Economic Research Department

BBVA

Global Trends

15 de diciembre 2009

Tatiana Alonso Gispert
Tendencias Globales SEE BBVA
tatiana.alonso@grupobbva.com

"The really important thing is that even though we are not yet running out of oil, we are running out of time".
Fatih Birol –Economista Jefe de la AIE, Marzo 2008

Oferta potencial de petróleo: ¿cuánto recorrido queda hasta el cénit?

- Debido al impulso del mundo emergente, la demanda mundial de petróleo podría superar fácilmente los 100 millones de barriles diarios (Mbd) en 2030, una senda creciente que cada vez más expertos consideran insostenible desde el punto de vista de la oferta. A la tendencia decreciente del ratio de reposición, se une la preocupación por el fuerte aumento de las tasas de declive y la constatación de que las posibilidades de extracción en condiciones de rentabilidad se están viendo cada vez más limitadas por cuestiones de naturaleza física y económica.
- Conocer cuándo (y en qué niveles) podría alcanzarse el pico de la producción mundial por motivos geológicos resulta fundamental para definir los límites de lo posible en el consumo futuro de petróleo. Sin embargo la tarea no es sencilla. Lejos de existir consenso, el debate está servido. Por un lado, algunos expertos no ven restricciones físicas en la oferta antes de 2030-2050 y opinan que la oferta mundial podrá hacer frente a una demanda de hasta 115 Mbd. Por otro lado, un número creciente de expertos considera altamente improbable que el pico mundial pueda retrasarse más allá de 2030 y que la oferta global consiga rebasar los 100 Mbd.
- Los motivos por los cuales ha sido (y sigue siendo) posible la coexistencia de dos visiones tan distintas acerca de una misma realidad son diversos.
- En primer lugar, las distintas estimaciones disponibles sitúan las **reservas restantes** entre 1100 y 1300 millones de barriles (Gb), con una diferencia equivalente al 75% de las reservas estimadas de Arabia Saudita.
- En segundo lugar, aunque algunos expertos esperan que dicho **factor de recuperación** pueda alcanzar el 50% (duplicando las reservas actuales), otros lo ven del todo improbable, máxime antes de 2050.
- En tercer lugar, el **potencial de nuevos descubrimientos** es todavía muy incierto. Para cubrir la demanda estimada, sería necesario descubrir 20 Gb al año hasta 2030. Sin embargo, desde 2000 el volumen medio anual no ha sobrepasado los 17 Gb, a pesar de importantes hallazgos (en Brasil, p.ej).
- En cuarto lugar, a pesar de su abundancia, es difícil que se puedan extraer más de 600-700 Gb de **petróleo no convencional**. El bajo factor de recuperación, unidos al uso intensivo de energía y agua en su extracción implican elevados costes medioambientales y una baja rentabilidad del proceso. Las previsiones oficiales prevén una aportación máxima de este petróleo del 10% de la demanda en 2030.
- Finalmente, la importancia del **declive** no debe ser infra-estimada. En 2008 la AIE estimó una **tasa de declive mundial** cercana al 7% para los yacimientos maduros, lo cual implica una tasa media global del 4-5%. Realizando un cálculo simplificado y muy conservador acerca de las necesidades de producción futura (con un incremento medio anual de la demanda del 0.5% y tasa media de declive del 3% anual) de aquí a 2030 habría que expandir la capacidad de producción en 83 Mbd netos (20 Mbd para cubrir el aumento de demanda y 63 Mbd para compensar el efecto declive), lo cual equivale a construir ocho veces la actual capacidad instalada de Arabia Saudita.

Petróleo: columna vertebral del sistema energético

El petróleo cubre cerca del 40% de la demanda mundial de energía, más del 95% de las necesidades del sector transporte y constituye un insumo indispensable para industrias clave como la petroquímica o la farmacéutica. La disponibilidad de petróleo "barato" y abundante es, por tanto, un requisito necesario (aunque obviamente no suficiente) para garantizar el buen funcionamiento y crecimiento de las economías. Sin él, las naciones hoy más avanzadas no habrían podido registrar el extraordinario desarrollo económico experimentado durante la segunda mitad del siglo XX, ni, más recientemente, tampoco habría sido posible asistir al espectacular despegue económico del mundo emergente, especialmente de China.

De cara al futuro, aunque los países desarrollados continuarán moderando sus necesidades energéticas, el colectivo emergente necesitará seguir disponiendo de cantidades crecientes de energía, incluso asumiendo mejoras notables en sus ratios de eficiencia energética. Por ello, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé que la demanda mundial de petróleo alcanzará los 105 millones de barriles diarios (Mbd) en 2030.

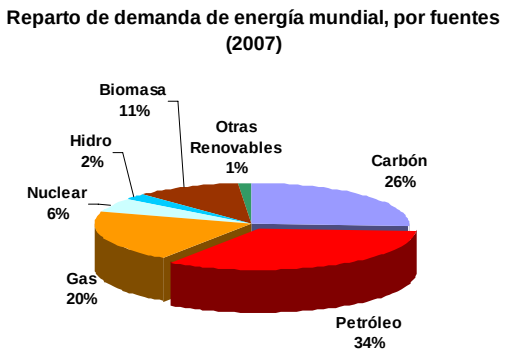
Sin embargo, cada vez son más las voces expertas que opinan que la oferta no podrá seguir la senda marcada por la demanda. Por un lado, se sabe que el ratio de reposición ha disminuido de manera muy significativa y que, a pesar de los importantes avances tecnológicos registrados y del gran esfuerzo inversor desplegado desde mediados de los ochenta, no ha sido posible revertir esta tendencia. Mientras que en los últimos 30 años la demanda mundial de petróleo ha crecido más del 40%, el volumen de nuevos descubrimientos ha disminuido un 50%. Como consecuencia, nuestra capacidad de reposición es hoy en día inferior a un tercio de barril repuesto por cada barril consumido (frente a un ratio 2 a 1 en los años setenta).

