

Academia Francesa de la Tecnología
Comisión de la Energía y el Cambio Climático

El agotamiento de las reservas de crudo y las tendencias en el precio del petróleo

Coordinado por:

Denis Babusiaux

Pierre-René Buquis

PAPELES *DE*
CUADERNOS
DE ENERGÍA

TRADUCIDO Y EDITADO POR
Club Español de la Energía





El agotamiento de las reservas de crudo y las tendencias en el precio del petróleo

Coordinadores del Grupo

Denis Babusiaux

Profesor del Instituto Francés del Petróleo

Pierre-René Buquis

Profesor Adjunto de la Escuela del Instituto Francés del Petróleo

Han participado

Pierre Castillon

Academia de la Tecnología

Xavier Prétel

Total

Pierre Sigonney

Total

Bernard Tissot

Academia de la Ciencia y Academia de la Tecnología

Publicación - Separata del nº 19 de Cuadernos de Energía

Edita



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
ENERCLUB

El Club Español de la Energía desea agradecer su colaboración a los responsables del Instituto Francés del Petróleo que han hecho posible esta edición.

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética y óptica o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación sin permiso de los propietarios del copyright.

Edita:

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257.8
28046 Madrid
Tf. 91 323 72 21
Fax. 91 323 03 89

www.enerclub.es

Copyright del informe: Academia Francesa de la Tecnología, Comisión de la Energía y el Cambio Climático

Copyright de la publicación: Club Español de la Energía

Deposito Legal: M-6665-2007

Presentación

El presente documento es el informe del Grupo de Trabajo sobre el Crudo, de la Academia Francesa de la Tecnología, coordinado por los autores en el marco de la Comisión de la Energía y el Cambio Climático, presidida por Gilbert Ruelle.

El Club Español de la Energía desea agradecer a la Academia Francesa de la Tecnología y, en concreto a la Comisión de la Energía y Cambio Climático por la oportunidad que nos ofrecen de la difusión de este estudio en el ámbito de nuestra institución y entre sus miembros.

Nuestro reconocimiento se manifiesta expresamente a Gilbert Ruelle, Presidente de dicha Comisión.

Las facilidades recibidas para su publicación han hecho posible la difusión del informe elaborado por el Grupo de Trabajo sobre el Crudo, coordinado por dos personalidades del mundo francés de los hidrocarburos y con los cuales ENERCLUB ha tenido enorme satisfacción de colaborar en diferentes proyectos:

Denis Babusiaux, Profesor del Instituto Francés del Petróleo y Pierre-René Bauquis, (Adjunct Professor, IFP School)

Es también de debido reconocimiento agradecer el trabajo desarrollado por: Pierre Castillon, Academy of Technology; Xavier Préel, Total; Pierre Sigonney, Total, y Bernard Tissot, Academia de la Ciencia y Academia de la Tecnología.

En primer lugar, presenta una síntesis de los distintos puntos de vista acerca de las reservas y el tope de la producción mundial de petróleo (optimistas, pesimistas y organizaciones oficiales).

En segundo lugar, analiza los mecanismos de formación del precio del petróleo, centrándose en el largo plazo sin abordar la cuestión del comportamiento del mercado a corto plazo.

El último apartado está dedicado a los posibles escenarios de la evolución de los perfiles de producción a medio y largo plazo.

Esperamos que este documento permita ampliar y desarrollar nuestro conocimiento sobre cuestiones de tanta actualidad, en una óptica y perspectiva diversa a la de nuestra actividad cotidiana.

