

Petróleo: el principio del fin

Daniel Gómez*

La era de los hidrocarburos

Con la máquina de vapor y la explotación del carbón empieza una era que podemos llamar la era de los hidrocarburos. El aumento del uso del carbón, el petróleo y el gas natural desde 1850 hasta hoy en día lo confirma. El crecimiento de su uso ha sido exponencial. Así, el consumo energético per cápita desde 1850 hasta el 2005 ha crecido un 713%. Y las fuentes energéticas que han permitido esta expansión en el consumo son mayoritariamente hidrocarburos fósiles no renovables, que actualmente representan el 89% del total de los recursos energéticos consumidos.

En esta época de gran industrialización, aunque no podemos hablar de una industrialización homogénea en todo el planeta, el crecimiento ha sido el protagonista. Si lo comparamos con los niveles de consumo actuales, el mundo ha aumentado su consumo energético per cápita ocho veces, su consumo energético total cuarenta y tres veces y también ha multiplicado su población por cinco.

De los hidrocarburos, tal vez el más importante, no sólo porque porcentualmente es la fuente energética predominante sino por su gran densidad energética y facilidad de transporte y transformación, destaca el petróleo. El crecimiento de su consumo ha sido también espectacular, especialmente a partir de la segunda mitad del siglo XX: desde 1958 hasta hoy se ha consumido el 90% del petróleo que los humanos han consumido, y desde 1984 hasta ahora se ha consumido el 50% de todo el petróleo que hemos consumido.

El consumo de gas natural ha tenido un crecimiento similar, aunque su aprovechamiento masivo es un poco más reciente: entre 1970 y 2005 su consumo ha aumentado un 168%, y por ejemplo, entre 2005 y 2006, el crecimiento del consumo ha sido del 3%. Si se sigue con este porcentaje de crecimiento, en sólo 23 años estaríamos consumiendo aproximadamente el doble de gas natural que consumimos hoy.

Por lo que se refiere al carbón, el hidrocarburo que primero empezamos a explotar, el crecimiento de su consumo a lo largo de la historia no ha sido tan espectacular, pero se espera que en el futuro la tasa de crecimiento de su consumo vuelva a aumentar. Su contenido energético por volumen es el más bajo de los hidrocarburos, pero también lo es su coste, y además sus reservas se encuentran sobre todo en países con grandes necesidades energéticas, como la India, China, Rusia o Estados Unidos. En los últimos diez años su consumo se ha disparado, creciendo un 32%.

El Pico del Petróleo

Podemos atribuir la paternidad del concepto de «cima o pico de producción de petróleo» al geofísico norteamericano Marion King Hubbert (1903-1989). Hubbert dedicó la primera parte de su carrera a la investigación y la práctica de la exploración y producción petrolífera, en New Mexico, Oklahoma y Texas, trabajando con compañías como Amerada y Shell. Fue pionero en la utilización de técnicas sísmicas en la exploración. La segunda parte de su carrera la dedicó a la enseñanza, en las

universidades de Columbia, Stanford, California (CIT) y Massachussets (MIT), junto con su trabajo en el US Geological Survey. Pero lo que le hizo famoso fue un discurso pronunciado en un encuentro del American Petroleum Institute, en San Antonio (Texas), en marzo de 1956. Allí anunció que los Estados Unidos llegarían a su máximo de producción petrolera en un plazo de 10 o 15 años.

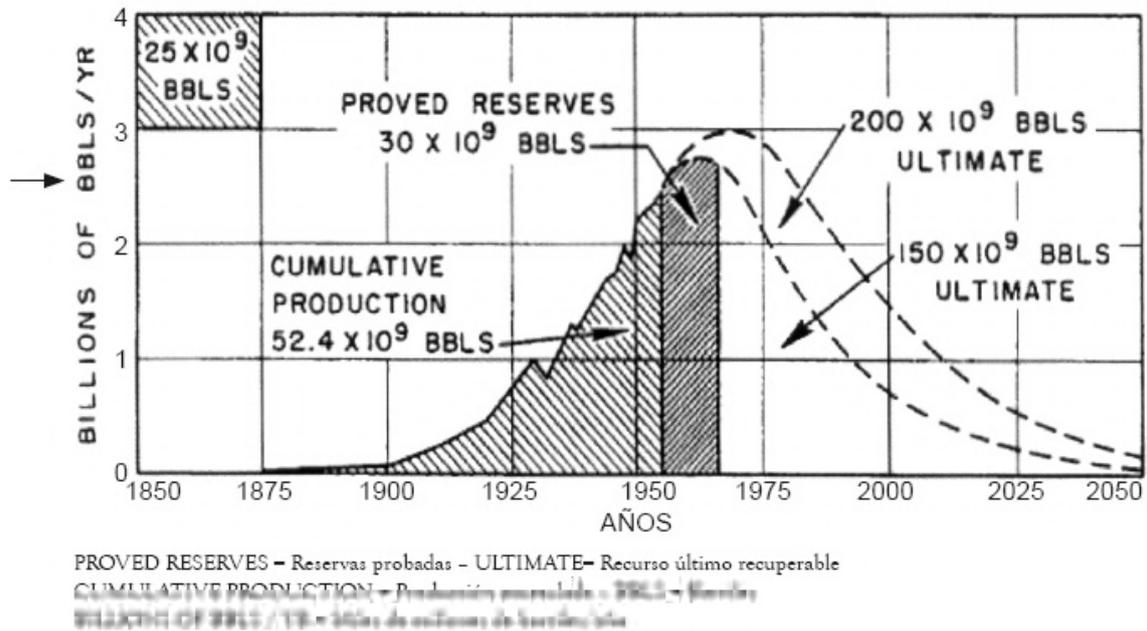
El concepto de cima (también conocido como «pico» o «cenit» del petróleo) es bien conocido por los geólogos, geofísicos e ingenieros de la industria petrolera, ya que sabían por experiencia que el perfil de producción de los pozos individuales está marcado por un punto máximo, a partir del cual la producción disminuye progresivamente. En esos tiempos de bonanza petrolera, en los que los Estados Unidos (EEUU) eran el primer productor mundial de crudo y utilizaban su propio cartel (la Texas Railroad Comisión, que más tarde sirvió de inspiración para el nacimiento de la OPEP), nadie se había atrevido a proponer que lo que era válido para un pozo pudiera ser válido para el conjunto de pozos, yacimientos, provincias petroleras, países y finalmente el mundo.

En el trabajo presentado al American Petroleum Institute el mes de junio de 1956 («Nuclear energy and the fossil fuels»),^[1] Hubbert indicó que durante las etapas iniciales en la extracción de recursos fósiles como el carbón o el petróleo, y en ausencia de condicionantes externos, la extracción tiende a crecer exponencialmente. Hubbert se interrogaba sobre cuánto más tiempo se podría mantener esta tendencia, contando con la premisa que, aunque los procesos geológicos que habían creado estos recursos aún continuaban en marcha, en la práctica la explotación de los combustibles fósiles iba a consistir en el progresivo agotamiento de una cantidad fija del recurso, ya que este no recibía adiciones significativas durante un período relevante para la humanidad.

