dependerá en gran medida de la política de producción que adopten los gobiernos y de los beneficios que estos puedan obtener de la cooperación con las compañías internacionales, a través de asociaciones, acuerdos de reparto de la producción (*production-sharing agreements*) u otros tipos de tratos. La cuota de producción de las compañías estatales ha aumentado en los últimos años, en parte debido a la firma de acuerdos de reparto de la producción que prevén una reducción de los volúmenes asignados a los socios extranjeros cuando el precio del petróleo sube.

En la mayoría de los países con grandes reservas de hidrocarburos, las empresas estatales dominan la industria de petróleo y gas, de manera que las petroleras extranjeras o bien no están autorizadas a inventariar y desarrollar las reservas, o bien están sujetas a restricciones en virtud de las leyes y reglamentos vigentes. Estas restricciones obedecen tanto a razones constitucionales como operativas: algunos de los gobiernos anfitriones están obligados por ley y otras exigencias de la política local a mantener un control directo sobre sus recursos naturales, mientras que otros prefieren ejercer un control a corto plazo sobre la gestión de los yacimientos a fin de mantener un cierta flexibilidad en sus políticas de producción.

Entre los veinte primeros países con mayores reservas de petróleo, solo cuatro –Brasil, Canadá, Noruega y los Estados Unidos– permiten a las empresas extranjeras acceder sin restricciones a sus reservas. En otros cuatro países –Irán, Kuwait, Arabia Saudita y México– ninguna empresa extranjera puede desarrollar actividades exploratorias o de producción de petróleo, si no es en calidad de empresa subcontratada o proveedora de servicios técnicos a la compañías estatales u otras firmas locales[5]. Y otros muchos países solo permiten la inversión extranjera previa firma de contratos de producción compartida que aseguran que la empresa estatal mantiene la propiedad y el control de las reservas.

La evolución estructural que la industria del petróleo y el gas experimente en las próximas décadas podría tener serias repercusiones sobre la inversión, la capacidad de producción y los precios. Al respecto, conviene tener muy presente que la cuota de las compañías estatales sobre el porcentaje mundial de la producción de petróleo y gas está llamada a aumentar a medio y largo plazo, como consecuencia de su control sobre las reservas pendientes de explotación. La Agencia Internacional de la Energía prevé que, en el caso del petróleo, dicha cuota pase de un 57% en 2007, a un 62% en 2030.

Estas proyecciones asumen que la inversión en exploración, desarrollo y producción es la adecuada para satisfacer la demanda. Sin embargo esta suposición podría no hacerse realidad si los países ricos en recursos decidieran ralentizar el agotamiento de sus reservas de hidrocarburos. Asimismo, existen dudas sobre la preparación y eficiencia, tanto financiera como técnica, de las compañías estatales para poner a punto la capacidad de producción requerida. Por ejemplo, la política de subsidios en la venta doméstica de productos petrolíferos y de gas natural, característica de las petroleras estatales, podría minar sus ingresos y rentabilidad, limitando de esta manera el presupuesto disponible para gastos de exploración y producción.

[5] En estos países, ningún contratista extranjero está autorizado a inventariar reservas de petróleo como propias, es decir, a declarar de su propiedad cualquier reserva que ayude a encontrar o producir. Hasta ahora, Kuwait ha permitido que las empresas internacionales presten servicios técnicos a la Kuwait Petroleum Corporation (KPC), pero solo a corto plazo. La KPC está negociando por primera vez contratos a más largo plazo que permitirían ligar los acuerdos técnicos y comerciales al rendimiento obtenido.

Los beneficios generados por empleado constituyen un indicador que informa sobre la eficiencia técnica de las operaciones de una compañía y sobre hasta qué punto sus ventas se realizan por debajo del valor del mercado. Igualmente, el volumen de hidrocarburos extraído por empleado es otro indicador que suministra información sobre la eficiencia técnica de una compañía. Por regla general, ambos indicadores son más altos para las "súper grandes" que para las compañías estatales. La compañía estatal de Arabia Saudita es la que ostenta la máxima productividad por empleado, reflejando no solo sus buenas prácticas empresariales, sino también la importancia que el sector de la exploración y producción tiene en el conjunto de su negocio, así como el bajo coste que supone desarrollar sus reservas. En el campo de de los beneficios por empleado, el primer lugar está ocupado por ExxonMobil, la compañía internacional de capital privado mas rentable en términos absolutos.

Probablemente, a largo término, asegurar el suministro global de hidrocarburos, requerirá de una intensa cooperación entre las petroleras estatales y las de capital privado. Su asociación resultaría mutuamente beneficiosa. Las primeras controlan la mayor parte de las reservas mundiales de hidrocarburos que quedan por extraer, pero en algunos casos carecen de la tecnología, del capital y del personal cualificado necesario para desarrollarlas y gestionarlas de forma eficiente. En general, estas debilidades constituyen los puntos fuertes de las segundas, que, en cambio, afrontan crecientes limitaciones de acceso a las reservas que constituyen la base de su negocio.

Los gobiernos de los países productores y consumidores tienen un importante papel que jugar para impulsar esta cooperación. Los gobiernos de los productores pueden introducir reformas institucionales, normativas y fiscales encaminadas a atraer la participación extranjera, así como a promover una mayor eficiencia comercial de sus compañías estatales. Por su parte, los gobiernos de los países consumidores deben esforzarse en sentar las bases de un mejor entendimiento con los países productores, propiciando el dialogo al más alto nivel, el comercio multilateral y la creación de oficinas o agencias mixtas.