A las complicaciones impuestas por un ratio de reposición decreciente se une la preocupación por el fuerte aumento de las tasas de declive, así como el hecho de que las posibilidades de extracción en condiciones de rentabilidad están cada vez más limitadas por aspectos de naturaleza física y económica. Esto se debe esencialmente a las dificultades técnicas y económicas asociadas a la explotación de los nuevos yacimientos, a menudo emplazados en lugares remotos o de difícil acceso y explotación, y del petróleo no convencional.

La importancia de los límites geológicos

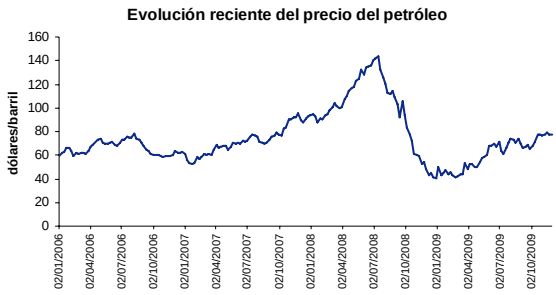
La perspectivas futuras de la oferta son, cuanto menos, desafiantes. Aunque que la forma final de la curva de producción global vendrá determinada en última instancia por condicionantes de naturaleza geopolítica y económica (*factores de superficie*), los condicionantes de naturaleza física o geológica (*factores de subsuelo)* determinarán el **potencial** futuro de dicha curva. Conocer cuándo (y en torno a qué niveles) podría alcanzarse el pico de la producción mundial estrictamente por motivos geológicos (obviando factores de superficie) resulta un punto de

Gráfico 1



Fuente: AIE, WEO 2009

Gráfico 2



Fuente: Bloomberg

partida obligatorio para cualquier debate serio acerca del suministro petrolero futuro pues permite definir los límites de lo estrictamente posible.

Sin embargo, la tarea no es sencilla. Para poder responder a la pregunta anterior con cierto rigor sería necesario contar con un buen diagnóstico acerca del estado actual de algunas variables determinantes del potencial futuro de la oferta, tales como las reservas restantes (¿cuánto petróleo queda?) o la tasa de declive (¿a qué ritmo perdemos capacidad de producción incluso a pesar de invertir mucho dinero y esfuerzo en que ello no suceda?).

Sin embargo, esto no es posible por la falta de datos adecuados, lo cual ha generado mucha confusión y falta de consenso.

Un debate controvertido

Durante largo tiempo sólo unos pocos geólogos e ingenieros, reunidos al amparo de la Asociación para el pico petrolero (ASPO) y otras asociaciones afines, defendieron la teoría de Hubbert. Frente a ellos, se imponía la indiferencia y/o rechazo explícito de las instancias oficiales, la industria internacional y buena parte de los economistas y analistas expertos.

Sin embargo, la escalada registrada por el precio del petróleo entre 2005 y 2008 tuvo el efecto de reequilibrar la balanza de apoyos. Así, un número creciente de organismos oficiales (incluida la AIE, aunque no de manera explícita) y representantes de la industria, así como analistas, consultoras e inversores han pasado a engrosar las filas del colectivo pesimista con mayor o menor ahínco. Un número creciente de expertos independientes están manifestando su preocupación por la incertidumbre acerca del volumen de reservas restantes, las elevadas tasas de declive observadas y las crecientes dificultades encontradas para reponer el petróleo consumido a un coste razonable.

Basándose en cuatro premisas fundamentales (ver cuadro 2), el colectivo pesimista considera que:

1. La producción mundial de petróleo convencional (incluyendo líquidos del gas natural, LGN) está muy próxima a alcanzar su máximo global (si no lo ha hecho ya), en un nivel no superior a los 90 millones de barriles al día (Mb/d).
2. La producción mundial de petróleo (incluyendo fuentes convencionales y no convencionales) alcanzará el máximo global en 2030 como muy tarde, en un nivel no superior a los 100 Mb/d.

Por su parte, el colectivo "optimista" rechaza esta visión y las premisas que la sustentan y niega que pueda alcanzarse el pico global antes de 2030 por motivos estrictamente geológicos. Según un informe reciente de la consultora especializada CERA, principal abanderada de este colectivo, la producción mundial de petróleo alcanzará los 115 Mbd en 2030, pudiendo mantenerse estable durante veinte años más. En otras palabras, si la oferta se encuentra restringida antes de 2050 será por factores de superficie, no por motivos geológicos.

Cuadro 1

Breves apuntes sobre la Teoría de Hubbert

Formulada en los años cincuenta por el geólogo norteamericano K. Hubbert, la teoría del pico (o teoría de Hubbert) postula que, en condiciones óptimas de explotación, la curva de producción de una región petrolera se asemeja a una parábola cuyo máximo se alcanza cuando la mitad de las reservas existentes han sido extraídas.

Cuando dichas condiciones óptimas no se cumplen, la curva adopta una forma irregular, no simétrica, aunque tendiendo a una especie de campana, formada por un primer tramo creciente seguido de un pico o meseta tras el cual se abre un tramo decreciente.

Con ayuda de esta teoría Hubbert fue capaz de predecir, con quince años de antelación, que el pico de la producción petrolera de los EEUU (excluyendo Alaska), se alcanzaría en 1970.

No obstante, no todo fueron aciertos. Hubbert infraestimó en 1 Mbd el nivel máximo finalmente alcanzado por la producción norteamericana (4,5 Mbd) y, posteriormente, en los años ochenta predijo que el pico global de petróleo se alcanzaría entre 1995 y 2000, una predicción que obviamente no se ha cumplido.

Todo y con ello, la mayor contribución de esta teoría radica, no tanto en su utilidad como herramienta predictiva, sino más bien en la formalización de dos hechos cruciales: (1) que la producción no puede crecer de manera indefinida y, (2) que, una vez alcanzado el cénit, la producción decrecerá a un ritmo medio cercano al 5%.

Cuadro 2

Cuatro premisas básicas del colectivo pesimista

1. El volumen restante de reservas globales de petróleo convencional es inferior al reconocido por organismos oficiales de la relevancia de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) o la Agencia Norteamericana de Energía (EIA).