Club Español de la Energía

Índice

Introducción	7
I. Las reservas y la producción	7
1.1. Los conceptos de recursos y reservas	7
1.2. El argumento optimista	9
1.3. El argumento pesimista	11
1.4. Una visión intermedia	13
II. Costes y precios	14
II.1. Formación de precios a largo plazo: el petróleo como recurso limitado	14
II.2. Costes de producción	15
Petróleo convencional	16
Petróleo extrapesado y arenas asfálticas	16
Hidrocarburos sintéticos obtenidos a partir de carbón y gas	17
Biocombustibles	18
El papel del progreso tecnológico	18
II.3. Costes externos y gases con efecto invernadero	18
II.4. Factores geopolíticos y formación de precios a corto y medio plazo	19
El cartel	20
La fuerza de restauración del mercado	20
Expectativas	21
III. Posibles desarrollos	22
III.1. Demanda	22
III.2. Producción	23
La curva de Hubert	23
El papel de la inversión	23
III.3. Precios	25
Corto y medio plazo	25
Escenarios de precios bajos	25
Las perspectivas de las organizaciones oficiales	26
Escenarios de “doble crisis”	26
Conclusión	27
Bibliografía	27

INTRODUCCIÓN

Confinada durante años a las conversaciones entre expertos, la cuestión del tope de la producción de petróleo se debate actualmente de forma habitual en la prensa, llegando el precio del petróleo con frecuencia a los titulares de los diarios. El objetivo de este informe es presentar un resumen de los distintos puntos de vista contemporáneos. Hemos hecho hincapié en el estudio del medio y el largo plazo y nos referimos solamente de forma breve a factores geopolíticos y a sus consecuencias a corto y medio plazo. No ofrecemos un análisis funcional a corto plazo de los mercados (mercados al contado y de futuros, el comportamiento de los fondos de cobertura o la influencia de las estadísticas de existencias en la formación de los precios).

La primera parte de este documento está dedicada a una presentación de datos y a hipótesis sobre las reservas y los perfiles de producción. A continuación analizamos los mecanismos de formación de los precios. En la tercera parte presentamos brevemente los distintos escenarios posibles de futuros desarrollos en este área.

I. Las reservas y la producción

I.1. Los conceptos de recursos y reservas

En la industria del crudo es habitual distinguir entre recursos y reservas. Los recursos corresponden a los hidrocarburos que hay en el subsuelo, sean o no recuperables. Las reservas en el sentido estricto de la palabra (clasificación del año 2000 de la AAPG, la SPE y la WPC¹) están formadas por acumulaciones conocidas que son o serán recuperables en las condiciones tecnológicas y económicas actuales procedentes de depósitos activos o de aquellos que están en proceso de desarrollo. Se estima que las reservas probadas son de aproximadamente un billón de barriles (entre 1,0 y 1,3 billones), es decir, aproximadamente 150.000 toneladas, o suficientes para cuarenta años al índice de producción actual. Las reservas de gas, como las toneladas de equivalentes de petróleo, son de una magnitud similar, pero corresponden a un ratio de reservas de producción de una duración superior a 60 años. Las reservas de carbón, al índice de producción actual, deberían durar 200 años, pero las definiciones de reservas de carbón no coinciden con las del petróleo, principalmente porque sus geologías son muy distintas.

Es importante destacar que la cantidad exacta de reservas subterráneas sólo puede determinarse una vez que se hayan completado las operaciones y que el término “reservas probadas” puede entenderse de varias formas. No tiene el mismo significado para los países productores que para la *Securities and Exchange Commission* (SEC, la Comisión de Valores estadounidense).

Para las sociedades que cotizan en la Bolsa de Nueva York, la SEC define las reservas probadas como aquellas cuya existencia se ha demostrado en función de datos geológicos, tecnológicos y económicos “con una certeza razonable”. La magnitud de las reevaluaciones al alza de las reservas estadounidenses muestra que estas pautas son bastante conservadoras. Las reservas disponibles para las sociedades que cumplen las normas de la SEC representan aproximadamente el 5% de las reservas mundiales. Fuera de los países industrializados, las estadísticas de producción las facilitan los gobiernos. Dichas cifras por lo general no son comparables con las reservas probadas tal y como las entiende la SEC sino que más bien son las reservas “probadas más las probables”, que son definidas por las compañías petrolíferas como reservas cuya probabilidad de existencia es igual o superior al 50%.