Riesgos de interrupciones temporales de suministro

Según la Agencia Internacional de la Energía, el aumento del comercio internacional de petróleo consolidará la interdependencia global, al mismo tiempo que los países consumidores serán más vulnerables al riesgo de sufrir interrupciones del suministro de pequeña duración, ya que la diversidad geográfica de los aprovisionamientos disminuirá y se acentuará la dependencia de unas pocas rutas de transporte.

Gran parte de las importaciones provendrán de Oriente Medio –escenario de algunas de las mayores interrupciones de suministro del pasado[6]– y en su camino hacia los mercados de oriente y occidente deberán transitar por algunos pasos o estrechos (*choke points*) especialmente vulnerables a acontecimientos de naturaleza diversa (accidentes, piratería, ataques terroristas o conflictos bélicos) que pueden acarrear su cierre o bloqueo temporal.

Los puntos estratégicos de Oriente Medio y Norte de África a través de los cuales circula buena parte de las exportaciones de hidrocarburos son los estrechos de Ormuz y de Bab el-Mandeb, así como el Canal de Suez. En 2006, los dos estrechos canalizaron 17 y 3,8 millones de barriles diarios (Mbd) respectivamente, lo que significó el 20,7% y 4,6% del suministro global de petro-

[6] La historia de las últimas décadas es significativa al respecto. Desde 1970, el mundo ha experimentado diecisiete interrupciones de una magnitud igual o superior a los 0,5 millones de barriles diarios (Mbd). Todas ellas, salvo tres, estuvieron relacionadas con acontecimientos en países de Oriente Medio y Norte de África. Cinco de las principales crisis (la guerra árabe-israelí de 1973, la revolución iraní de 1978-1979, la guerra entre Irán e Irak de 1980-1988, la guerra del Golfo de 1990-1991 y la guerra de Irak en 1993) provocaron cortes de suministro de entre 2,5 y 5,6 Mbd. Fuera de la región citada, las dos mayores interrupciones desde la década de los noventa fueron las originadas por la huelga en la compañía estatal de Venezuela (2,6 Mbd desde finales del 2002 a principios del 2003) y la causada por los huracanes en el Golfo de México (1,5 Mbd en 2005).

Según la Agencia Internacional de la Energía, el aumento del comercio internacional de petróleo consolidará la interdependencia global, al mismo tiempo que los países consumidores serán más vulnerables al riesgo de sufrir interrupciones del suministro de pequeña duración, ya que la diversidad geográfica de los aprovisionamientos disminuirá y se acentuará la dependencia de unas pocas rutas de transporte. Gran parte de las importaciones provendrán de Oriente Medio y en su camino hacia los mercados de oriente y occidente deberán transitar por algunos pasos o estrechos (*choke points*) especialmente vulnerables a acontecimientos de naturaleza diversa (accidentes, piratería, ataques terroristas o conflictos bélicos) que pueden acarrear su cierre o bloqueo temporal

leo. Por su parte el Canal de Suez hizo lo propio con 4,2 Mbd que representaron el 5,1% del suministro mundial. Para 2030, las previsiones son que las cifras citadas se incrementen a 23 Mbd en el estrecho de Ormuz, a 4,9 Mbd en Bab el-Mandeb y a 5,3 Mbd en el Canal de Suez. Estos datos nos dan idea de la importancia de estas rutas en el comercio global de crudo.

Otros puntos de importancia estratégica para el comercio internacional de petróleo son los estrechos de Malaca y el Bósforo. En 2006, el primero, un paso clave para el suministro desde Oriente Medio a Asia, canalizó un flujo de 12 Mbd de petróleo, un volumen que representó el 14,3% de la demanda mundial. Sin embargo, se espera que este porcentaje aumente hasta el 16,7% en 2030. Por su parte, el Bósforo constituye la puerta de acceso a una parte importante de los recursos del Mar Caspio.

Para hacer frente a posibles interrupciones temporales del suministro, los países de la OCDE, a través de la Agencia Internacional de la Energía, tienen establecido un sistema de respuesta coordinado que, entre otras medidas, exige a cada uno de sus miembros la obligatoriedad de unas reservas estratégicas que deben alcanzar un volumen mínimo equivalente a 90 días de sus importaciones netas. Este tipo de reservas estratégicas también existe en otros grandes países consumidores ajenos a la OCDE como es el caso, por ejemplo, de China.

Atención al EROEI

El EROEI (*Energy Return on Energy Investement*) es la relación entre la energía obtenida mediante un proceso (en este caso, la extracción de petróleo) y la energía consumida por este mismo proceso. En otras palabras, es la proporción de la energía obtenida requerida para ejecutar el proceso de producción. Si el EROEI de un combustible es alto, entonces solo una pequeña fracción de la energía obtenida es necesaria para mantener la producción. Por otro lado, si el EROEI es muy bajo, la mayor parte de la energía obtenida debe ser utilizada para garantizar la continuidad del proceso de producción, y muy poca energía neta resta disponible. Disponer de combustibles de alto EROI resulta esencial para asegurar el crecimiento económico y la productividad de una sociedad.

Existe un cierto consenso en que las reservas grandes, baratas y fáciles de explotar, son cada vez más difíciles de encontrar y que la producción de petróleo y gas se está desplazando a áreas más complicadas y remotas. En este sentido, quizás la pregunta que deberíamos

formularnos no es tanto la de cuánto petróleo queda en el subsuelo, o ni siquiera la de cuánto petróleo seremos capaz de extraer, sino la de cuánto petróleo puede ser extraído obteniendo un importante superávit de energía. En otras palabras, lo que necesitamos saber es la energía neta disponible, no la bruta.