2. Los nuevos descubrimientos futuros no serán lo suficientemente importantes como para revertir la tendencia decreciente del ratio de reposición.

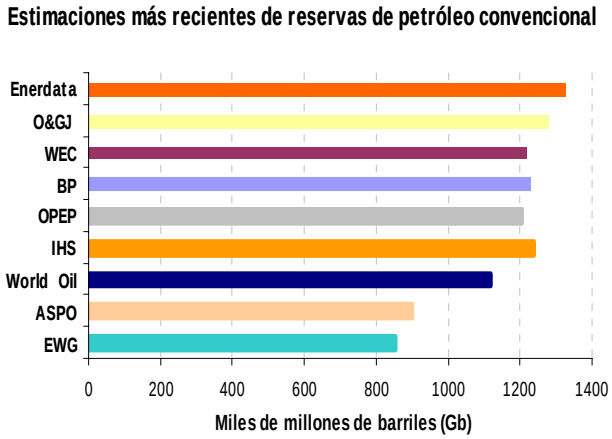
3. Las tasas de declive reales son superiores a lo asumido en muchos estudios y éstas seguirán aumentando en el futuro a medida que los campos más grandes y maduros llegan a su fase de declive.

4. Los petróleos no convencionales no podrán cubrir la brecha de oferta generada. Aunque algunos productos están llamados a jugar un papel importante, su potencial de producción futura se verá seriamente limitada por factores de índole económica y medioambiental.

¿Cómo es posible que coexistan visiones tan dispares acerca de un tema tan crucial? Como se verá, el principal motivo se relaciona con la falta de información adecuada acerca del valor y estado de las principales variables determinantes de la oferta futura potencial de petróleo, especialmente la cantidad y calidad de las reservas restantes y futuras, así como la tasa de declive a la que la producción global disminuirá una vez alcanzado el cénit.

Probablemente esto explique el giro mostrado por la AIE en los últimos años, desde una posición claramente "optimista" hacia una muestra creciente de preocupación, unida al reconocimiento explícito o implícito de la mayoría de premisas asumidas por el colectivo "pesimista". En los últimos cinco años las previsiones de oferta para 2030 han sido paulatinamente revisadas a la baja, desde 121 Mbd estimados en 2004 hasta los 105 Mbd de la última edición (2009). La propia Agencia advierte que estas cifras se refieren a potencial de producción. Es decir, son factibles desde un punto de vista geológico pero, para que se materialicen, la industria del petróleo deberá estar dispuesta a invertir mucho esfuerzo y dinero, algo que no resulta evidente. Por ello, la AIE ya ha alertado de la posibilidad de que se produzcan problemas de abastecimiento debido a la falta de inversión en nuevas infraestructuras y su economista jefe, Fatih Birol, ha dicho en numerosas ocasiones que la situación podría tornarse crítica en pocos años.

Gráfico 3



Fuente: AIE 2008, ASPO 2008, Enerdata 2006 y EWG 2008

Reservas: ¿cuánto petróleo queda realmente?

El primer aspecto a tener presente es que no es posible conocer ex ante qué cantidad de petróleo será posible extraer en el futuro, o lo que es lo mismo, el valor de las reservas restantes. Las distintas estimaciones disponibles se sitúan en un rango de 1100 a 1300 millones de barriles (Gb), con una diferencia, por tanto, de 200 Gb, un volumen equivalente al 75% de las reservas estimadas de Arabia Saudita y a más de seis años del actual consumo mundial de petróleo (ver gráfico 3).

La existencia de estimaciones tan dispares se debe a varios motivos, entre los que destaca la falta de un estándar internacional que estipule de manera adecuada la metodología a emplear a la hora de valorar y clasificar las reservas de petróleo.

La mayor parte de la industria se rige por un estándar aprobado en 2001 que distingue entre reservas *probadas*, *probables* y *posibles* (ver cuadro 3). A pesar de su aparente simplicidad, la utilización de este sistema ha contribuido, paradójicamente, a generar una situación compleja y confusa. En un intento por trasmitir una imagen de prudencia, se ha instaurado la práctica de publicar cifras de reservas (supuestamente) probadas, a pesar de que éstas infraestiman el potencial de producción futura de los yacimientos. Por extensión, cuando las reservas de un país o región se calculan mediante agregación de cifras 1P individuales, el verdadero valor de las reservas potenciales puede quedar seriamente infraestimado. La mejor estimación posible acerca de dicho potencial y, por tanto del valor de las reservas, la ofrece el agregado 2P, que

Cuadro 3

Las reservas ***probadas*, o 1P,** son aquellas cuya probabilidad mínima de extracción en condiciones rentables es del 90%.

Las reservas ***probables*** tienen una probabilidad mínima de extracción en condiciones rentables del 50%.

Las reservas ***posibles*** tienen una probabilidad mínima de extracción en condiciones rentables del 10%.

La suma de las reservas probadas (1P) y probables da como resultado el ***agregado 2P***, cuya probabilidad acumulada de materialización es del 50%.

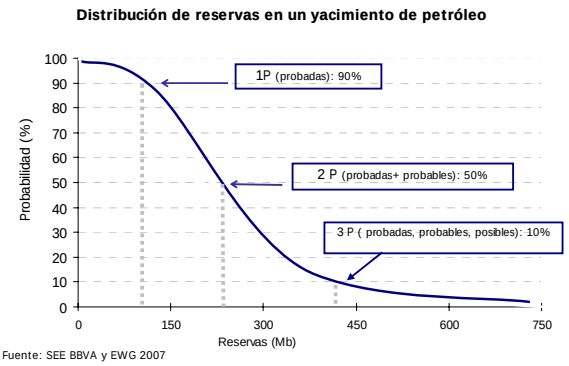
La suma de 2P más las reservas posibles da como resultado el agregado más amplio de reservas, el 3P, cuya probabilidad acumulada de ocurrencia es del 10%.

permite, además, minimizar el error de agregación por estar próximo al valor medio de la distribución de probabilidad de las reservas de cada yacimiento. (ver gráfico 4).