Hubbert concluyó que, lógicamente, ningún recurso finito puede ser extraído a un ritmo de crecimiento exponencial, más allá de breves períodos de tiempo, ya que existen límites físicos que lo impiden. Para visualizar sus observaciones, Hubbert consideró que en la curva de extracción de un recurso finito hay dos puntos que son conocidos: la producción es cero cuando $t=0$ y la producción vuelve a ser cero cuando $t=$ y el recurso se ha agotado. Es decir, la producción tiene que empezar en el cero, pasar por uno o más máximos y terminar volviendo a ser cero. Hubbert consideró también los principios del cálculo integral para terminar usando una derivada de una curva logística para sus cálculos, conocida hoy como la «curva de Hubbert»:

Pese a su evidente interés como precursor del cálculo de reservas y estimaciones de la producción futura, existen muchos más factores que afectan a la producción de petróleo, como por ejemplo los factores políticos. De hecho, Hubbert calculó también cuando se produciría la cima mundial de la producción de petróleo (que situó en el año 2000), pero evidentemente su modelo no pudo prever, por ejemplo, los dos shock petroleros del 73 y el 81 (causados por los efectos de la guerra del Yom Kippur y de la revolución islámica en Irán, respectivamente). Los Estados Unidos llegaron a su cima de producción en 1971, tal como Hubbert había predicho, y empezaron a satisfacer su demanda con cantidades crecientes de petróleo importado. Las reflexiones de Hubbert fueron mayoritariamente olvidadas, hasta que en el año 1998 dos geólogos retirados publicaron un polémico artículo que rescataba los fundamentos del pensamiento de Hubbert (Campbell y Laherrère, 1998).

Figura 1 Curva original de Hubbert para la producción de petróleo en los EEUU



Fuente: «Nuclear energy and the fossil fuels» (Hubbert 1956).

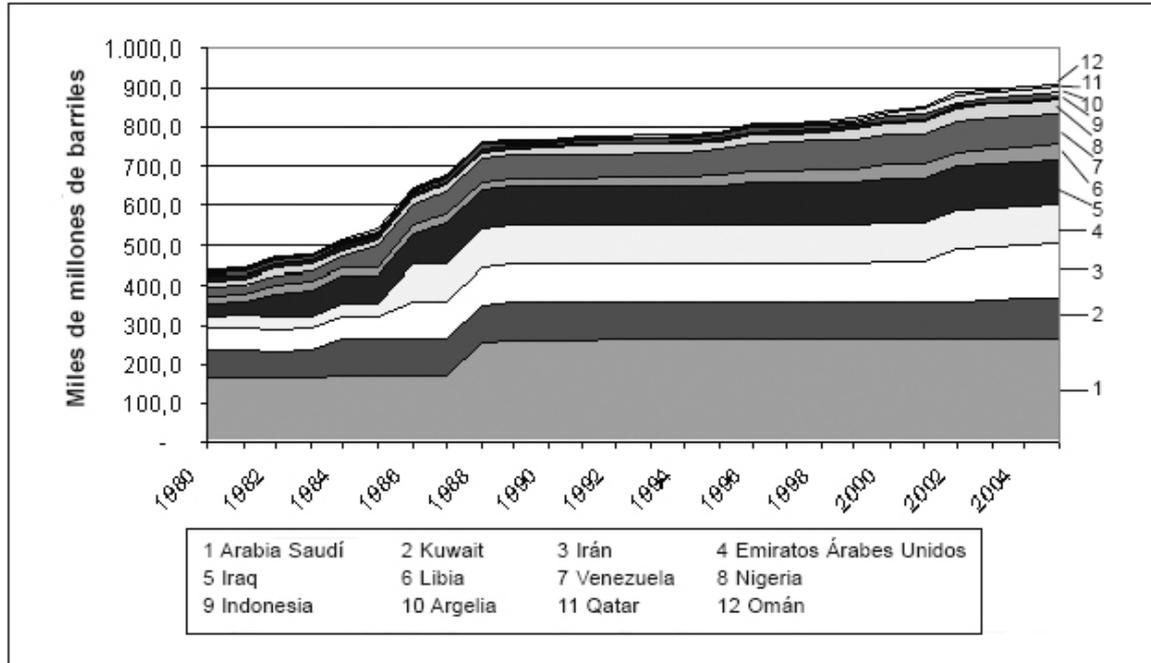
«The end of cheap oil», escrito por los geólogos Colin Campbell y Jean Laherrère y publicado en 1998 por *Scientific American*, volvió a poner de actualidad el debate del futuro del suministro de petróleo, al menos en círculos científicos. Pero se tendría que esperar hasta el 2002, momento en el cual el petróleo inició una nueva escalada de precios, para que el debate sobre la cima del petróleo volviera a la actualidad llegando incluso más allá de círculos especializados.

Los argumentos de Campbell y Laherrère en *Scientific American*, basados en su conocimiento sobre el terreno (ambos son geólogos retirados con mucha experiencia en la exploración petrolífera), cuestionaban el «pensamiento convencional» que hasta entonces había predominado entre la industria y los analistas del petróleo.

En primer lugar, Campbell y Laherrère dudaron tanto de las cifras de las reservas como de los conceptos con los que hasta entonces había trabajado la industria. En el caso de los volúmenes de reservas, estos autores denunciaron que las cifras oficiales eran producto de simples encuestas en las que compañías y ministerios simplemente declaraban las cantidades sin ninguna obligación de justificarlas o presentar una auditoría independiente sobre éstas. Quizá el caso más escandaloso, ya denunciado en el momento de la publicación del artículo, fue el que protagonizaron los seis países miembros de la OPEP que más producían, cuando en 1987 doblaron sus reservas, sin ningún tipo de justificación geológica (ver la Figura 2). A este hecho se le tiene que añadir que muchos de estos países informan de cantidades de reservas invariables, pese a la producción. Así, Irán, pese a haber producido más de 8.600 millones de barriles en el período 1986-1993, mantuvo intacta su cifra de reservas probadas en 92.900 millones de barriles (BP, 2006). También el Iraq mantuvo sus reservas en 100.000 millones de

barriles durante el período 1987-1995, pese haber producido más de 12.000 millones de barriles (Ibíd.).

Figura 2 Revisión y evolución de reservas probadas de la OPEP



Fuente: BP Statistical Review 2006.

El verdadero motivo de la revisión de reservas del año 1988 fue el sistema de cuotas impuesto por la OPEP a sus miembros, según el cual, cada país sólo podría producir en proporción a sus reservas de petróleo.

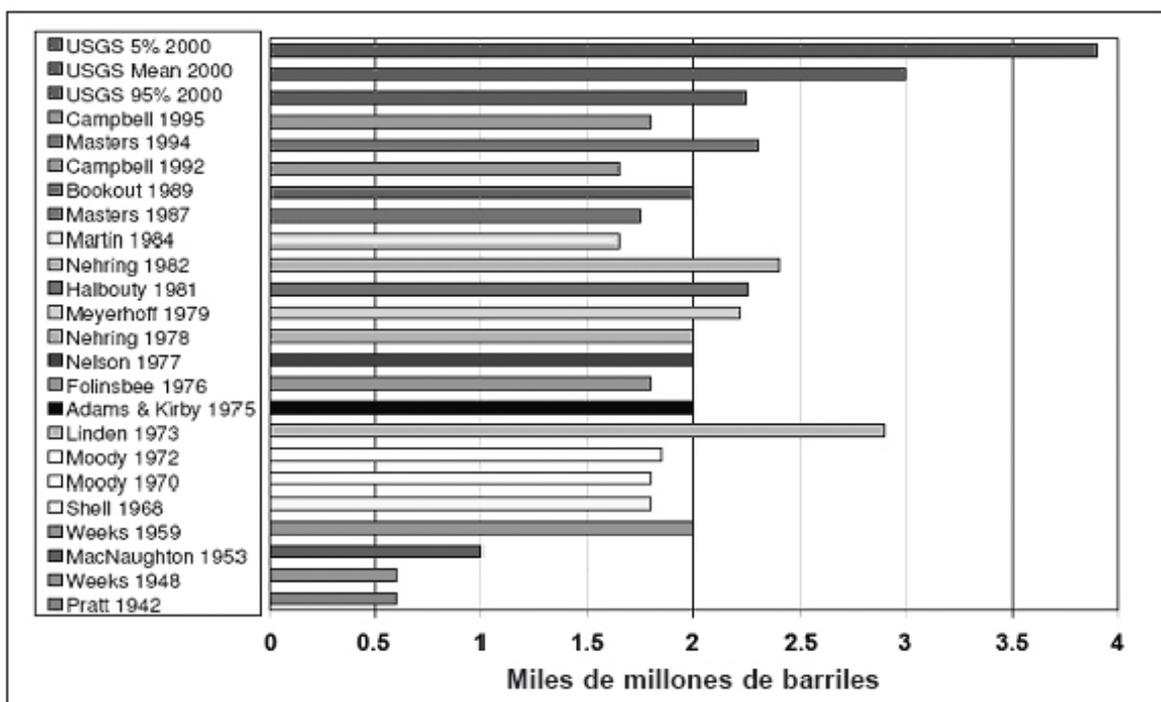
El otro problema con las reservas tiene el origen en cuál es su nomenclatura y cómo se clasifican. Normalmente, la clasificación que la industria utiliza se compone de los siguientes tipos de reservas:

- El que se ha extraído hasta ahora (*Cumulative Production*, o Producción Acumulada).
- La estimación de lo que queda por producir de los yacimientos conocidos (*Reserves*).
 - *Reservas probadas*: ya han sido descubiertas y se tiene una razonable certeza de que se podrán extraer provechosamente.
 - *Reservas probables*: volúmenes que se piensa que existen en acumulaciones ya descubiertas y que se espera que sean comerciales, pero con menos probabilidad que las reservas probadas.
 - *Reservas posibles*: volúmenes en yacimientos ya descubiertos pero que tienen menos probabilidades de ser recuperados que las reservas probadas.
- Estimaciones de lo que podrían producir los yacimientos que se descubrirán en el futuro (*Yet-to-Find*, o aún por descubrir).

El problema es que no todos los países ni todas las compañías siguen el mismo criterio. Así, las compañías que cotizan en Wall Street tienen que seguir las normas de la *Securities and Exchange Commission* (SEC), que obliga a informar sólo de las reservas probadas. Mientras tanto, otros informes no siguen las mismas normas, y mezclan cifras de reservas con diferentes grados de incertidumbre.

Tampoco hay consenso respecto al total del petróleo que se espera que se pueda extraer, conceptualizado con el término *Ultimate Recoverable Resource* (URR) (recurso último recuperable). Tampoco podemos hablar de un sistema universal de contabilización de estos conceptos. Por ejemplo, algunos geólogos trabajan con un rango de probabilidades, que se expresan como Pn, donde n es el tanto por ciento de probabilidades de que realmente exista la cantidad de reservas estimadas. Así, para sus pronósticos la *United States Geological Survey* (USGS), puede clasificar las reservas como P90 o P5, dependiendo del grado de certeza que se tiene sobre la estimación. El problema es que habitualmente no se produce este refinamiento en la publicación de estimaciones, y en las estadísticas resultantes de estas encuestas sin verificar o especificar acaban sumadas todas juntas, tanto las reservas probadas como las posibles, tanto las P5 como las P95, tanto los petróleos ligeros como los pesados o no convencionales, y todo esto, sumado sin distinción, acaba en informes que después sirven de base para posteriores estudios. Es el caso del *British Petroleum Statistical Review*, confeccionado a base de datos provenientes de encuestas hechas por la publicación *Oil & Gas Journal*.

Figura 3



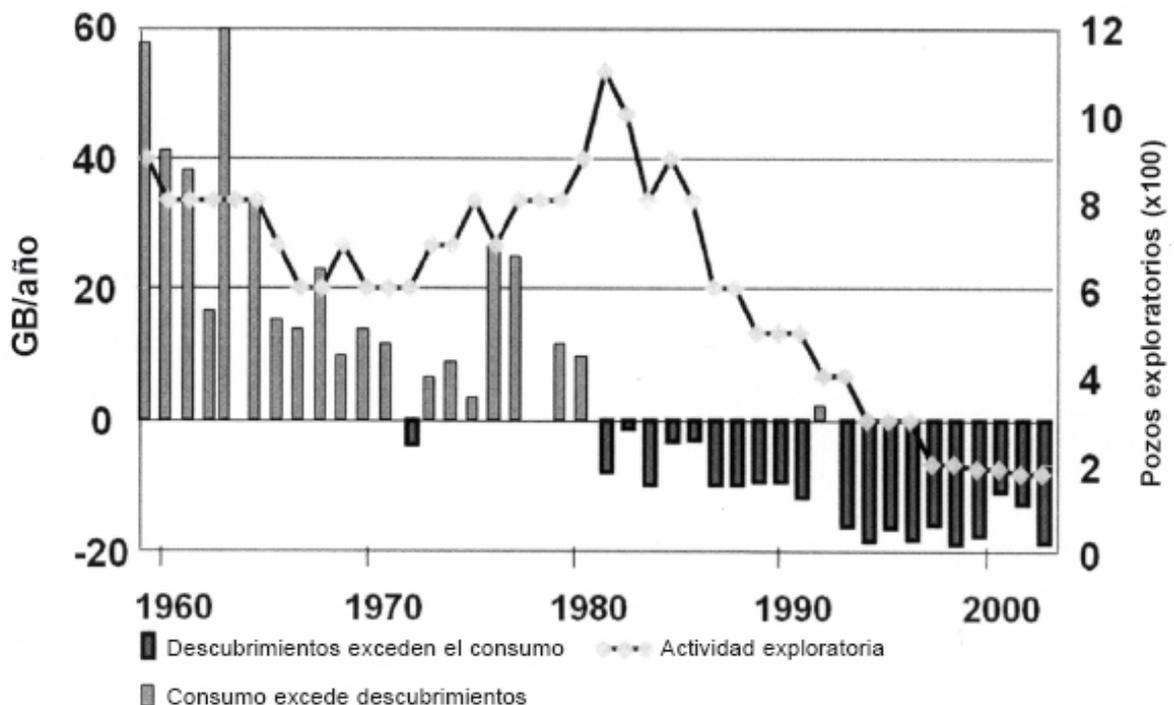
Fuente: Energy Information Administration 2000.

La Figura 3 muestra diferentes estimaciones de las reservas mundiales de petróleo. Cabe destacar que pese a que la USGS utiliza en sus estudios el valor medio (*mean value*) de

sus estimaciones, cantidad que después es asumida por otros organismos como el EIA o el AIE, es el valor P95, al que se asigna más probabilidades de acierto, el que más se asemeja a otras estimaciones, consideradas comúnmente como «pesimistas».

Otro argumento presentado por Campbell y Laherrère es el descenso de los descubrimientos. Dado que la cantidad máxima de descubrimientos se produjeron a principios de los años sesenta (Smil, 2003), estos geólogos no creen que pueda haber nuevos descubrimientos significativos, y piensan que ya hemos descubierto el 92% de todo el petróleo recuperable. Para ilustrar este punto, Campbell y Laherrère recomiendan mostrar los descubrimientos ajustados a la fecha del descubrimiento, para así mostrar que a medida que pasa el tiempo, y pese a los avances técnicos, cada vez se necesitan más pozos exploratorios (los *wildcats*), para descubrir la misma cantidad de petróleo. Presentando los datos de esta forma se pretende también desmontar el argumento del «crecimiento de las reservas», que para Campbell y Laherrère no demuestra que cada vez podamos sacar más petróleo de los yacimientos ya descubiertos, sino que las estimaciones iniciales se han presentado de manera voluntaria con volúmenes más modestos que los reales. Esta práctica es seguida sobre todo por las compañías privadas, que de esta forma pueden asegurarse un continuo flujo de reservas que les permite presentar un porcentaje de reservas que siempre compensa el que se extrae anualmente.