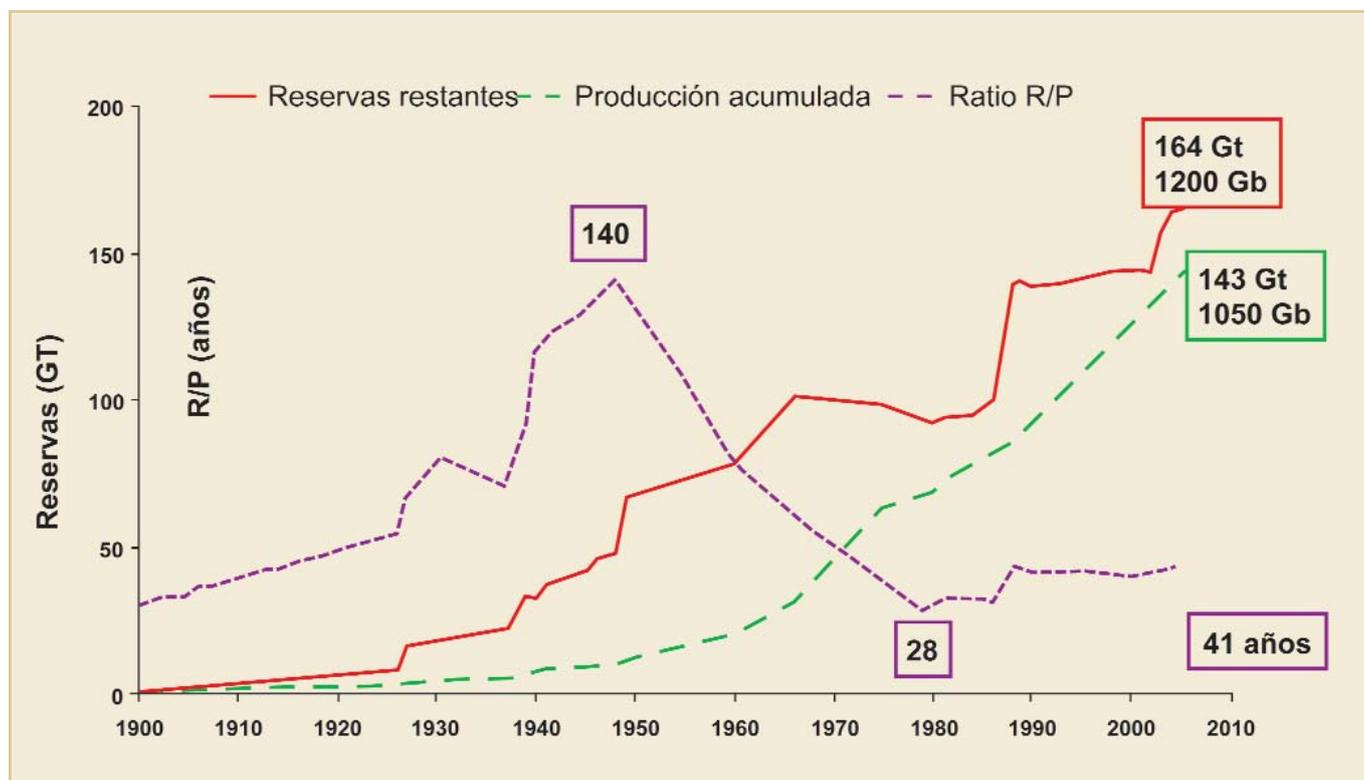
La Figura 1 muestra la variación de las reservas probadas en todo el mundo a lo largo del tiempo. Observamos un marcado incremento entre 1986-1987. Hay que señalar que no es producto de descubrimientos inusuales. Tras la “caída de precios” del petróleo, la OPEP se planteó la cuestión de definir sus cuotas de producción en función del volumen de reservas de cada país. Cada uno de los miembros de la organización reevaluó sus reservas declaradas. Algunas reevaluaciones, por tanto, son políticas. A menudo, aunque no siempre, son revisadas al alza. Por ejemplo, cuando México entró en la zona de libre comercio de Norteamérica revisó sus reservas a la baja para cumplir con las normas en vigor en Estados Unidos. Como consecuencia de ello, México dividió sus reservas “probadas” por un factor de tres, lo que ilustra una vez más la considerable incertidumbre asociada a este tipo de datos.