Fiabilidad de las estimaciones de reservas

Las fuentes estadísticas existentes sobre reservas de petróleo se dividen en dos grupos: públicas y técnicas. En el primer grupo se encuentran las bases de datos elaboradas a partir de información facilitada de manera directa y voluntaria por las empresas y/o países productores de petróleo. Elaboradas por dos empresas privadas (*World Oil* y *Oil & Gas Journal*), el coste de acceso es asumible para muchas organizaciones y, por ello, suelen ser la referencia más común, incluso entre los organismos oficiales. Por ejemplo, el anuario estadístico de British Petroleum (*BP Statistical Review of World Energy*) utiliza la información publicada por estas fuentes para elaborar sus cifras de reservas.

Gráfico 4



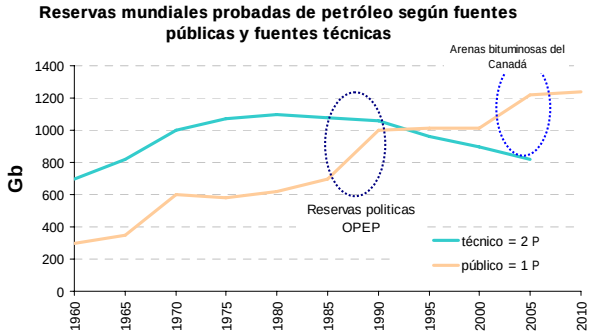
Fuente: SEE BBVA y EWG 2007

No obstante, a pesar de su popularidad, estas bases de datos presentan una serie de inconvenientes. En primer lugar no precisan con claridad qué agregado de reservas emplean. En general suelen referirse a reservas probadas (1P), las cuales BP define como aquella cantidad que "*es posible extraer con una probabilidad razonable de éxito, dada la tecnología y las condiciones económicas actuales*".

Al no especificarse si la probabilidad considerada "razonable" es del 90% u otra, es difícil saber si realmente se trata de reservas probadas o no. En realidad, lo más probable es que, dependiendo del país, las reservas reportadas sean realmente probadas (mayoría de países de la OCDE), o se encuentren más próximas al agregado 2P (mayoría del resto de países) o incluso al 3P (Rusia).

Debido a su alto valor estratégico y político, las estimaciones de reservas 2P de cada país son confidenciales, salvo algunas excepciones no significativas. Ello hace prácticamente imposible contrastar la veracidad de la información facilitada por los países productores, lo cual resta fiabilidad a los datos públicos disponibles.

Gráfico 5



Fuente: Adaptación de Laherrère 2006

Por otra parte, existen bases de datos "técnicos", construidas por dos empresas (*IHS* y *Wood Mckenzie*) a partir de la agregación de las estimaciones individuales de reservas 2P de miles de yacimientos de todo el mundo. Estas empresas recopilan todos los datos disponibles e imputan con efecto retroactivo los eventuales aumentos de reservas, evitando que las posibles reevaluaciones se confundan con nuevos descubrimientos. De esta forma evitan buena parte de los inconvenientes citados para los datos públicos, aunque siguen presentando el inconveniente de que no es posible contrastar su veracidad. Además son de muy difícil acceso, con un coste anual de suscripción que ronda el millón de dólares.

A falta de una alternativa mejor, algunos expertos independientes, la mayoría de ellos pertenecientes al colectivo pesimista, han optado por ajustar los datos técnicos para incorporar algunos aspectos no considerados

por éstos y que, que en la mayoría de los casos, conducen a una significativa revisión a la baja (ver gráfico 5).[1]

Por ejemplo, como se ha visto, aunque la mayoría de países sostienen que sus reservas publicadas son probadas (1P), sólo un porcentaje de las mismas lo son realmente. Muchas empresas y países productores han aumentado sus estimaciones de reservas probadas amparándose en alteraciones en las "condiciones de rentabilidad", tales como los costes de extracción, geología del yacimiento, tecnología disponible, acceso a los mercados o precio final, entre otros. Sin embargo, no existe una metodología estándar que indique cómo deben efectuarse dichas reevaluaciones, con lo que básicamente cada productor reevalúa de la manera en la cuantía que considera oportuno.

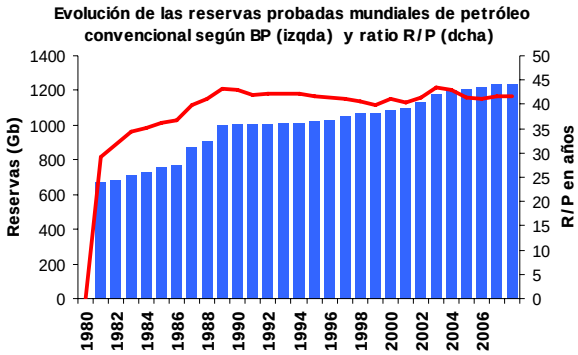
Esta práctica generalizada ha creado la ilusión de que las reservas mundiales probadas de petróleo llevan décadas aumentando, lo cual ha permitido que el ratio de reservas sobre producción lleve mucho tiempo por encima de los 40 años (de ahí la famosa frase de *"hace 40 años que queda petróleo para 40 años más"*).

A primera vista, el gráfico 6 sugiere que las reservas mundiales de petróleo se han estado reponiendo al mismo ritmo que eran utilizadas, algo que, sin embargo contrasta con el hecho de que los últimos grandes descubrimientos se produjeron a finales de los años sesenta y, salvo contadas excepciones, desde finales de los ochenta la cuantía de nuevos descubrimientos ha sido inferior a la producción anual de petróleo, tal y como muestra el gráfico 7. De hecho, según los datos disponibles, a lo largo de los últimos 30 años la exploración ha aportado tan sólo el 50% de las nuevas reservas.

¿De dónde proviene el 50% restante? Según la AIE (WEO 2008), la respuesta está en la OPEP. Buena parte de los incrementos de reservas observados se debe a una serie de revisiones estratégicas registradas tras un acuerdo alcanzado en 1982 en el seno de la OPEP mediante el cual la cuota de producción de cada país pasaba a ser calculada en función de sus reservas. A partir de ese año, algunos de los principales países productores comenzaron a inflar sus cifras de reservas para mantener o aumentar su cuota de producción. Como consecuencia, la cifra de reservas mundiales probadas aumentó, en apenas 5 años, en 300.000 millones de barriles (300 Gb).