Un estudio muestra que, en 1992, el EROEI obtenido para la producción mundial de petróleo y gas –obtenido dividiendo la cantidad de megajulios de petróleo y gas producidos por el equivalente en megajulios de los dólares gastados en exploración, desarrollo y producción– fue aproximadamente de 26:1. Esta relación aumentó a cerca de 35:1 en 1999, y desde entonces ha disminuido de manera constante hasta caer a 18:1 en 2006. Los autores del estudio concluyen que si el EROEI mundial para la extracción de petróleo y gas continua en el futuro con la tendencia mostrada durante el periodo analizado, dicho EROEI descendería a 1:1 en cerca de tres décadas.

Aunque en este momento el petróleo y el gas siguen presentando un EROEI favorable en comparación con la mayoría de otras fuentes alternativas, excepto el carbón, el hecho de que el EROEI de la extracción global de petróleo y gas se haya reducido casi a la mitad entre 1999 y 2006 debería ser motivo de preocupación. Si la disminución del EROEI continúa, la cantidad de energía disponible para sostener y hacer crecer la economía mundial también menguará. Un trabajo reciente a propósito del EROEI mínimo que la sociedad necesita, indica que esta no puede mantener su nivel de funcionamiento más básico con un EROEI inferior a 3:1 y que, en realidad, se necesita una relación considerablemente más alta para asegurar el amplio abanico de los productos y servicios (tales como asistencia médica y educación) que esperamos recibir.

El problema fundamental que enfrenta la humanidad no es simplemente el del *peak oil* o "¿cuánto petróleo queda?", cuestión sobre la que, como veremos en el siguiente apartado, existe un considerable debate. Probablemente, las incógnitas más importantes que la economía mundial tiene planteadas son cuánto petróleo extraíble con un rendimiento energético significativo queda y cuál es el EROEI de los posibles sustitutos. Respecto a esta última pregunta, algunos autores llegan a la conclusión de que si queremos mantener unos objetivos mínimos de crecimiento económico y productividad a largo plazo, debemos desarrollar tecnologías de combustibles alternativos que tengan ratios EROEI comparables al que hoy en día tiene el petróleo. Diversos análisis calculan un EROEI relativamente bajo para muchas de las alternativas al petróleo, lo que significa que quizás estamos alcanzando los "límites de crecimiento" y que deberíamos ajustar nuestras perspectivas y objetivos económicos en consecuencia.

EL SUMINISTRO GLOBAL DE PETRÓLEO A LARGO PLAZO

En teoría, a corto plazo, el balance entre oferta y demanda puede calcularse, de forma razonablemente fiable, cuantificando el "flujo de producción" resultante de la suma de todos y cada uno de los proyectos cuya fecha de inauguración es conocida, para luego cotejar el resultado obtenido con las proyecciones sobre la demanda. La principal fuente de incertidumbre de esta aproximación es la posible incidencia de ciertos imprevistos, como los retrasos en la inauguración de los proyectos o la cancelación o aplazamiento indefinido de algunos de ellos.

La Agencia Internacional de la Energía en su *Medium Term Oil and Gas Report* publica y revisa anualmente este tipo de proyecciones a corto plazo. Igualmente, algunas consultoras como Peak Oil Consulting y particulares también trabajan con el mismo objetivo. Todas estas fuentes detectan la existencia de un riesgo potencial de que la oferta no llegue a satisfacer la demanda de aquí al 2015. En el caso de la Agencia Internacional de la Energía, este riesgo se identifica con un posible déficit inversor. Esta preocupación ha llevado a la Agencia a afirmar que "a medio plazo, como resultado de una inversión insuficiente, existe un riesgo real

de colapso en el suministro de petróleo". En la actualidad, como consecuencia de la coyuntura de crisis, dicho riesgo ha sido postergado en el tiempo por la caída de la demanda, aunque el desplome de las inversiones que ha acompañado a dicha caída puede hacer que en los próximos años el riesgo se agrave, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda.

Si las previsiones a corto plazo resultan complicadas, es fácil imaginar lo que sucede con las realizadas a más largo plazo.

Existen numerosas proyecciones sobre el futuro del suministro global de petróleo en el horizonte de 2030. Todas ellas son el resultado de diferentes modelos, basados en aproximaciones metodológicas y datos de partida diversos.

Tales proyecciones muestran una marcada dicotomía. Por un lado, tenemos aquellas que podríamos calificar de optimistas, ya que no ven dificultades insuperables en el horizonte del 2030, previendo un futuro sin grandes cambios, del tipo *business as usual* (BAU). Por otro, existen pronósticos más pesimistas que advierten que el mundo está alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional (*peak oil*), o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos.

La Agencia Internacional de la Energía afirma que "a medio plazo, como resultado de una inversión insuficiente, existe un riesgo real de colapso en el suministro de petróleo". En la actualidad, como consecuencia de la coyuntura de crisis, dicho riesgo ha sido postergado en el tiempo por la caída de la demanda, aunque el desplome de las inversiones que ha acompañado a dicha caída puede hacer que en los próximos años el riesgo se agrave, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda

Breve perspectiva histórica: *peak oilers* vs. BAU

Para enmarcar la discusión existente en torno al futuro del suministro global de petróleo, resulta conveniente dotarse de una cierta perspectiva histórica.