Las principales fuentes estadísticas son publicadas por el *Oil and Gas Journal*, el *BP Statistical Review*, el *World Oil Journal* y el Estudio Geológico Estadounidense (USGS por sus siglas en inglés). Los estudios del USGS están destinados no sólo a analizar las reservas conocidas sino también a estimar las reservas totales, que incluyen las reservas no descubiertas y el efecto estimado de las mejoras en los índices de recuperación en el futuro. Volvemos sobre este tema en el apartado 4. La publicación más reciente del USGS apareció en 2000.

Petróleo “convencional” y “no convencional”. Las dos primeras publicaciones (*Oil and Gas* y *BP Statistical Review*) aparecen una vez al año y se basan en datos suministrados por cada país. Durante mucho tiempo, sus resultados coincidían. Sin embargo, empezó a aparecer una diferencia considerable en 2003, el año en que *Oil and Gas* incluyó 75.000 millones de barriles de reservas recuperables correspondientes a las arenas asfálticas de Athabasca, en Canadá, antes consideradas recursos “no convencionales”.

¹ AAPG: Asociación Americana de Geólogos del Crudo; SPE: Sociedad de Ingenieros del Crudo; WPC: Congreso Mundial sobre el Crudo (todas según sus siglas en inglés)

Figura I. Variación de las reservas petrolíferas mundiales



Fuente: BP Statistical Review

Hasta entonces BP sólo había incluido el petróleo que se estaba bombeando o que estaba en fase de desarrollo. Los hidrocarburos “convencionales” se citan (o, mejor dicho, se citaban) como aquellos que podrían producirse dadas las condiciones tecnológicas y económicas existentes en la actualidad o en el futuro predecible. El progreso tecnológico ha variado la frontera entre lo “convencional” y lo “no convencional.” Por ejemplo, en los años 70 del siglo XX, el petróleo “no convencional” incluía los depósitos marinos situados a una profundidad superior a 200 metros del agua, mientras que hoy en día se obtiene petróleo a profundidades mayores de 2.000 metros. Hasta los años 90 el petróleo extrapesado procedente del Cinturón del Orinoco, en Venezuela, así como de las arenas asfálticas canadienses, se consideraba “no convencional”. Aunque la producción está actualmente en marcha, estas fuentes se siguen citando por lo general como “no convencionales”. También conviene destacar que el grueso de las reservas de la cuenca del Orinoco no están incluidas actualmente en las reservas probadas.

Con respecto a las condiciones económicas, el nivel de reservas depende naturalmente del precio actual y previsto del crudo. En particular, el precio es un factor determinante a la hora de establecer unos sistemas de producción mejorados que puedan

aumentar de forma apreciable los índices de recuperación, sobre todo los del crudo pesado y extrapesado.

A escala mundial, la elasticidad de las reservas con respecto al precio es reducida, de hecho mucho menor que la que observamos en el caso de las minas de carbón, de uranio o de metales, situándose en el orden de uno o más de uno para los metales básicos y el uranio, pero en el orden de 0,1 para el petróleo convencional.

El efecto más significativo de un incremento sustancial de los precios es --y volveremos a ello más adelante-- que proporciona acceso a nuevas fuentes de petróleo como los depósitos marinos en aguas profundas, el crudo extrapesado o el petróleo enterrado a gran profundidad.

La Figura 2 muestra la distribución geográfica de las reservas. No es necesario señalar las implicaciones geopolíticas de esta distribución, ya que son sobradamente conocidas. Mientras que los datos relativos a las reservas probadas son objeto de debate, la cuestión de las reservas no descubiertas y de la mejora de los

índices de recuperación en el futuro ha provocado una importante polémica entre “optimistas” y “pesimistas”.