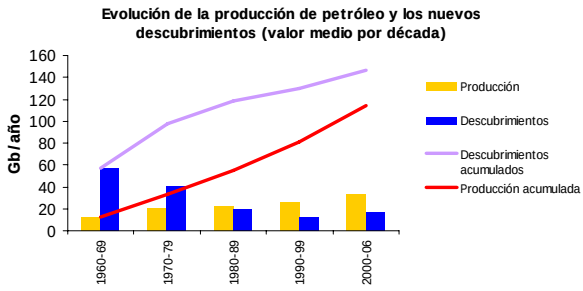
Adicionalmente, desde 1990, y a pesar de la producción creciente, la mayoría de países de la OPEP ha mantenido sus cifras de reservas inalteradas, lo cual resulta muy sorprendente ver gráfico 8).[2] Ello, sumado al episodio de reevaluaciones estratégicas comentado anteriormente, hace que resulte muy difícil creer que las cifras de reservas actuales atribuidas a la OPEP son realistas. De hecho, las estimaciones más pesimistas, basadas en datos técnicos ajustados, suponen un recorte de hasta un 50% respecto

Gráfico 6



Fuente: BP Statistical Review 2008

Gráfico 7



Fuente: AIE 2008

[1] Para más detalles ver Alonso 2009.

[2] Para que ello fuera posible el volumen de petróleo producido por cada país año tras año debería haber sido equivalente al volumen de nuevas reservas descubiertas (o incorporadas por mejoras técnicas o económicas) para cada país y año, un evento múltiple al que cabe atribuir una baja probabilidad de ocurrencia dada la amplitud de la muestra.

de los valores defendidos por la OPEP y asumidos por la mayoría de organismos internacionales, entre ellos la AIE.

¿Cuánto podrán aumentar las reservas de petróleo convencional en el futuro?

Las técnicas disponibles actualmente permiten extraer, de media, en torno a un tercio del total de los recursos de petróleo convencional identificados en el subsuelo. La evolución futura de este "factor de recuperación" resulta decisiva a la hora de estimar el potencial de producción futura. Al igual que las técnicas de recuperación secundaria y terciaria han permitido aumentar el factor de recuperación en el pasado (ver cuadro 4), se espera que este proceso continúe en el futuro. Según la AIE, un aumento de un punto porcentual en dicho factor permitiría aumentar las reservas mundiales de petróleo en 80 Gb. Si el factor de recuperación llega al 50%, las reservas mundiales podrían duplicarse, aunque la propia AIE advierte que serán necesarias más de dos décadas para alcanzar este objetivo. [3]

Por otro lado, las reservas de petróleo también pueden aumentar gracias a descubrimientos de nuevos recursos. La referencia más citada en este campo es el último informe del servicio norteamericano de geología (USGS, 2000), que plantea tres escenarios (ver cuadro 5).

Las dotaciones iniciales propuestas en los tres escenarios se refieren a reservas descubiertas y no descubiertas. En el escenario P50, por ejemplo, las reservas probadas representan un 50% del total de recursos, las no probadas un 17% y los recursos no descubiertos un 35% del total. De las reservas inicialmente existentes se han consumido ya en torno a 1200 Gb, lo cual arroja una estimación de reservas restantes actuales de entre 1100 y 2800 Gb.

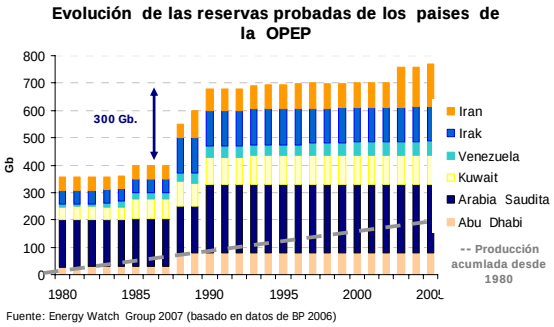
Este estudio ha sido objeto de amplia discusión, no existiendo consenso en relación con la plausibilidad de sus estimaciones. La principal crítica denuncia un excesivo optimismo respecto al volumen de descubrimientos futuros ante la tendencia decreciente registrada en las últimas décadas.

Sin embargo, un estudio reciente publicado por el Centro de Investigación Energética del Reino Unido (UKERC, 2009) desmonta en parte dicha crítica al mostrar que en los últimos años (desde 2000) el volumen de los nuevos descubrimientos está siendo mayor de lo esperado.

A pesar de esto, el escenario central de USGS, por ejemplo, asume que se descubrirán 800 Gb de reservas adicionales, un volumen casi tres veces superior al de las actuales reservas de Arabia Saudita. Para ello, sería necesario descubrir el equivalente a 20 Gb al año entre 2000 y 2030. Sin embargo, desde el año 2000 el volumen medio anual de nuevos descubrimientos no ha sobrepasado los 17 Gb, a pesar de importantes descubrimientos realizados en aguas profundas de Brasil, por ejemplo.

En todo caso, el informe de UKERC concluye que la probabilidad de que el pico petrolero mundial se produzca

Gráfico 8



Fuente: Energy Watch Group 2007 (basado en datos de BP 2006)

Cuadro 4

Las distintas fases de explotación de un yacimiento

RECUPERACIÓN PRIMARIA
En las primeras fases, la presión interna natural del pozo es suficiente para bombear petróleo hasta la superficie mediante el uso de técnicas convencionales de "recuperación primaria". Generalmente, en esta primera fase se obtiene entre el 10% y el 20% del petróleo presente en el yacimiento. Con el paso del tiempo, dicha presión va disminuyendo y el nivel de extracción comienza a disminuir.

RECUPERACION SECUNDARIA
Si resulta rentable, se puede restaurar la presión interna del pozo recurriendo a técnicas de extracción secundaria, que incluyen la utilización de bombas de extracción especiales así como la inyección de fluidos (agua) o ciertos gases (gas natural). En esta etapa se suele recuperar entre un 10% y un 20% adicional.