Figura 4 Relación entre descubrimientos y consumo de petróleo



Fuente: Adaptado de Campbell y Zagar (2004).

Petróleo y transporte: estrategias de mitigación

El sector del transporte es esencialmente vulnerable a las interrupciones y los descensos del suministro de petróleo, así como los aumentos de precios, como se pudo observar, por ejemplo, durante las crisis petroleras de los años 1973 y 1981. Los descensos de la producción y suministro pueden ser causados por el agotamiento de yacimientos o provincias petroleras concretas, o bien se pueden deber a motivos geopolíticos (como es el caso del Iraq actual) o bien pueden ser estructurales y permanentes, como sería el caso si la producción mundial llegase al punto de máxima extracción (cima del petróleo).

El año 2005 la Agencia Internacional de la Energía publicó el informe «*Saving Oil in a Hurry: Measures for Rapid Demand Restraint in Transport*» (AIE, 2005), donde proponía una serie de medidas para gestionar una crisis puntual en el suministro de petróleo. La agencia determinó que las medidas más efectivas para disminuir el consumo de petróleo en el transporte en caso de una crisis puntual son las más restrictivas, como las prohibiciones de la circulación. Pero estas medidas a menudo tienen que enfrentarse a la resistencia de la opinión pública. Otras medidas, más dependientes de la buena voluntad de la población, producen ahorros más pequeños, pero su relación coste-efectividad es muy alta, como por ejemplo un cambio en los horarios de trabajo o el teletrabajo. Por el contrario, las medidas con costes mayores, especialmente si se trata de infraestructuras, no son rentables cuando se quieren conseguir ahorros en el consumo de combustible.

Con respecto a los efectos de un problema estructural en el suministro sobre el transporte, como sería el caso de los efectos de la cima del petróleo, uno de los informes de mayor prestigio que han tratado esta cuestión es el llamado *Informe Hirsch* (SAIC, 2005), encargado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. El informe se centra en los efectos que el pico (o cima) del petróleo tendría en el suministro de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos para el transporte. En este informe se adopta una perspectiva de gestión del riesgo, y la estrategia de mitigación propuesta parte de las tecnologías disponibles actualmente, por lo cual un aspecto clave es el tiempo de reacción como factor que determinará el éxito de estas estrategias.

En este sentido, la conclusión a la que llega estima que haría falta adelantarse 20 años al momento de la cima del petróleo para conseguir poner en marcha las medidas necesarias para que ésta no tuviera ningún efecto negativo sobre la sociedad y la economía. Si confrontamos este dato con los diferentes datos que se han dado para la cima del petróleo (que se explicarán en detalle en la sección 4) encontramos que sólo en los casos más optimistas, un pico del petróleo a partir de 2030, estaríamos a tiempo de gestionar la llegada de este fenómeno de forma que no supusiese un perjuicio grave para nuestros sistemas económicos y sociales.

Otra de las características de este informe es centrarse casi de manera exclusiva en medidas de suministro y, en menor medida, en la mejora de eficiencia en los vehículos o el ahorro. Así, el informe no contempla medidas de nueva fiscalidad en el transporte o de legislación sobre el uso del automóvil, como reducciones de velocidad, prohibición de circulación en días alternos, etc., que podrían ser medidas útiles para modificar los hábitos de utilización del vehículo privado.

El objetivo de el informe Hirsch, pues, es presentar medidas de actuación sobre tecnologías para la producción de combustibles líquidos para el transporte en diferentes escenarios temporales, y evaluar su capacidad de mitigar las dificultades que puede conllevar el pico del petróleo sobre los sistemas de transporte. El informe Hirsch identifica diferentes medidas de mitigación:

En primer lugar, la conservación (es decir, el ahorro), aunque ésta sería producto exclusivamente de la aplicación de tecnologías existentes en la flota de vehículos, como nuevos diseños más eficientes en el uso del combustible (por ejemplo, una mayor generalización de los motores diésel), o pequeñas modificaciones en los motores (centralitas electrónicas que desactiven un cilindro del motor cuando la demanda de potencia es baja). También se pueden promover tecnologías disponibles como la de los vehículos híbridos, que combinan motores de explosión tradicionales con motores eléctricos.

Otra medida de mitigación sería la mejora de la recuperación en los yacimientos de petróleo. Esta medida afecta menos a países como España, que cuentan con muy pocas reservas y con pequeñas expectativas de encontrar nuevos yacimientos. El informe Hirsch también incluye la opción de explotar petróleos no convencionales, como los petróleos pesados y las arenas asfálticas. Estas medidas, de nuevo, sólo son aplicables a los países donde existan este tipo de recursos energéticos. En todo caso, cabe destacar que la extracción de petróleos no convencionales es energéticamente menos rentable y conlleva un impacto medioambiental mayor (Campbell, 2004).

Siguiendo con otras alternativas para la sustitución del petróleo en el transporte, el informe Hirsch contempla la posibilidad de utilizar la tecnología de Gas To Liquids (GTL) y de Coal To Liquids (CTL) para producir combustibles líquidos a partir de gas natural o carbón mediante el proceso Fisher-Tropsch (F-T). Esta opción sería viable técnicamente hoy en día, pero tanto el gas natural como el carbón están sujetos también al agotamiento y su extracción también sigue un perfil parecido a la curva de Hubbert, ya que también se aprovechan primero los yacimientos más grandes, de mejor calidad y con un retorno energético mayor. En caso de un aprovechamiento masivo de las reservas de gas y carbón para su conversión en combustibles sintéticos, se deberían revisar al alza las previsiones de demanda durante las próximas décadas, para acomodar su nuevo uso como fuente de combustibles para el transporte. Y esto, en escenarios que ya prevén un fuerte crecimiento de la demanda desde hoy hasta el año 2030: un 60,1% para el carbón y un 68% para el gas natural (AIE, 2006).

Los biocombustibles son otra de las opciones propuestas. En este sentido, la Unión Europea ya se ha propuesto unos objetivos de penetración en el mercado de combustibles líquidos para el transporte de más de un 5,75% en el año 2010,^[2] y la Comisión Europea ha propuesto avanzar más en este sentido estableciendo un objetivo mínimo vinculante del 10% de los combustibles para el transporte en 2020.^[3] Aunque teóricamente parece posible, los requerimientos de tierras de cultivo y la competencia con otros usos del suelo lo hace muy difícil a la práctica (IPTS, 2006), de forma que se opta por las importaciones de primeras materias, con importantes impactos asociados.

El informe Hirsch también estudia las opciones de la electrificación del transporte y el hidrógeno. Los dos comparten la característica de que, tanto el vector eléctrico como el de hidrógeno, necesitan de una fuente primaria para ser producidos, de forma que

estaríamos desplazando la carga de la producción de estos vectores a sistemas ya existentes y que, si descontamos la energía nuclear y las renovables, se apoyan mayoritariamente en energías primarias de origen fósil. Además, en estos casos tendríamos que añadir el coste adicional de renovación de la flota de vehículos, incluyendo el factor temporal, y los costes en nuevas infraestructuras (hidrogeneras, estaciones de recarga, construcción y reciclaje de baterías, transporte, etc.).

¿Cuándo llegará el pico del petróleo?