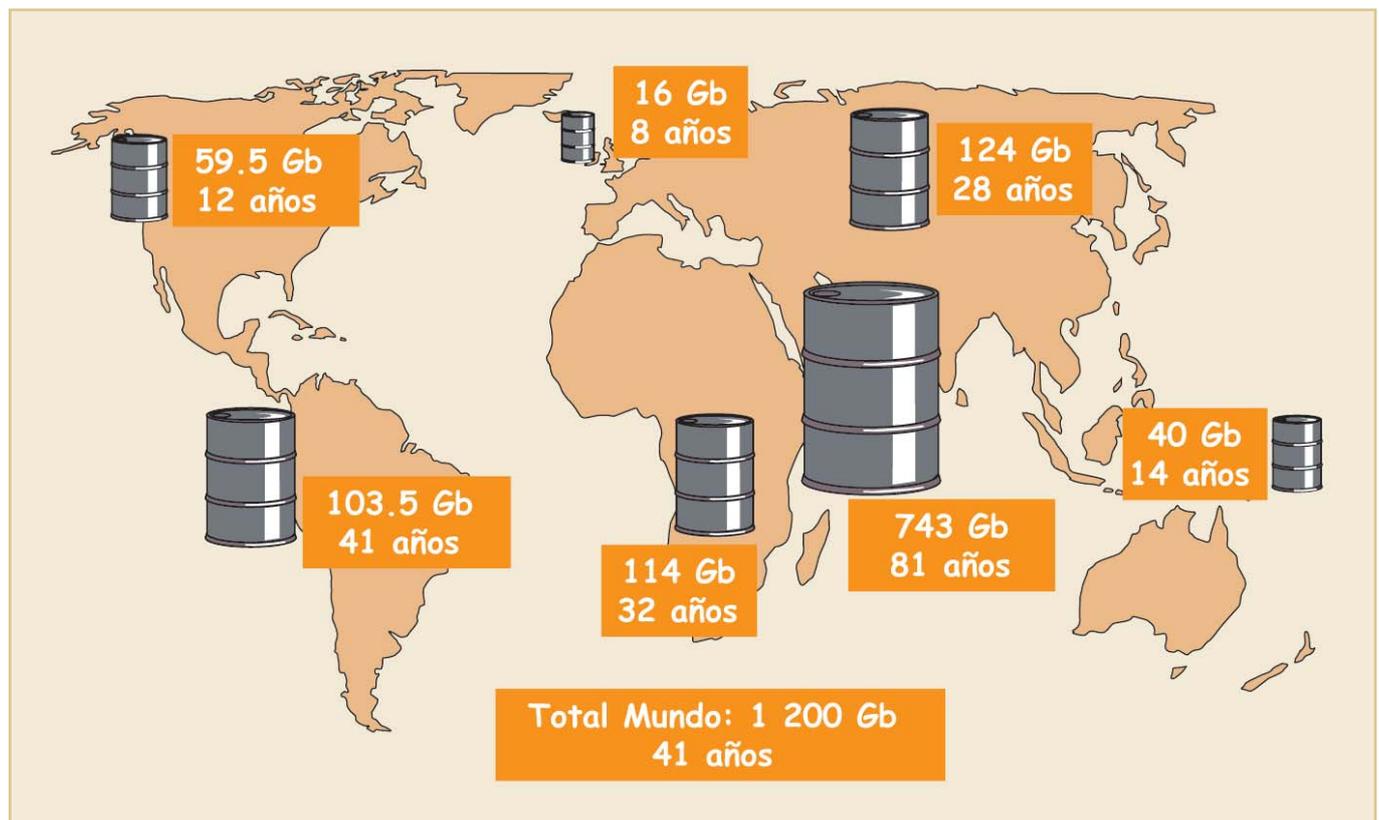
I.2. El argumento optimista

Mientras que la mayoría de los pesimistas son geólogos, la mayor parte de ellos retirados, los optimistas de hoy en día son, con diferencia, economistas como Morris Adelman y Michael Lynch, de MIT. Ambos argumentan rápidamente que las anteriores previsiones de escasez siempre han resultado ser incorrectas. Por ejemplo, al final del siglo diecinueve, muchos expertos predijeron el final del desarrollo industrial, entonces basado en la energía producida a partir del carbón, cuyas reservas se estimaron en 20 años de producción (en aquel momento). En 1919 apareció un artículo bien documentado en *La Technique Moderne*, que mostraba que la producción de petróleo en Estados Unidos descendería en un futuro muy cercano, estimando que las reservas durarían 22 años a un índice constante, y que las importaciones de México o Venezuela solamente retrasarían la escasez prevista en unos cuantos años. Reflejando el escepticismo de la época, ¿quién fue el que dijo: “me beberé cada litro que se produzca al oeste del Mississippi”²