Frecuentemente se suele afirmar que todas las previsiones pasadas se han demostrado incorrectas. En gran medida, esta opinión es consecuencia de las conclusiones popularizadas por los *peak oilers* en la década de los setenta de que la producción mundial de petróleo empezaría a declinar en los siguientes treinta años, cosa que no sucedió. Sin embargo, este hecho no justifica una descalificación general a cualquier intento de pronosticar el futuro, ya que existe la posibilidad de que los pronósticos citados tan solo se hayan equivocado en unos cuantos años. Además, no hay que perder de vista que las previsiones más pesimistas tienen una mayor probabilidad de ser desmentidas por la historia antes que las más optimistas y que algunas de estas últimas también han resultado equivocadas. En cualquier caso, la falta de acierto demostrada por algunas proyecciones nos recuerda la necesidad de ser muy humildes y precavidos sobre el tema de la modelización a largo plazo del suministro futuro de petróleo.

La visión de los setenta de que la oferta de petróleo alcanzaría su máximo en treinta años para después iniciar un rápido e irreversible declive se basaba, fundamentalmente, en el análisis de la relación entre reservas probadas (1P) y producción. Esta aproximación ignoraba el

gran volumen de petróleo ya por entonces descubierto, pero clasificado como reservas probables (2P), el petróleo todavía por descubrir y la mejora de las técnicas de recuperación.

Asimismo, en los años setenta se consideraba que el mejor método de modelización era el de ajuste mediante una curva simple, o curva de Hubbert, tomando como punto de partida una estimación de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional próxima a los dos billones de barriles. El modelo concluía que la producción podría seguir aumentando durante treinta años hasta alcanzar un máximo en torno al año 2000.

Como es sabido, estas previsiones no se cumplieron, principalmente por la disminución de la demanda y las políticas de sustitución de combustibles acaecidas en muchos países consumidores como respuesta a las subidas de precios causadas por los "shocks" petroleros de 1973 y 1978. Si el modelo hubiera tenido en cuenta estos factores el cenit de la producción global de petróleo se habría pospuesto a 2010.

No es extraño, pues, que los primeros modelos utilizados por los *peak oilers* hayan sido criticados por diversos motivos: 1) su incapacidad para reflejar la respuesta de oferta y demanda a las subidas de precios, 2) una apreciación muy pesimista de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional, y 3) una excesiva confianza en una aproximación metodológica muy mecanicista, como la del ajuste a la curva de Hubbert. En su descargo, puede argumentarse que la mayoría de los autores reconocían en sus trabajos la incertidumbre asociada a sus previsiones.

En contraposición a los modelos comentados, los BAU desarrollaron otros que predecían que la producción de petróleo sería suficiente para cubrir la demanda hasta por lo menos 2030. Las metodologías e hipótesis de partida usadas por este grupo difieren en diversos aspectos de las utilizadas por el grupo anterior, prestando, por lo general, mucha más atención a la modelización de la demanda que a los condicionantes del suministro y a las limitaciones geológicas.

Algunos de los modelos de este grupo hacen referencia explícita a los recursos finalmente recuperables, mientras que otros incluso ignoran este parámetro. Estos últimos niegan la necesidad de examinar la base de recursos de petróleo existente, aduciendo que las fuerzas económicas se encargarán de asegurar que la oferta satisfaga la demanda y que lo importante es potenciar una transición relativamente suave a una mayor eficiencia en el uso final del petróleo, así como una progresiva sustitución de este por otros combustibles. Para este grupo, la oferta siempre será capaz de satisfacer la demanda si el precio es lo suficientemente alto. Sin embargo, la cuestión es saber si este aumento de precios sería lo suficientemente lento y predecible para permitir un ajuste no traumático de las economías o, por el contrario, lo suficientemente rápido e imprevisible como para causar graves perturbaciones y escasez.

La historia reciente de las proyecciones publicadas por la Agencia Internacional de la Energía constituyen un interesante ejemplo de cuán complicado puede resultar la tarea de predecir el futuro del suministro mundial de petróleo. Este organismo reconocía en 1998 la posibilidad de que la producción global de petróleo convencional alcanzara su máximo en 2014. Sin embargo, tan solo dos años después, descartaba la existencia de cualquier problema hasta por lo menos 2030. Un desconcertante cambio de opinión explicable, en gran medida, por la evaluación más optimista de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional presentado el mismo año por el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS, 2000). Mas recientemente, otro informe de 2008 ha matizado esta visión, en base a un detallado ejercicio de modelización del comportamiento individual de los campos de petróleo actualmente en explotación. Este ejercicio ha conducido a una perspectiva algo más pesimista sobre el suministro futuro, de forma que este se condiciona al de la concreción de una inversión que se describe como "intimidante". La visión de la

Agencia Internacional de la Energía en su último informe de 2011 es que el cenit de la producción de petróleo convencional tuvo lugar en 2006 y que de aquí a 2030 la producción mundial de petróleo convencional se estabilizará, dibujando una meseta.

La polémica en nuestros días

El UK Energy Research Centre (UKERC) presentó en 2009 un interesante análisis comparativo de catorce modelos sobre el suministro global de petróleo, publicados entre 2006 y 2008[7].