El pronunciado repunte de los precios del petróleo experimentado desde el año 2000 y la disminución de la capacidad excedentaria de petróleo a partir del año 2002 han sido en gran parte responsables de la vuelta del debate de la cima de la producción mundial de petróleo. La cima del petróleo ha ocupado portadas de importantes revistas (*National Geographic*, 2004), editoriales de grandes periódicos (*New York Times*, 2004 y 2006), programas especiales en televisión (CNN, 2006) y varios documentales (Green y Silverthorn, 2005, Subset Presse, 2005), además de gran cantidad de libros, tanto técnicos como dirigidos al gran público (Smil, 2003, Heinberg, 2003 y 2004, Deffeyes, 2003 y 2005, Campbell, 2004, Kunstler, 2005, Roberts, 2005, Simmons, 2005, Goodstein, 2005, Tertzakian, 2006). La división entre pesimistas y optimistas se ha vuelto a repetir, con un mayor alcance mediático.

Es necesario destacar la actitud, muy diferente, de dos compañías de petróleo norteamericanas. Por un lado, Chevron ha puesto en marcha una campaña llamada «¿Will You Join Us?»^[4] («¿Te unes a nosotros?»), donde manifiesta claramente que «la era del petróleo fácil se ha acabado» y propone un debate abierto con los ciudadanos sobre los retos energéticos. Al mismo tiempo, ExxonMobil pagó un anuncio^[5] de página entera en el *New York Times* donde se afirmaba que, «contrariamente a lo que dice la teoría, la producción de petróleo no muestra señales de haber llegado a la cima». El anuncio fue publicado el día siguiente de la publicación de un editorial sobre la cima del petróleo (*New York Times*, 2006).

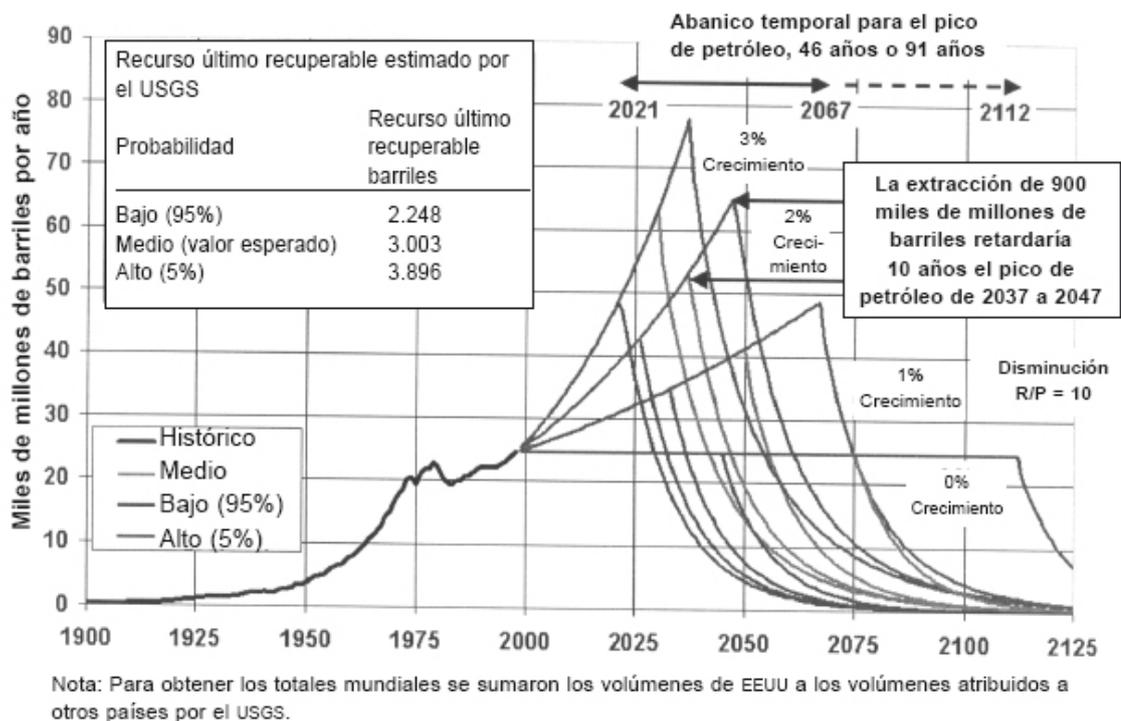
Con una mirada más atenta, la distinción entre pesimistas y optimistas nos presenta un panorama más complejo. En primer lugar, nadie niega el fenómeno de la cima del petróleo, y hasta los más optimistas, como la Energy Information Administration muestran gráficas donde la producción de petróleo llega a un máximo para después caer.

El debate actual se centra, por un lado, en la fecha de la cima de la producción de petróleo mundial, y por otro, en sus efectos. Tanto la Energy Information Administration como la Agencia Internacional de la Energía, por citar las dos instituciones que publican los pronósticos energéticos con más referencias y que sirven de modelo para los gobiernos de los países industrializados, utilizan como base el estudio publicado por el servicio geológico de los EEUU (USGS, 2000). Este estudio pronostica una cima del petróleo el año 2021 (Figura 5) y por tanto podemos calificarlos como «proponentes de una cima tardía».

Es importante destacar que uno de los argumentos del campo «pesimista» es que para el futuro de la producción petrolera, es mucho más relevante la «capacidad de producción» que las reservas. Este argumento se basa en las diferentes cualidades del petróleo, como su viscosidad o su contenido en azufre y en las dificultades de producción de los

petróleos no convencionales y de los petróleos que se encuentran en aguas profundas y ultraprofundas o en las zonas polares. Como al principio de la exploración petrolífera se encuentran primero los yacimientos más grandes y se tiende a explotar primero los petróleos de mejor calidad (Campbell, 2003), en ausencia de nuevos descubrimientos la tendencia es que la extracción de petróleo que queda es progresivamente más difícil, y por tanto más cara, y su tasa de retorno energético es menor. Como la tendencia es que cada vez se incluyan petróleos más pesados y otros tipos de petróleo no convencional al conjunto de reservas con las cuales se cuenta para satisfacer el consumo previsto, junto con el desarrollo de los campos existentes, los análisis más conservadores ponen el acento en que para satisfacer la demanda prevista no sólo hace falta que las reservas existan, sino que además éstas se puedan extraer al ritmo necesario y a unos costes razonables. Por tanto, es la calidad de las reservas, entendida como la calidad del petróleo más su accesibilidad, la que determinará los niveles de producción probables.