Pasando a una perspectiva más contemporánea, en 1979 BP publicó un estudio titulado “La Crisis del Petróleo... ¿Otra vez?” El estudio mostraba un tope en la producción mundial (sin incluir los países de la antigua Unión Soviética) alcanzado en 1985. En 1990 prácticamente había un consenso en la predicción de un tope en la producción de petróleo en el mar del Norte en 1995, una fecha que se aplazó considerablemente. El retraso se consiguió gracias a la mejora de los índices de recuperación y a la presencia de infraestructuras que se habían implantado para grandes depósitos, que resultaron ser de utilidad para obtener petróleo de pequeños depósitos, cuyo desarrollo aislado no habría justificado las inversiones correspondientes.

Los pesimistas se basan en la investigación geológica, que les lleva a pensar que es muy improbable que queden grandes descubrimientos por hacer. El mayor descubrimiento de los últimos 30 años, el de Kashagan, en Kazajistán, estimado en diez millones de barriles, amplió el tope en la producción mundial de petróleo solamente de tres a cuatro meses. Durante varias décadas, las cuencas sedimentarias se han definido bien y las estimaciones de las últimas reservas recuperables (incluida la producción pasada), aunque sean muy dispersas, oscilan entre

Figura 2. Reservas de crudo y ratio reservas/producción para 2006



Fuente: BP Statistical Review

² John Archbold, director de Standard Oil, 1885, cuando se le preguntó por la posibilidad de que se descubriese petróleo en Oklahoma.

los 1.500 y los 3.000 millones de barriles (fig. 3). Los optimistas, sin embargo, señalan a la tendencia al alza a lo largo del tiempo en las estimaciones de las últimas reservas a partir de una fuente determinada. Así, en 1984, el Estudio Geológico Estadounidense (USGS) publicó una estimación de 1.700 mil millones de barriles (Gb), que incrementó hasta 3.000 Gb en 2000. De forma similar, Michael Lynch apunta que las estimaciones de uno de los principales pesimistas, C. Campbell (autor de *The Coming Oil Crisis*) pasaron de 1.575 Gb en 1989 a 1.750 en 1995, y a 1.950 Gb en 2002.