En estos modelos, el pronóstico más alto sobre la producción de todo tipo de combustibles líquidos en 2030 es dos veces y medio mayor que el de la previsión más baja, mientras que el rango de fechas en la que tendría lugar el cenit de la producción varía desde el pasado inmediato a un futuro indefinido, más allá de 2030. Sin duda, sorprende que estos estudios puedan llegar a conclusiones tan diferentes.

Una de las causas de estas divergencias es que las previsiones contemplan diferentes combustibles líquidos. Todas ellas incluyen petróleo crudo, desde ligeros a pesados, pero no todas contabilizan los crudos extrapesados y algunas no tienen en cuenta los líquidos de gas natural. Sin embargo, este factor no explica más que una pequeña parte de las diferencias observadas en los pronósticos.

En realidad, tales discrepancias reflejan principalmente la existencia de dos grandes grupos de pronósticos, cada uno de ellos basados en aproximaciones metodológicas muy distintas y que, grosso modo, pueden relacionarse con la persistencia en nuestras días de las dos grandes corrientes históricas mencionadas con anterioridad (*peakoilers* y BAU).

El primer grupo de pronósticos comprende aquellos que apuestan por un crecimiento aproximadamente lineal de la producción de todo tipo de combustibles líquidos hasta 2030, de modo que sus modelos no prevén un cenit en la producción con anterioridad a dicha fecha. Estas previsiones "casi-lineales" corresponden básicamente a organismos oficiales (Agencia Internacional de la Energía y Oficina de Información Energética del Gobierno de los Estados Unidos), la OPEP y algunas petroleras (ExxonMobil, BP y ENI), cuyos pronósticos se basan esencialmente en modelizaciones de la demanda y en la subsiguiente asignación de diversas fuentes de suministro para cubrirla.

El segundo grupo de pronósticos prevé alguna forma de cenit antes de 2030, seguido de un declive más o menos pronunciado. La mayoría de los modelos de este grupo utiliza una metodología que combina una determinada estimación de los recursos finalmente recuperables a escala global y su ajuste a una curva simple. Generalmente, estos modelos obtienen las estimaciones de recursos finalmente recuperables mediante adiciones sucesivas (*bottom-up*), es decir, a partir de la suma de pronósticos parciales a nivel de proyectos, campos, países o regiones, lo que hace que tales estimaciones sean un resultado final (*output*) más que un dato de entrada (*input*). Asimismo, los modelos asumen hipótesis explícitas sobre las tasas de declive de la producción. Esta aproximación ha sido seguida por organismos oficiales nacionales (BGR o Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania), compañías de petróleo (Shell, StatoilHydro y Total), consultoras (Energyfiles, Ludwig Bölkow Systemtechnik o LBST, Peak Oil Consulting), grupos de investigación universitarios (Upsala) y diversos estudiosos.

Dentro de este último grupo de pronósticos que señalan un cenit de la producción antes de 2030, UKERC (2009) destaca que el elaborado por Shell es el único que modela de forma explícita la demanda. Sus escenarios resultan singulares en el sentido de que el cenit de la producción de crudos, condensados y líquidos del gas natural, no está impulsado por limitaciones de la oferta, sino por una disminución de la demanda en respuesta a la mejora de la

[7] Todos ellos se realizaron con anterioridad a la actual coyuntura de recesión económica mundial y, por lo tanto, no reflejan las previsibles reducciones en la demanda mundial de petróleo y en la inversión en exploración y producción.

eficiencia y a la sustitución de los combustibles citados. Shell presenta dos escenarios. En uno de ellos (*Scramble*), la producción de crudos, condensados y líquidos del gas natural disminuye a partir de 2020. En el otro (*Blueprints*), la producción se mantiene plana a partir de dicha fecha. En todo caso, debe remarcarse que si las previsiones se extienden a todo tipo de combustibles líquidos, la petrolera retrasa el cenit más allá de 2050.

Tras la actual crisis económica y financiera, parece que este tipo de pronósticos que prevén un cenit de la demanda están ganando más protagonismo.

Conclusiones del análisis comparativo de UKERC

El análisis del UK Energy Research Centre (UKERC) de catorce pronósticos contemporáneos elaborados entre 2006 y 2008, al que ya hemos hecho referencia en el apartado anterior, presenta una serie de interesantes conclusiones que a continuación resumimos.

Dicho estudio destaca, en primer lugar, que la comparación entre los diferentes pronósticos resulta difícil por tres razones: 1) la falta de transparencia de algunos de lo modelos, 2) las inconsistencias en la definición y en la cobertura estadística de los diferentes combustibles líquidos, y 3) el amplio abanico de métodos e hipótesis de partida utilizados en los modelos.

Según UKERC, todavía queda un largo camino que recorrer para alcanzar un mayor consenso. Este objetivo se vería facilitado si en cada modelo se explicitaran y compararan las hipótesis clave, se explorara sistemáticamente la mayor o menor sensibilidad de los pronósticos a estas hipótesis y se especificaran las incertidumbres a la hora de presentar los resultados. Asimismo, UKERC detecta la necesidad de una mayor integración entre aquellos pronósticos que esencialmente modelan el suministro y los que prácticamente solo consideran la demanda. También sería muy conveniente que los pronósticos, en vez de ceñirse a la presentación de un resultado único, exploraran un amplio abanico de escenarios socioeconómicos plausibles.