Figura 5 Escenarios de producción anual de petróleo según la EIA



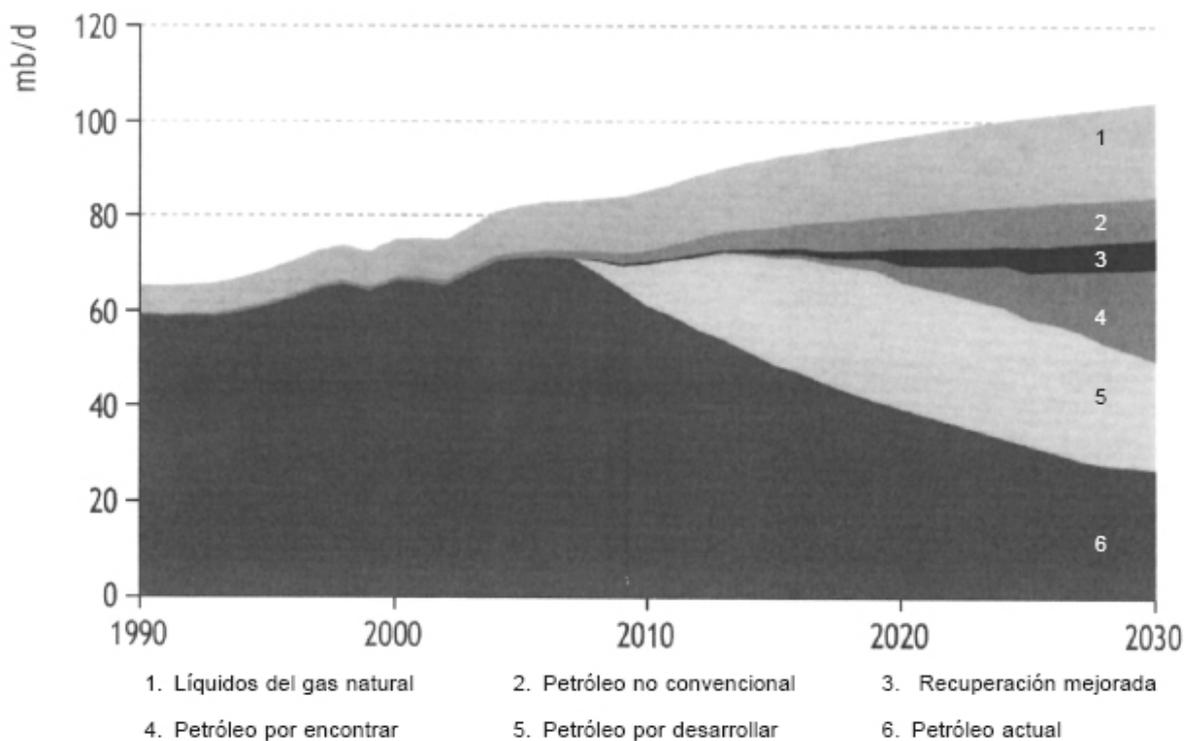
Nota: Para obtener los totales mundiales se sumaron los volúmenes de EEUU a los volúmenes atribuidos a otros países por el USGS. Fuente: Energy Information Administration 2000.

El mejor ejemplo de que el volumen de las reservas no tiene relación con su ritmo de extracción es el de las arenas asfálticas de Canadá. Estas reservas probadas de petróleo no convencional, pese a ser abundantes (179.000 millones de barriles), no se prevé que puedan aportar más de 5 millones de barriles diarios (mbd) en 2015 según la AIE (AIE, 2006), mientras que otros no esperan que se llegue a este nivel de producción hasta el 2030 (Alekkett y en 2006). Desde 2005, cuando la publicación *Oil & Gas Journal* decidió que las arenas asfálticas canadienses se añadirían a las reservas probadas convencionales a sus estadísticas, Canadá ostenta el segundo lugar mundial en reservas

probadas. Pero si lo comparamos con el primer clasificado, se puede ver claramente porqué una gran cantidad de reservas no nos asegura un nivel de extracción proporcional a éstas:

- Arabia Saudita, con 267.000 millones de barriles en reservas probadas, tiene una capacidad de producción de 9,5 mbd, que según las previsiones más conservadoras, podría mantener durante veinte años más (ASPO, 2006).
- Canadá, con 179.000 millones de barriles en reservas probadas, tiene una capacidad de producción de casi 1 mbd (CAPP, 2005), con un horizonte máximo de producción de 5 mbd el 2015 o el 2030, según las fuentes.

Figura 6 Producción de petróleo hasta el 2030 por fuentes



Fuente: adaptado de AIE 2008.

Así, la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2004) afirmaba en el sumario del *World Energy Outlook 2004* que «la producción de petróleo convencional no llegará a la cima antes del 2030 si se hacen las inversiones necesarias». En el capítulo 3 del mismo informe, especifica que si la URR (el total de recursos que se podrán extraer) estimado para esta previsión resulta demasiado alto (se refiere a una estimación posterior al USGS 2000 del *mean value* del URR de 2.626 millares de millones de barriles), la cima podría llegar el 2015 o antes. Esto demuestra que, según las estimaciones del URR que se utilicen, uno puede caer rápidamente en el campo de los «pesimistas».

Más adelante, en otro informe, la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2005) abordó la cuestión de una forma mucho más clara, incluso haciendo referencia a las

predicciones completas hechas por Hubbert con respecto a la producción de petróleo en los Estados Unidos. De nuevo, el mismo mensaje se repetía, matizando que para evitar una cima del petróleo antes del 2030, será necesaria la introducción de avances tecnológicos y la inversión de hasta 5 billones de dólares desde hoy al año 2030. La combinación de inversión y tecnología serviría para aumentar la recuperación en los yacimientos conocidos, acceder a otros situados en territorios «frontera», como la aguas ultraprofundas o el Ártico y el Antártico, y aprovechar los depósitos de petróleo no convencionales, como las arenas asfálticas canadienses o los petróleos pesados de la franja del Orinoco en Venezuela.

El año 2005, la AIE publicó «*Saving Oil in a Hurry: Measures for Rapid Demand Restraint in Transport*» (AIE, 2005), donde en plena crisis de precios del petróleo, ofrecía a los miembros de la OCDE consejos para superar interrupciones puntuales en el suministro de petróleo. Pese a que no era específicamente un informe sobre la cima de la producción de petróleo, los casos planteados (la crisis del petróleo de los setenta, las protestas en las gasolineras en Gran Bretaña el año 2000 o el cierre de la única refinería de petróleo en Australia en 1981) y las soluciones temporales ofrecidas (prohibiciones de circulación, compartir el coche, reducción del límite de velocidad, etc.) fueron aprovechadas por los defensores de una cima del petróleo próxima para remarcar el cambio de actitud de la AIE.

En la edición del *World Energy Outlook 2006*, se rebaja la cifra de inversiones necesarias para evitar una cima del petróleo antes del 2030 hasta los 4,2 billones de dólares, y se determina una cima parcial, para el petróleo que proviene de fuera de la OPEP para el 2015. Pero, a diferencia del anterior *World Energy Outlook* (AIE, 2004), la agencia incluye un escenario en el cual las inversiones necesarias no se llevan a cabo (se afirma que «estamos muy lejos de poder asegurar que esta inversión se producirá», página 85), afectando al crecimiento de la producción OPEP, haciendo subir significativamente los precios, y afectando al crecimiento económico, que de rebote haría disminuir la demanda energética.

Al margen de la discusión sobre las reservas totales de petróleo que quedan en el mundo y su relevancia a la hora de calcular el momento en el que se llegará a la cima de la producción mundial, y dado el escenario persistente de altos precios que existe desde el año 2003, se hace necesaria una revisión constante del equilibrio de los mercados petrolíferos mundiales. En su último *Medium-Term Oil Market Report*^[6] (MTOMR), la Agencia Internacional de la Energía hace una seria advertencia: la situación de los mercados petrolíferos será muy difícil desde hoy al 2010, y el año 2012 la capacidad excedentaria de la OPEP declinará hasta niveles mínimos.

Más adelante, y coincidiendo con la publicación del *World Energy Outlook 2007*, la Agencia Internacional de la Energía, por boca de su economista Fatih Birol,^[7] fue aún más explícita y contundente:

Así que, por un lado, lo que se necesita son 37,5 millones, y lo que esperamos son 25 millones de barriles, y esto en caso que no haya problemas ni retrasos y todo sea puntual, lo cual es bastante raro. De modo que tenemos una brecha de 12,5 millones de barriles diarios. Esta brecha emergerá dentro de los próximos siete años.

Las razones que da la Agencia para justificar esta preocupante situación son una demanda más fuerte de lo que se había pronosticado y los problemas geopolíticos que han llevado a revisar la capacidad excedentaria de la OPEP hasta sólo 2 mbd en 2009. De hecho, la AIE asume que no habrá expansiones netas de la capacidad productiva de Iraq, Irán y Venezuela, y que los 0,5 mbd perdidos en Nigeria no estarán disponibles hasta el 2012.