RECUPERACION TERCIARIA (*enhanced oil recovery*)
Por último, a veces compensa pasar a una tercera fase de extracción, recurriendo a técnicas de "recuperación terciaria o mejorada". Estas técnicas tratan de reducir la viscosidad del petróleo para facilitar su separación de la roca. Principalmente consisten en la inyección de compuestos químicos o gases como el CO2 y la aplicación de diversas técnicas de recalentamiento. Su utilización permite extraer hasta un 15% adicional de petróleo, aunque resultan muy costosas

Cuadro 5

Escenarios propuestos en estudio de USGS (2000)

Escenario P95:
Dotación inicial de 2300 Gb de reservas.
Probabilidad asignada: 95%.

Escenario P50 (central)
Dotación inicial de 3200 Gb de reservas.
Probabilidad asignada: 50%.

Escenario P5
Dotación inicial de 4000 Gb de reservas.
Probabilidad asignada: 5%.

[3] Para más detalles ver Alonso 2009.

con posterioridad a 2030 es muy baja y advierte que, de los escenarios plausibles, que sitúan el pico petrolero entre 2009-2031, difieren en apenas 20 años, una ventana temporal que puede parecer amplia a primera vista pero que en realidad resulta estrecha si de lo que se trata de se reconvertir el sistema energético hacia una significativa menor dependencia del petróleo.

¿Cuál es el potencial del petróleo no convencional?

Un aspecto que también ha contribuido a generar diferencias importantes en las estimaciones de reservas se relaciona con la falta de una frontera clara entre el petróleo convencional y no convencional (ver cuadro 6).

La mayoría de geólogos y organismos oficiales consideran *petróleo convencional* al crudo y a los líquidos del gas natural. El resto de petróleos, mucho más costosos de extraer y dañinos para el medio ambiente, se consideran no convencionales al no poder ser producidos mediante técnicas de extracción convencionales. Bien por condicionantes logísticos o de acceso (petróleo marino, polar, de arenas bituminosas), bien por ser necesaria la utilización de técnicas de extracción más próximas a la minería tradicional (petróleo extra pesado, arenas asfálticas), o técnicas de síntesis (petróleos sintéticos).

Sin embargo, las bases de datos públicos suelen trabajar con una definición de corte más económico, según la cual el petróleo convencional es aquel que puede ser extraído de manera rentable dados las técnicas y precios actuales (englobando el petróleo no convencional a todo el resto). Al igual que sucedía con la clasificación de las reservas en 1P, 2P y 3P, esta definición de petróleo convencional parece más sencilla e intuitiva a priori, pero presenta el gran inconveniente de establecer una frontera subjetiva y móvil entre ambas categorías de petróleo. Las expectativas de rentabilidad, así como la evolución de variables financieras tales como el coste del capital, los costes de producción o el precio del petróleo resultan determinantes. Cuanto mejores sean las expectativas del evaluador, mayor será la cantidad de petróleo no convencional catalogada por éste como convencional, y viceversa.

Se estima que existen entre 6000 y 7000 Gb de petróleo no convencional, la mayor parte en Canadá (2700 Gb), EEUU (2600 Gb) y Venezuela (1200 Gb), aunque de esta cantidad de recursos se podría extraer como mucho 600-700 Gb.

El factor de recuperación implícito (10%) es muy inferior al observado para el petróleo convencional debido a las características específicas de este tipo de petróleo. Adicionalmente, existen importantes limitaciones asociadas al uso intensivo de agua y energía, que se traducen en un elevado grado de contaminación[4] y una baja rentabilidad del proceso de extracción en presencia de precios inferiores a los 70 dólares/barril como mínimo.

A nivel agregado (ver cuadro 7), incluyendo también a los petróleos sintéticos (especialmente los biocarburantes), con la información disponible en la actualidad ni la AIE ni

Cuadro 6

Petróleo crudo o "ligero": Petróleo de baja densidad que fluye libremente desde el subsuelo utilizando técnicas de bombeo clásicas. Las principales reservas restantes se encuentran en el Medio Oriente y Rusia. Presenta los menores costes de extracción (5- 20 dólares/ barril de media). Actualmente abastece en torno al 85% de la demanda de petróleo mundial.

Líquidos del gas natural (LGN): Hidrocarburos líquidos que se encuentran en los yacimientos de gas natural y fluyen a la superficie durante el proceso de extracción del gas. incluyen propanos, butanos, etanos, pentanos, gasolinas naturales y otros condensados. Abastecen en torno al 10% de la demanda de petróleo mundial.

Petróleo almacenado bajo las profundidades marinas: Crudo ligero localizado entre 400 m y 1500 m o incluso a más de 1500m (aguas súper-profundas). Las principales reservas se encuentran en Brasil, EEUU, Angola y Nigeria. Los costes de extracción son muy variados aunque en general sustancialmente superiores a los del crudo convencional (64 dólares /barril en los EEUU en 2006, según la EIA).

Petróleo polar (o del Ártico): crudo ligero localizado principalmente en zonas árticas de muy difícil acceso y generalmente de un alto valor ecológico.

Petróleo pesado y extra pesado: no fluye a la superficie o lo hace con mucha dificultad con aportación de calor. Necesita infraestructuras y técnicas de producción y transporte especiales, consumiendo gran cantidad de energía y agua. La mayor cantidad de recursos identificados se encuentra en Venezuela (Orinoco) y Canadá (Alberta).

Arenas bituminosas: mezcla de arena, agua e hidrocarburos pesados (bitumen). Se extrae por bloques compactos utilizando técnicas de minería al aire libre. Una vez en superficie, se extrae bitumen de las rocas y arena. Proceso intensivo en energía y agua que emite gran cantidad de emisiones contaminantes y residuos en forma de arena y rocas. Las mayores reservas están en Canadá (Alberta).