Pese a ello, la buena noticia es que la disparidad en las fechas propuestas para el cenit parece estar básicamente ligada a las diferentes hipótesis asumidas, de forma implícita o explícita, sobre los recursos finalmente recuperables y/o la tasa de declive post-cenit global. Para UKERC, las otras diferencias pueden considerarse secundarias o dependen de los dos parámetros citados, de manera que, probablemente, la mayoría de los modelos obtendrían resultados similares si utilizaran o implicaran valores similares para ambos. Este hecho alimenta la posibilidad de alcanzar un mayor consenso sobre el futuro más plausible del suministro global de petróleo, en la medida de que se disponga de mayor y mejor información sobre las dos variables citadas. Acotarlas con un mayor grado de precisión resulta, por tanto, una tarea prioritaria.

UKERC considera que pronosticar a corto plazo, por ejemplo en el horizonte de 2015, la evolución de la capacidad de producción de petróleo, resulta una tarea relativamente poco arriesgada porque los proyectos necesarios para aumentar el suministro ya están comprometidos. La recopilación, región a región, de los datos sobre los proyectos en curso, que normalmente son de dominio público, facilita la elaboración de pronósticos a corto plazo muy razonables. La principal conclusión de este tipo de análisis es que la actual recesión económica puede traducirse en la cancelación o retraso de muchos proyectos, lo que implica asumir ciertos riesgos de escasez de suministro para cuando se recupere la demanda.

Por el contrario, UKERC advierte que a medio y largo plazo se multiplica el número y la magnitud de las incertidumbres, lo que hace que los pronósticos sobre la fecha del cenit de la producción sean menos fiables.

En cualquier caso, UKERC constata que los pronósticos a largo plazo que posponen el cenit más allá de 2030 requieren de la combinación

de algunos, aunque no todos, de los siguientes factores:

1. Una tasa de crecimiento de la demanda, relativamente baja, próxima al 1% anual.

2. Unos recursos finalmente recuperables de petróleo convencional que, como mínimo, deben situarse en torno a los 3 billones de barriles y, probablemente, superar los 3,6 billones estimados en el escenario medio (50% de probabilidades) del USGS (2000).

3. Una tasa de declive post-cenit relativamente rápida, del orden del 3% anual o mayor.

4. Una producción acumulada en el momento del cenit que excede al 50% de los recursos finalmente recuperables. Este porcentaje sobrepasa ampliamente lo observado en la mayoría de las regiones que ya han pasado su cenit.

5. Una producción acumulada en la fecha del cenit que supera el 60% de los descubrimientos acumulados de reservas probadas y probables (2P). Este porcentaje también es mucho mayor de lo observado en la mayoría de las regiones que ya han dejado atrás el cenit.

6. Una tasa anual de nuevos descubrimientos hasta 2030 que iguala o supera la lograda en la última década. Esto supone revertir la tendencia de los últimos cuarenta años pese a la disminución del tamaño medio de los nuevos hallazgos.

7. Una tasa anual de crecimiento de las reservas hasta 2030 que iguala o excede la conseguida en los últimos diez años. Y esto pese al previsible aumento del porcentaje de nuevos hallazgos efectuados bajo aguas marinas, que tienden a ser más pequeños y tienen un menor potencial de crecimiento de reservas.

8. Una velocidad media de extracción o ritmo de agotamiento de estos recursos (porcentaje de las reservas iniciales probadas y probables extraído por unidad de tiempo) que es mucho más alto que la tasa máxima previamente observada en cualquier región productiva.

9. La existencias de condiciones favorables en las principales regiones productoras de petróleo, en temas tales como la existencia de incentivos para la inversión, el acceso adecuado a las áreas prospectivas, la estabilidad política, etc.

Los pronósticos "casi lineales" tendrían que demostrar cómo pueden cumplirse estas nueve condiciones o bien rebatir la necesidad de hacerlo. A juicio de UKERC, asumir el cumplimiento de algunas de tales condiciones o de una combinación de ellas implica, en el mejor de lo casos, un optimismo poco justificado, mientras que, en el peor, supone una imposibilidad manifiesta. Por esta razón, el Informe de UKERC concluye que es probable que el cenit de la producción de petróleo tenga lugar antes de 2030.

Sin embargo, precisar una fecha para dicho cenit resulta una tarea muy complicada.

UKERC considera que algunos de los pronósticos de los *peak oilers* parecen excesivamente pesimistas porque muy probablemente subestiman la cantidad global de recursos finalmente recuperables. Sin embargo, la combinación de limitaciones técnicas y geopolíticas, junto a la ausencia de condiciones favorables en algunas regiones productoras importantes (véase punto n.º 9 arriba) podría impedir que dichos recursos fueran desarrollados a la velocidad requerida.

Por otra parte, el estudio de UKERC subraya que muchos de los modelos de los *peak oilers* no tienen en cuenta las complejas relaciones existentes entre oferta y demanda, lo que podría transformar un cenit (o pico) más o menos abrupto, en un periodo de estancamiento con altibajos (que dibujaría una especie de meseta ondulada o *bumpy plateau*). La actual fase de recesión económica podría retrasar el momento

en el que el agotamiento físico se traduce en dificultades de suministro, pero, si la demanda se recuperara relativamente pronto, es probable que dicho retraso fuera de tan solo unos pocos años. En este mismo sentido, considerando el crecimiento de la demanda que se anticipa para China, India y otros países industrializados, parece poco probable que las políticas que puedan acordarse en el campo de la lucha contra el cambio climático puedan tener un impacto significativo a medio plazo.