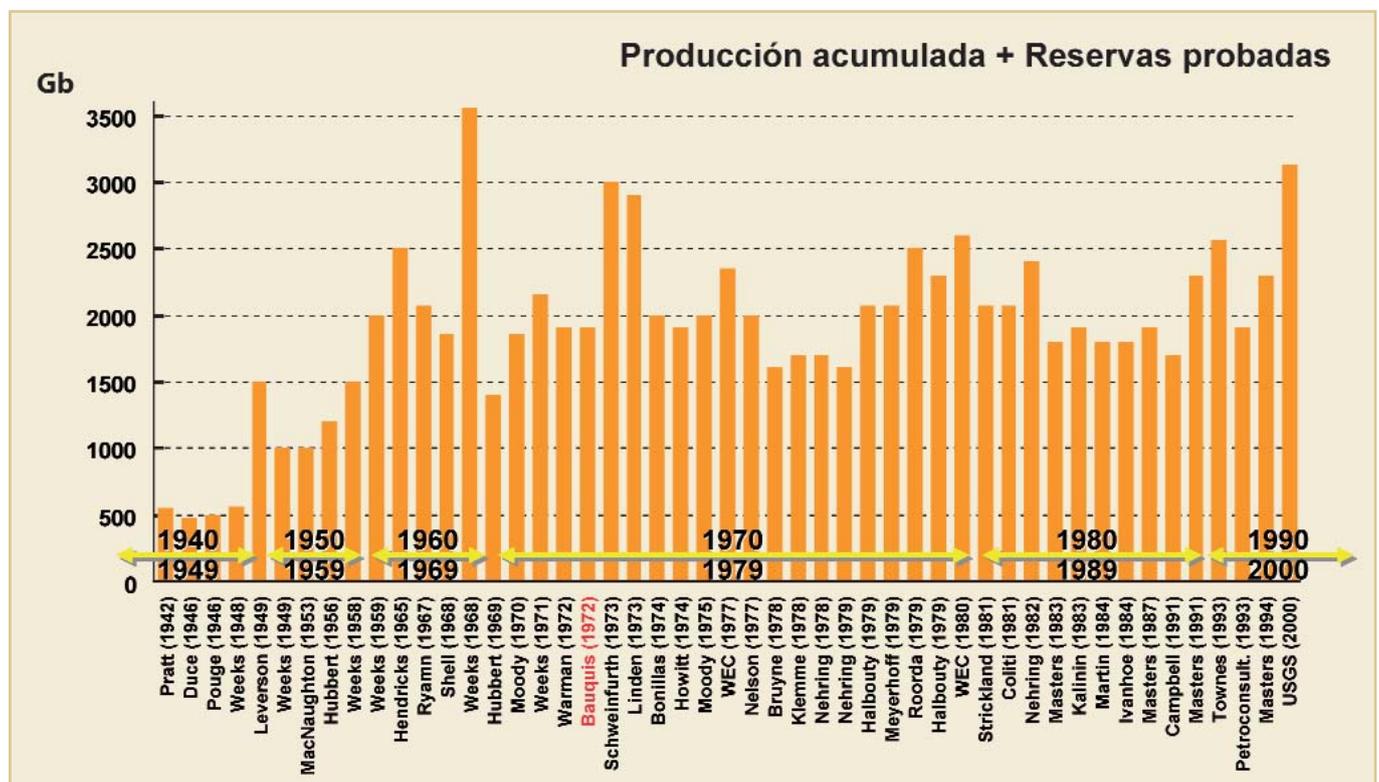
Otra fuente de inquietud para los pesimistas es el descenso de la producción, que se está acelerando. Ello es consecuencia de la implantación de procesos utilizados para incrementar la producción y, con ello, adelantar su descenso, sin que se produzca un incremento apreciable de las reservas. Los optimistas consideran que el progreso tecnológico acarreado nos permitirá desarrollar con mayor rapidez más depósitos que compensen esas pérdidas.

John Mitchell, antiguo director de economía de BP (actualmente en el Royal Institute for International Affairs), señala que, pese a las previsiones de que la producción de los países no pertene-

cientes a la OPEP descendería, ésta en realidad ha aumentado con una regularidad considerable desde 1980 hasta 2005.

A los pesimistas les preocupa que sólo un tercio de las reservas se renueven a través de nuevos descubrimientos. El resto se obtiene de la reevaluación de descubrimientos más antiguos, bien por un mejor conocimiento del depósito o bien por una mejora en el índice de recuperación. Para ellos, la caída del volumen de descubrimientos sólo puede llevar a un descenso de posibles reevaluaciones futuras. Adelman responde que en Oriente Medio, el bajo nivel de descubrimientos puede explicarse simplemente por el hecho de que las reservas obtenidas utilizando desarrollos tecnológicos modernos y la reevaluación de reservas de depósitos más antiguos cuestan menos que las obtenidas a través de la exploración, lo que explica la poquísima exploración llevada a cabo en la región. La mayoría de los pozos de exploración se encuentran en países que son los más abiertos y presentan un menor riesgo desde el punto de vista político y económico, es decir, en países que ya han sido objeto de una intensa exploración. En consecuencia, los países que ofrecen las mejores perspectivas son objeto de menos exploración. En los países en vías de desarrollo no pertenecientes a la OPEP, el número de pozos de exploración representa solamente el 2% de los perforados en EE.UU.