Pizarras asfálticas (shale-oil): rocas sedimentarias compactas con propiedades similares a la pizarra e impregnadas de un material orgánico (querógeno) que, calentado a temperaturas muy elevadas (500ºC), puede convertirse en un combustible líquido con propiedades similares a las de un carbón de calidad baja. La pizarra es extraída por técnicas mineras. Proceso muy intensivo en energía y agua y agresivo con el medio ambiente. Mmuy abundante en los EEUU (Colorado, Utah, Wyoming).

Petróleo procedente del carbón (coal to liquids, CTL), gas natural (gas to liquids, GTL) y biomasa (biomass to liquids, BTL). Mediante técnicas de laboratorio estos productos se convierten en combustibles líquidos con propiedades más o menos similares a la de la gasolina y el diésel.

Debido a sus características físico químicas, no se pueden producir utilizando las técnicas de extracción convencionales, bien por condicionantes logísticos o de acceso (petróleo situado a grandes profundidades marinas o en el Ártico, petróleo extraído de arenas bituminosas del Canadá), bien por ser necesaria la utilización de técnicas de extracción más próximas a la minería tradicional (petróleo extra pesado de Venezuela, arenas asfálticas de los EEUU), o técnicas de síntesis especiales (petróleos sintéticos obtenidos a partir de gas, biomasa o carbón).

[4] En concreto, el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero es enorme (tres veces superiores a las asociadas a la extracción de petróleo convencional en Canadá, por ejemplo).

la EIA prevén una aportación del petróleo no convencional muy superior a los 10 Mbd en 2030, algo menos de un 10% de la demanda estimada para esa fecha por la AIE (105 Mbd).

No obstante, así como en el caso del petróleo convencional el precio del barril tiene un recorrido limitado a la hora de impulsar un aumento de las reservas (el precio actual supera con creces el coste de producción medio), en el caso del petróleo no convencional el precio del petróleo resulta determinante debido al elevado coste de extracción. Cuanto mayor sea el precio, más rentable resultará la producción de petróleo con arenas bituminosas, pizarras asfálticas, biocarburantes o combustibles sintéticos (Alonso, 2009 bis).

Declive: capacidad de producción perdida anualmente

Existe un punto a partir del cual el volumen de petróleo extraído de un yacimiento comienza a estancarse, ya sea por motivos geológicos o porque no resulta rentable seguir aumentando la producción, incluso recurriendo a la utilización de técnicas mejoradas. Durante los primeros años de esta etapa de madurez, el yacimiento suele mantener su nivel de producción constante, en una especie de meseta ondulante, pero tarde o temprano la producción comienza a decrecer y entra en fase de declive.[5]

Dicha tasa anual de declive, que puede variar desde un 1-2% hasta alcanzar niveles de dos dígitos, depende de la edad de cada yacimiento, su tamaño, situación y características geomorfológicas, así como el perfil de explotación aplicado hasta el pico, entre otros.

Para obtener una medida fiable de la tasa de declive mundial se necesita información acerca del perfil de producción de todos los yacimientos activos, aproximadamente unos 70000. Como tal base de datos no existe, las estimaciones disponibles hasta la fecha se basan en la extrapolación de las tasas observadas en los yacimientos para los que existe información suficiente.

El último informe publicado por la AIE sobre prospectiva mundial energética (World Energy Outlook 2008) incorpora el más extensivo análisis público conocido hasta la fecha, las conclusiones ofrecidas resultan menos esclarecedoras de lo deseable, debido, a las limitaciones surgidas por el lado de los datos disponibles.

Para estimar la tasa de declive mundial observada, la AIE parte de la tasa media observada para todos los yacimientos de su muestra que se encuentran en fase de declive (580), para la que obtiene un valor de del 5,1%. Dado que la mayoría de yacimientos incluidos en dicha muestra son super-gigantes y gigantes y, dada la elevada correlación negativa encontrada entre las tasas de declive observadas y el tamaño de los pozos, la AIE aplica un factor de corrección al alza para estimar la tasa de declive observada mundial. Para ello asigna al resto de los yacimientos del mundo (más de 69000), una tasa de declive del 10,4% (igual a la observada en los yacimientos

Cuadro 7

PETRÓLEO SITUADO EN AGUAS PROFUNDAS
Muy buenas perspectivas de producción hasta 2012, estimándose una producción de hasta 10 Mbd. Pero a partir de esa fecha la producción desciende rápidamente, hasta quedar reducida a menos de 2 Mbd en 2030.

ARENAS BITUMINOSAS DEL CANADA
Canadá necesitará consumir más del doble de sus actuales reservas de gas natural para poder extraer todas sus reservas de arenas bituminosas. Por ello, el país está considerando la construcción de varias centrales nucleares y estima que, en el mejor de los casos, podría cuadruplicar su actual producción de petróleo no convencional hasta 2030, desde el actual millón de barriles al día hasta 4-5 millones en 2030 (5% de la demanda mundial estimada para esa fecha).

PETRÓLEO PESADO DE VENEZUELA
El desarrollo de las infraestructuras necesarias para aumentar la producción de petróleo extra-pesado en el cinturón del Orinoco podría ser una barrera importante si no mejora el clima inversor de la zona. Por todo ello, no se prevé que la región pueda producir más de 4 millones de barriles al día en 2030.

PETRÓLEO DE ESQUISTO EN LOS EEUU
Las restricciones económicas y medioambientales son especialmente severas. El rendimiento energético obtenido tras la operación (EROEI) es muy pobre y los costes económicos y medioambientales demasiado elevados como para prever una producción superior a los 1-2 millones de barriles al día en 2030.

[5] Para más detalles ver Alonso 2009.

más pequeños de su muestra), advirtiendo que la tasa mundial resultante, 6,7% debe ser tomada como un valor mínimo de la tasa observada de declive mundial (la tasa "real" es hasta tres puntos superior, pero no se observa gracias a las inversiones hechas en frenar el declive).

La AIE no ofrece pistas respecto del porcentaje de la producción mundial que se encuentra actualmente en fase de declive, con lo que es imposible estimar cual sería la tasa media que cabría aplicar a la producción global para estimar la capacidad de producción que se pierde año tras año. Dado el perfil de producción a 2030 asumido por la propia AIE, la tasa media asumida se sitúa entre el 4 y el 5%. Sobre una producción de petróleo convencional de unos 75 Mbd, ello significa que anualmente se pierde una capacidad de producción de entre 3 y 4 Mbd.