En opinión de UKERC, la capacidad del mercado de activar la alarma ante el cenit de la producción con la suficiente antelación debe tomarse con muchas reservas, dada la dependencia de la producción actual de un pequeño número de grandes campos que podrían entrar pronto en un rápido declive. El caso de los EE.UU. constituye un interesante precedente. En este país, los costes de extracción permanecieron estables o, incluso, disminuyeron entre 1936 y 1970, al mismo tiempo que la producción se triplicaba, pero tras alcanzar el cenit en la última fecha citada, los costes se multiplicaron por cuatro en tan solo una década. Si esta misma pauta se repitiera de forma global, muy probablemente encontraría al mundo desprevenido.

A pesar de las incertidumbres expuestas, UKERC concluye que existe un riesgo significativo de que el cenit de la producción global de petróleo convencional tenga lugar antes de 2020.

Y frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar que la mayoría de países no está considerando seriamente la aplicación de políticas preventivas.

CONCLUSIONES

De todo lo anteriormente expuesto cabe destacar los siguientes puntos:

1. Para satisfacer el crecimiento de la demanda y, al mismo tiempo, compensar el declive de los campos de petróleo en explotación, la industria petrolera deberá desarrollar en los próximos veinte años una nueva capacidad productiva equivalente a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Existen dudas fundadas de que este objetivo resulte factible.

2. Despejar esta incógnita reviste gran trascendencia dada la estrecha relación existente entre crecimiento económico y aumento del consumo de petróleo. La existencia de limitaciones en el suministro futuro de este hidrocarburo, supondría, automáticamente, la existencia de límites al crecimiento económico global, lo que cuestiona la vigencia del actual modelo de desarrollo.

3. Cuantificar de manera precisa los recursos y reservas de petróleo convencional y no convencional existentes en el subsuelo resulta una tarea muy ardua. Ello obedece a la opacidad con la que algunos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas, los criterios dispares existentes a la hora de evaluar y cuantificar estos, así como a las incertidumbres inherentes a cualquier análisis del subsuelo y a las previsiones de futuro en materia de economía, desarrollo tecnológico y políticas gubernamentales. Las petroleras internacionales de capital

Para satisfacer el crecimiento de la demanda y, al mismo tiempo, compensar el declive de los campos de petróleo en explotación, la industria petrolera deberá desarrollar en los próximos veinte años una nueva capacidad productiva equivalente a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Existen dudas fundadas de que este objetivo resulte factible

privado son objeto de auditorias externas públicas, pero la mayoría de las petroleras estatales no están sometidas a ningún tipo de control. Este último hecho resulta especialmente grave, porque la mayoría de las reservas probadas de petróleo del mundo pertenecen a compañías controladas por los gobiernos, con cerca de tres cuartas partes de dichas reservas pertenecientes a países integrados en la OPEP.

4. Conviene diferenciar claramente los términos reservas y recursos, y cuando se habla de las primeras, aclarar si se trata de probadas, probables o posibles. También es importante subrayar que las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo y que un tipo de reservas puede convertirse en otro a medida que evolucionan la tecnología disponible, el conocimiento geológico, la situación política, así como los costes de extracción, precios de venta y comerciabilidad del petróleo.

5. Las estimaciones de reservas probadas, de uso generalizado en los análisis económicos y financieros, dan una idea de cuánto petróleo podría desarrollarse y extraerse a corto y medio plazo. Sin embargo, el volumen total de petróleo que a más largo plazo podrá ser extraído de manera comercialmente rentable requiere calcular los recursos finalmente recuperables. Estos incluyen: a) las reservas probadas y probables inicialmente existentes en campos que se encuentran en fase de producción o a la espera de su desarrollo, b) el volumen correspondiente al crecimiento de las reservas por la introducción de mejoras tecnológicas, y c) los barriles que todavía quedan por descubrir.

6. Gran parte de los recursos de petróleo que el mundo podrá utilizar en el futuro se clasifican como no convencionales. Estos incluyen las arenas petrolíferas o arenas asfálticas, los petróleos extra-pesados, los esquistos bituminosos, y los combustibles sintéticos derivados de la conversión de gas a líquidos (GTL) y de carbón a líquidos (CTL). Aunque se han experimentado considerables progresos en la superación de desafíos técnicos que hasta hace poco parecían insalvables y se ha avanzado en la reducción de costes, estos recursos son generalmente más costosos de producir que los convencionales, presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero y, además, su explotación implica un balance energético (relación entre la energía obtenida y la utilizada en el proceso de producción) que puede llegar a ser diez veces menor que el de los petróleos convencionales.

7. Según la Agencia Internacional de la Energía, a largo plazo, la base potencial de recursos totales de petróleo se aproxima a los 6,5 billones de barriles y, si a esta cifra se le añade el potencial de producción de líquidos a partir de las tecnologías GTL y CTL, la cifra final se acerca a los 9 billones de barriles. De ese total, casi 1,1 billones ya han sido extraídos. En el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos potenciales, así como los costes de suministro a los mercados, dependerá, además del progreso tecnológico, de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. La introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO_2 tendría un gran impacto sobre los costes de los recursos no convencionales.

8. Las cifras publicadas hasta la fecha sobre la disponibilidad de recursos y reservas son muy dispares, de forma que no existe consenso al respecto. Sin embargo, en general, dichas cifras permiten suponer que las limitaciones geológicas no constituyen el mayor desafío que la industria petrolera y el mundo deberán afrontar en un futuro inmediato.

9. Además de conocer la disponibilidad de recursos y reservas, resulta fundamental

conocer si la transformación de estos en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. En relación a esta cuestión, el National Petroleum Council nos avisa de una realidad preocupante: "el mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo".