Según el MTOMR del pasado julio, la tasa de declive anual de los yacimientos mundiales de petróleo es de un 4%. Esto significa que, sólo para mantener la producción anual, tendríamos que añadir 3,2 millones de barriles diarios de nueva producción. A estos nuevos flujos tendríamos que añadir el crecimiento de la demanda proyectada. La AIE afirma que si, pese a todo, el crecimiento de la demanda fuera inferior al previsto, de un 1,7% en vez del 2,2%, sólo ganaríamos un año antes que el crecimiento de la demanda superase el crecimiento de la capacidad de producción.

Analistas independientes han llegado a conclusiones muy parecidas a las del MTOMR de la AIE, identificando la tasa de declive de los yacimientos mundiales y enfrentándola con las nuevas capacidades de producción que se esperan (un proyecto petrolífero tarda entre 7 y 10 años en empezar a producir desde su descubrimiento, razón por la cual se conoce con suficiente exactitud la nueva capacidad de la que dispondremos en los próximos años). Así, se advierte de que, a partir del 2010, la nueva capacidad de producción disponible disminuye fuertemente.

Tanto si le llamamos «pico del petróleo», «falta de nueva capacidad» o «falta de inversiones», los indicios son claros, el agotamiento de los campos de petróleo y la reducción de los descubrimientos provocan una concentración de reservas y de oportunidades de exploración y desarrollo en zonas altamente inestables y en gran parte cerradas a las inversiones privadas. Y el petróleo, fuera de esta categorización con más posibilidades teóricas, también presenta sus dificultades de acceso, en el caso del petróleo de aguas ultraprofundas, o de limitación de flujos, de viabilidad energética, económica y ambiental, en el caso de los petróleos pesados no convencionales de Canadá y Venezuela (esta última además forma parte del grupo que cierra sus reservas a la inversión extranjera).

Las últimas predicciones de la Agencia Internacional de la Energía (*World Energy Outlook 2008*) indican que la producción de petróleo seguirá creciendo, desde los 84 mbd actuales hasta los 106 mbd en 2030. Esto ya representa un descenso desde los anteriores WEO 2007 y 2006, donde se estimaban unos 116 mbd para el mismo período, y también respecto al WEO 2004, en el cual la cifra de producción para el 2030 se estimaba en 121 mbd. Cabe destacar que, mientras que la AIE siempre ha estimado la demanda futura, asegurando después que tal demanda se podría satisfacer, en este WEO 2008, y por primera vez, se están haciendo estimaciones, hasta a corto plazo, de la capacidad de producción. Hecho que muestra la creciente preocupación de la agencia por la posibilidad de convertir las reservas en capacidad de producción, aunque sigan afirmando que los recursos son suficientes para satisfacer la demanda, si se dan las condiciones adecuadas.

Visto en perspectiva, un aumento del 26% de la producción mundial de petróleo en 22 años no parece mucho, especialmente si vemos que los tipos de petróleo que asumirán este aumento son líquidos provenientes de las explotaciones de gas natural (el desarrollo

del cual depende de otros factores) y de los petróleos no convencionales. Es decir que, pese a que habrá un crecimiento en la categoría de «todos los líquidos», el petróleo convencional sería una parte muy pequeña de este incremento, aportaría un crecimiento de sólo 5 mbd en los próximos 22 años.

Por lo que se refiere a la evolución del suministro convencional proveniente de los campos actualmente en explotación, éste sufrirá una importante caída: de los 70 mbd de 2007 a los 51 mbd en 2015 a los 27 mbd en 2030. Por tanto, la nueva capacidad que será necesario activar durante estos 22 años si se quiere satisfacer la demanda prevista (que es menor que en otras estimaciones), será de 64 mbd, el equivalente a seis veces la producción actual en Arabia Saudita. Es necesario señalar que, a medida que nos acercamos a 2030, crece la proporción de petróleo que se supone que obtendríamos de yacimientos aún no encontrados hoy respecto de ese petróleo que ya se ha encontrado pero aún no se ha desarrollado: en 2020 será el 13%, en 2020, el 28%, y en 2030 será el 48%. Es necesario recordar que dado el pronunciado descenso en la capacidad de los yacimientos actuales, el suministro de los próximos 22 años descansa en aquéllos yacimientos descubiertos pero que aún no han sido desarrollados y en aquéllos que aún no han sido ni siquiera descubiertos.

Coinciden los pronósticos de este informe con la visión de algunas petroleras como TOTAL o Shell, que afirman que en 2015 los productores no OPEP llegarán a su pico, quedando por tanto la responsabilidad de los futuros aumentos de la producción en los países OPEP, que verán elevarse su participación en el mercado del petróleo del 44% en 2007 al 51% en 2030.

Aunque la agencia estima que las reservas petrolíferas de la OPEP son suficientes para este crecimiento, destacan que será necesario invertir dinero en esto, y que la inversión podría verse afectada por diversos factores, entre ellos una política conservadora respecto al declive y la geopolítica. Respecto a la capacidad de producción no OPEP, se mantendrá prácticamente plana hasta el final del período estudiado, gracias a la contribución de los petróleos no convencionales. La agencia afirma que los altos precios de los últimos años han estimulado la inversión, pero que han sido los mayores costes los que hasta el momento han absorbido el dinero invertido.

Otro factor a tener en cuenta será sin duda las dificultades financieras que están sufriendo muchos proyectos de inversión energética, entre los cuales se encuentran las arenas asfálticas de Canadá, que incluso podrían ver disminuida su aportación si el precio de petróleo sigue bajando.

La agencia reconoce que se descubre menos petróleo y que el tamaño de los yacimientos descubiertos es cada vez menor; que la producción ha llegado a su máximo en la mayoría de países no OPEP, y que la mayoría del resto de países lo harán antes del 2030. En el caso de Rusia, que parece sin duda haber llegado a su pico, la agencia indica que podrá aumentar su producción hasta el 2015 para después descender, una estimación que contradice incluso lo que han afirmado los propios funcionarios rusos.

A pesar que en el WEO 2008 se afirma que la producción global de petróleo no llegará a su cénit antes del 2030, sí que se reconoce la posibilidad de una crisis petrolera antes, a partir del 2010. Esta crisis sería consecuencia de la desinversión en capacidad petrolera, dado que a partir de esta fecha, las adiciones a la capacidad global de

extracción disminuyen hasta el punto de no poder compensar los otros dos factores que entran en la ecuación: el comportamiento de la demanda y el declive de los yacimientos. Por este motivo, la agencia cree que corremos peligro de sufrir un nuevo episodio de precios disparados del petróleo.

Precisamente, una de las novedades de este *World Energy Outlook 2008* es la inclusión de un análisis sobre el declive de los principales yacimientos y si este se está acelerando. Después de analizar datos de 580 de los mayores pozos de petróleo del mundo, el informe determina que la tasa de declive media es del 5,1% y extrapolando esto a la totalidad de los yacimientos mundiales, la tasa anual de declive sería del 7,6%, es decir, que sólo para mantener la producción plana, necesitamos llevar cada año al sistema petrolero el 6,7% de la producción actual, o unos 5,6 mbd (más o menos la capacidad de extracción de Irán y Iraq juntos durante el año 2007). Se debe tener en cuenta que estas tasas de declive son las que la agencia llama «observadas», y no las «naturales», es decir, que si no se invierte, en vez de este 6,7% estaríamos hablando de un 9%, y por tanto, de una mayor necesidad de llevar al sistema petrolero nueva capacidad de producción. En el escenario de referencia de la agencia, derivado de las políticas actuales, esta tasa iría creciendo hasta llegar por encima del 10% para 2030, por lo que la inversión, en muchos casos, solamente conseguiría mantener y no aumentar la producción.