Conclusiones

Esta nota ha tratado de plantear los elementos centrales que perfilan el debate surgido en torno al futuro de la oferta potencial de petróleo, muy relacionado con las distintas visiones acerca de la validez de la teoría del pico petrolero y el valor actual de variables clave tales como las reservas de petróleo existentes y futuras y las tasas de declive de la producción mundial.

Como se ha visto, a un lado del debate se encuentra el colectivo "optimista", el cual descarta que los límites geológicos lleguen a ser vinculantes antes de 2030-2050 y confía en que la oferta de petróleo alcanzará los 115 Mbd en dicho horizonte. Por otro lado, el colectivo "pesimista" considera que la producción global de petróleo alcanzará el cénit durante las próximas dos décadas, sin llegar a superar jamás los 100 Mbd.

A la falta de información contrastada acerca de las reservas y las tasas de declive actuales se une la gran incertidumbre en torno a la evolución futura de los nuevos descubrimientos y las tasas de extracción, así como el papel que tanto las mejoras tecnológicas como el precio del petróleo podrían jugar en todo ello. Para 2030, las proyecciones de la AIE sitúan la demanda mundial de petróleo en torno a los 105 Mbd (crecimiento anual medio del 1%). Ello supone un consumo acumulado de 800 Gb petróleo hasta 2030, lo cual equivale al 80% de las reservas restantes de petróleo convencional estimadas por el colectivo pesimista (1000 Gb) y en torno al 50% de las reservas asumidas por los más optimistas (1500-2000 Gb).

A pesar del respiro proporcionado por la actual crisis económica, las últimas previsiones oficiales acerca de la demanda futura mundial de petróleo (AIE, EIA) cuentan con un crecimiento anual cercano al 1% de aquí a 2030, hasta alcanzar los 105-106 Mbd. Aunque se espera que el entorno OCDE continúe moderando su demanda (llegando incluso a experimentar tasas de crecimiento negativas), el crecimiento experimentado por el colectivo no OCDE, especialmente los BRICs (con China a la cabeza) y los países productores de la OPEP, compensará con creces dicha caída, debido a un crecimiento económico y la intensidad energética elevados.

Cuadro 8

Principales conclusiones del análisis realizado a los principales yacimientos del mundo (AIE 2008)

El estudio se basa en el análisis de la producción histórica de 798 yacimientos petroleros de todo el mundo, que proporcionan el 60% de la producción mundial actual.

Aproximadamente un 35% de la producción mundial de petróleo convencional procede de yacimientos que comenzaron a ser explotados antes de los años setenta.

De los 70.000 yacimientos petroleros que existían en 2007 en el mundo, los 20 más grandes proporcionaron un 27% de la oferta mundial de petróleo convencional. Estos pozos ya han alcanzado su fase madura y de hecho un 70% ha traspasado el pico.

El tamaño de los yacimientos (medido en términos de sus reservas 2P), así como su emplazamiento (tierra o mar) son los principales factores determinantes de la producción. A mayor tamaño, menor es el pico de producción alcanzado y menor es la tasa de declive observada tras éste.

Las tasas de declive encontradas son claramente superiores en los yacimientos más pequeños así como los marinos, especialmente aquellos situados a grandes profundidades. Cuanto más tiempo lleva en explotación un yacimiento y/o más rápidamente se ha extraído petróleo del mismo, mayor es su tasa de declive.

Incluso bajo un escenario realmente pesimista de crecimiento económico muy reducido a escala global, el desafío planteado por la oferta será de tal magnitud que ni siquiera una cierta moderación de la demanda sería suficiente para solucionar el problema. Realizando un cálculo simplificado y muy conservador acerca de las necesidades de producción futura (asumiendo un incremento medio anual de la demanda del 0.5% y una tasa media de declive del 3% anual) en 2030 la demanda mundial de petróleo alcanzaría los 96 Mb (9 Mbd menos de lo que espera la AIE). Para abastecer dicho volumen de demanda, sería necesario expandir la capacidad de producción en 83 Mbd netos (20 Mbd para cubrir el aumento de la demanda y 63 Mbd para compensar la caída en la producción), lo cual equivale a ocho veces la actual capacidad instalada de Arabia Saudita.

Referencias

Agencia Internacional de la Energía (2006, 2007 y 2008): World Energy Outlook.

Agencia Norteamericana de Información sobre la Energía (Energy Information Agency, EIA): www.eia.doe.org

Alonso, T. (2009). "Potencial futuro de la oferta mundial de petróleo: un análisis de las principales fuentes de incertidumbre".. SEE BBVA. WP 0808. 2009.

Alonso, T (2009, bis). Visión del precio de la energía en el largo plazo. Cuadernos de Energía nº 25.

BP Statistical Review of World Energy (2008): www.bp.com

Consejo Mundial de la Energía (2007): 2007 Survey of Energy Resources.

Campbell, C.J., Laherrère, J (1998): The End of Cheap Oil, Scientific American, Marzo 1998.

EnergyWatchGroup (2007): Crude Oil, The Supply Outlook. Report to the EnergyWatchGroup, Octubre 2007. EWG series No 3/2007.

Laherrère, J (2007): Uncertainty of Data and forecasts for fossil fuels. ASPO y ASPO Francia, Abril 2007.

Lynch, M.C., (2001): "Forecasting Oil Supply: theory and practice". Quarterly Review of Economics and Finance 42 (2002) 373-389.

Robelius, F (2007):Giant Oil Fields – The Highway to Oli". Uppsala University. PhD thesis. Upsala University.

US Department of Energy and National Energy Technology Laboratory (2007): Peaking of World Oil Production: Recent Forecasts. DOE/NETL-2007/1263.

UK Energy Research Center (2009). "Global Oil depletion. An assessment of the evidence for a near-term peak in global oil production". **http://www.ukerc.ac.uk**