10. Tales riesgos son variados. Algunos de ellos son de naturaleza esencialmente técnica. Entre estos cabe citar: a) desde la década de los ochenta los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído; b) los costes de exploración y producción están aumentando como consecuencia de que cada vez se trabaja en regiones más remotas, en ambientes más extremos y se perfora a mayor profundidad, lo que conlleva un creciente desafío tecnológico; c) la producción mundial de petróleo convencional en los campos actualmente en explotación está experimentando un declive promedio del 9% anual, y este podría alcanzar el 10% si se descuidan las inversiones y no se introducen mejoras técnicas; d) la industria del petróleo está experimentando una alarmante escasez de personal, muy especialmente de científicos y técnicos altamente cualificados, y e) la relación entre la energía obtenida mediante la extracción de petróleo y la energía consumida por este mismo proceso (o EROEI) está declinando de forma muy rápida, lo que significa que cada nuevo barril de reservas añadido tiene un contenido energético neto inferior.

11. Además de los riesgos técnicos comentados cabe considerar otros con un claro matiz geopolítico: a) la producción de petróleo en treinta de los cincuenta y cuatro Estados productores ha sobrepasado ya su cenit, mientras que en otros diez se observa una tendencia al estancamiento, lo que significa que en el futuro el suministro de petróleo dependerá básicamente de catorce países, muchos de ellos integrados en la OPEP; b) la producción de petróleo convencional ajena a la OPEP ya ha superado el cenit y ha entrado en declive, y c) el mundo será cada vez más dependiente de las exportaciones de la OPEP. Este último punto implica la consolidación de un mercado monopolista, no competitivo, y un peligro cierto para la existencia de un "libre mercado" del petróleo.

12. Uno de los riesgos más importantes de cara a la seguridad de suministro de petróleo reside en las incertidumbres existentes en torno a la concreción de las inversiones necesarias. Cubrir la demanda mundial de petróleo prevista entre 2007 y 2030 requiere una inversión acumulada cercana a los 5,9 billones de dólares (de 2008). De esta cantidad, aproximadamente el 80% correspondería a actividades de exploración y producción, el 16% al sector del refino y el 4% al del transporte. El 75% de la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo prevista para el periodo citado correspondería a países que no pertenecen a la OCDE y, en la mayoría de estos países, la movilización de las inversiones requerirá superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales.

13. Los principales obstáculos o riesgos que podrían limitar o retrasar las mencionadas inversiones en los países productores son esencialmente de naturaleza geopolítica e incluyen: a) aquellos asociados a las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos; b) los derivados del "petronacionalismo" que impide o limita el acceso de las compañías privadas internacionales a la explotación de los recursos, y c) los ligados a la inestabilidad política, amenazas terroristas o conflictos militares.

Un análisis comparativo de catorce pronósticos contemporáneos elaborados entre 2006 y 2008, concluye que, a pesar de la existencia de múltiples incertidumbres, es probable que el cenit de la producción de petróleo convencional tenga lugar antes de 2030, y que existe un riesgo significativo de que dicho momento se concrete en la actual década. Frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar cómo la mayoría de países no está considerando seriamente aplicar políticas preventivas y de gestión de riesgos

14. Otros tipos de riesgos geopolíticos que pueden poner en peligro la seguridad del suministro, causando interrupciones temporales del suministro, son los derivados de disputas entre países productores y de tránsito, así como los causados por conflictos o atentados terroristas que bloqueen las rutas comerciales a los mercados o dañen las infraestructuras de transporte. Para prevenir este tipo de imprevistos, los países de la OCDE mantienen las denominadas reservas estratégicas. Otros grandes consumidores, como China, también están adoptando políticas preventivas similares.

15. A corto plazo, el balance global entre la oferta y la demanda de petróleo puede calcularse sin demasiadas dificultades. La principal fuente de incertidumbre es la posible incidencia de ciertos imprevistos como los retrasos en la inauguración de los proyectos de producción, así como la cancelación o aplazamiento indefinido de algunos de ellos. Como resultado de una inversión insuficiente, diversas fuentes han señalado la existencia de un riesgo potencial de que la oferta no llegue a satisfacer la demanda en algún momento del periodo 2011-2015. En la actual coyuntura de crisis, dicho peligro se ha visto postergado en el tiempo por la caída de la demanda, pero en los próximos años, el desplome de las inversiones que ha acompañado a la caída citada puede provocar un agravamiento del riesgo, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda.

16. Existen numerosas proyecciones sobre el futuro del suministro global de petróleo en el horizonte de 2030. Todas ellas son el resultado de diferentes modelos, basados en aproximaciones metodológicas y datos de partida diversos. En general, tales proyecciones muestran una marcada dicotomía. Por un lado, tenemos aquellas que no ven dificultades insuperables en el horizonte de 2030. Por otro, existen pronósticos más pesimistas que advierten que el mundo está alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional (*peak oil*), o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos.

17. Un análisis comparativo de catorce pronósticos contemporáneos elaborados entre 2006 y 2008, concluye que, a pesar de la existencia de múltiples incertidumbres, es probable que el cenit de la producción de petróleo convencional tenga lugar antes de 2030, y que existe un riesgo significativo de que dicho momento se concrete en la actual década. Frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar cómo la mayoría de países no está considerando seriamente aplicar políticas preventivas y de gestión de riesgos. ✤