Cabe señalar que de los 798 yacimientos que componen la base de datos utilizada por la Agencia Internacional de la Energía, se seleccionaron 651, las reservas iniciales de la cual eran de al menos 50 millones de barriles. De este conjunto, 580 yacimientos, o el 89% han pasado ya su pico de producción. No es de extrañar entonces que, como afirma la propia agencia, las tasas de declive natural tenderán a aumentar en el futuro, si sigue la tendencia de explotar yacimientos más pequeños y también los yacimientos marinos. Sólo los desarrollos en Oriente Medio, con yacimientos terrestres de mayor tamaño, podrían compensar esta tendencia.

El futuro del petróleo

Después de cinco años de subidas sostenidas que encarecieron el barril de petróleo más de un 400%, el precio se ha desplomado hasta el entorno de los 40\$/barril. Al mismo tiempo, el *World Energy Outlook* de la Agencia Internacional de la Energía afirma que después de 2010 el mundo podría enfrentarse a una crisis de suministro petrolífero. ¿Cómo se reconcilia la realidad del precio del petróleo con los pronósticos de la agencia?

Como sucedió después de las recesiones de los años setenta y ochenta, estas fueron precedidas por sendas crisis del petróleo. Las recesiones económicas no se dan por una sola razón, pero sin duda, en el caso actual, el barril a 147 en julio del 2007 actuó como la gota que colmó el vaso. Las muy sombrías expectativas frente la situación económica y la falta de liquidez en los mercados, están pesando más que los temores frente a la llegada del techo de la producción de petróleo. En la carrera hacia el fondo entre demanda y agotamiento, está ganando la primera.

El peligro de la ruptura en la cadena de suministro a causa de la desinversión (esta es necesaria para compensar los efectos del agotamiento) no ha desaparecido, sólo se ha pospuesto, como advierte la AIE, cuando indica que «la enorme escala de las

inversiones necesarias hace que nos cuestionemos si la capacidad (de producción) adicional que se necesita se materializará».

Pero el problemático petróleo sólo es la punta del iceberg. El modelo energético mundial, dependiente en más del 80% de los combustibles fósiles, tiene las décadas contadas. Los combustibles fósiles, además de contaminar la atmósfera, son finitos, y aunque son aún abundantes, el deterioro en su calidad energética y accesibilidad pone en duda que podamos seguir utilizándolos en cantidades siempre crecientes. Aquí está la clave del fenómeno (que no teoría) del cenit del petróleo o «peak oil», el petróleo (y el carbón, y el gas) no se acaban, pero encontraremos límites a los flujos diarios que podremos aprovechar. Si los límites del petróleo ya se adivinan, los del gas y el carbón son también conocidos. El gas natural se enfrenta a problemas logísticos que dificultan su comercialización con el alcance global que actualmente tiene el mercado del petróleo. Por lo que se refiere al carbón, es el peor de los combustibles en cuanto a su contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero, y además también está sujeto al agotamiento.

La transición energética no será fácil, entre otras cosas porque todas las energías alternativas, incluida si se quiere la nuclear, han coexistido con el subsidio de facto que significa el acceso fácil y barato a los combustibles fósiles. Desde una central nuclear al aerogenerador más moderno intervienen los combustibles fósiles. Por tanto, esta transición no llega en el mejor momento, lo más prudente sería abordarla desde un nuevo paradigma: intentar revertir la tendencia histórica de crecimiento del consumo energético. Evidentemente, esto se presenta como aún más difícil si observamos que el crecimiento económico ha ido también paralelo al consumo de energía y otros recursos.

Los países en desarrollo y aquellos que aún están sumidos en la pobreza no serán demasiado sensibles a este discurso hasta que las sociedades ricas como la nuestra no den ejemplo y demuestren un auténtico compromiso con la sostenibilidad. El problema energético no es sólo un problema técnico de sustitución energética, el diseño de nuestras sociedades avanzadas, con la inevitabilidad del modelo de transporte privado y el despilfarro material empujado por la obsolescencia programada de algunos productos tendrá que dejar paso a otro modelo, menos voraz en el consumo de recursos, y con una mayor localización, en la medida de lo posible, de todo el consumo en general. La tecnología tendrá su papel, por supuesto, pero la actual situación económica invita a plantearse esta transición desde un prudente pesimismo.

* Presidente de la Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos (AEREN —ASPO Spain), coeditor de la web www.crisisenergetica.org y miembro de la comisión permanente del Observatorio de la Crisis Energética y las Alternativas de Sociedad.

[1] Disponible en <http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf>.

[2] Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte [Diario Oficial L 123 de 17.5.2003].

[3] COM (2007) 1 final. Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo. Una política energética para Europa.

- [4] <http://www.willyoujoinus.com/>.
- [5] http://www.exxonmobil.com/Corporate/Files/Corporate/OpEd_peakoil.pdf.
- [6] *Medium Term Oil Market Report*, julio 2007 (AIE).
- [7] *Financial Times* 7 noviembre 2007: «Transcript: Interview with IEA chief economist», disponible en línea en http://www.ft.com/cms/s/0/3c8940ca-8d46-11dc-a398-0000779fd2ac.html?nclick_check=1. Una traducción al castellano está disponible en <http://www.crisisenergetica.org/articulo.php?story=20071111135819261>.

Referencias:

Agencia Internacional de la Energía (2004). *World Energy Outlook 2004*.

— (2005), *Saving Oil in a Hurry: Measures for Rapid Demand Restraint in Transport*.

— (2006), *World Energy Outlook*. Aleklett et al (2006), *A Crash Program Scenario for the Canadian Oil Sands Industry*.

Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group.

Association for the Study of Peak Oil, ASPO (2006), *ASPO Newsletter 66. Item 715: Saudi Arabia Country Analysis* (revision).

BP (2006), *British Petroleum Statistical Review 2006*. British Petroleum. Junio 2006.

Campbell y Laherrère (1998), *The End of Cheap Oil*. *Scientific American*, Marzo 1998.

Campbell, C. (2003), *The Essence of Oil and Gas Depletion*. Multi-Science Publishing Co. Ltd.

— (2004), *The Coming Oil Crisis*. Multi-Science Publishing Co. Ltd. Canadian Association of Petroleum Producers (2005), *Canadian Crude Oil*

Production and Supply Forecast 2006 — 2020. Goodstein, D. (2005), *Out of Gas: The End of the Age Of Oil*. W. W. Norton &

Company. Greg Green y Barry Silverthorn (2005), *The End of Suburbia*. Heinberg, R. (2003), *The Party is Over*. New Society Publishers.

— (2004), *Powerdown: Options and Actions for a Post-Carbon World*. New Society Publishers.

IPTS (2006), *Necesidades de suelo para cumplir los objetivos de las políticas de energías renovables en la Unión Europea*. Institute for Prospective Technological Studies. Kunstler, J.M. (2005), *The Long Emergency: Surviving the Converging Catastrophes of the Twenty-First Century*. Atlantic Monthly Press. National Geographic (2004), *El fin del petróleo barato*. New York Times (2006), *The End Of Oil*. Semple Jr R. B. Roberts, P. (2005), *El fin del petróleo*. Ediciones B. SAIC (2005), *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, & Risk Management*.

Science Applications International Corporation. Febrero 2005. Simmons, M. R. (2005), *Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy*. Wiley. Smil, V. (2003), *Energy at the Crossroads: Global Perspectives and Uncertainties*. The mit Press. Tertzakian, P. (2006), *A Thousand Barrels a Second: The Coming Oil Break Point and the Challenges Facing an Energy Dependent World*. McGraw-Hill. US Geological Survey (2000), *World Petroleum Assessment, 2000*, Digital Data Series 60.