Figura 3. Estimaciones anteriores de últimas reservas



Fuente: IFP basado en Martin (1985), Campbell (1992) y USGS (2000)

Alain Perrodon (2004), geólogo y más bien pesimista sobre las últimas reservas de petróleo convencional, señala que es a través de nuevas ideas como se encuentran nuevos recursos, y que en geología aparecen nuevos conceptos de forma cíclica, lo cual debería "ayudarnos a evitar el pesimismo". Perrodon cita las fuentes de petróleo no convencional como ejemplo. También deberíamos tener en cuenta los depósitos enterrados a gran profundidad (a profundidades superiores a 5.000 o 6.000 m). Aunque prevalece una incertidumbre considerable en lo que respecta a los volúmenes correspondientes, podemos tener esperanzas sobre las mejoras en las técnicas de exploración sísmica y de perforación diseñados con estos fines. Estas posibilidades se han considerado desde hace tiempo bastante favorables para la producción de gas, ya que las temperaturas halladas a gran profundidad provocan el craqueo de los hidrocarburos. Los especialistas estiman que un cierto número de cuencas podrían presentar un gradiente de temperatura favorable a la presencia de petróleo. El descubrimiento del "Jack" por parte de Chevron en el Golfo de México en septiembre de 2006, a una profundidad de 2.100 m de agua marina y de 6.000 m de sedimento es un hallazgo de gran importancia que nos permite albergar esperanzas de otros descubrimientos a gran escala en profundidades comparables.

En términos globales, se han mencionado en la prensa estimaciones de reservas que van desde el equivalente a 3.000 hasta 15.000 millones de barriles de petróleo, parte de éste líquido. Sin embargo, se trata de un nuevo emprendimiento y existe una incertidumbre considerable en cuanto a la productividad de los futuros pozos de producción, así como a los índices de recuperación.

En resumen, los optimistas reconocen la naturaleza finita de los recursos petrolíferos, pero confían en que capacidad de innovación de la industria y el progreso tecnológico faciliten el acceso a nuevas reservas, y estiman que sólo se conoce una parte de los recursos de hoy en día. La posible producción -de nuevo según Adelman- es el resultado de una carrera entre el agotamiento de los depósitos conocidos y el progreso tecnológico. Hasta ahora, el progreso tecnológico ha abierto el camino, llevando en algunos casos a mejoras relativamente constantes, a menores costes de perforación, a mayores índices de recuperación y a mejores imágenes de los estratos subterráneos. Otros efectos son más difíciles de predecir. A principio de los años 80 del siglo XX, la producción de petróleo extrapesado en el Cinturón del Orinoco en Venezuela se consideraba aprovechable mientras que el barril de petróleo crudo se vendiese por entre 30 y 40 dólares (en dólares de 1980). El progreso tecnológico, principalmente la perforación horizontal, ha permitido que ese límite se rebaje a menos de 20 dólares hoy en día (aproximadamente en dólares de 1980).

1.3. El argumento pesimista

Los pesimistas insisten en la naturaleza política (como se señala en el apartado 1) de las reevaluaciones de las reservas realizadas por los países de la OPEP en 1986-1987, que no se corresponden con las reservas probadas. Su punto de vista puede resumirse de la siguiente forma:

"El tope de la producción mundial de petróleo se producirá entre 2005 y 2010 aproximadamente en 90 millones de barriles diarios (mb/d), incluidos todos los hidrocarburos líquidos naturales". Ése es el punto de vista de la Asociación para el Estudio del Tope de Petróleo y Gas (ASPO por sus siglas en inglés), o al menos de su presidente, Colin Campbell (antes en BP). El director de la ASPO en Francia, Jean Laherrère, (antes en TOTAL) sitúa el tope entre 2010 y 2015, al mismo nivel de 90 mb/d. Existe una gama de opiniones distintas entre los pesimistas, desde los ultrapesimistas como K. Deffeyes, actualmente profesor en Princeton (antes en Shell y antiguo compañero de King Hubbert), para el que el tope ya se ha producido, hasta los semipesimistas como P.R. Bauquis (1999), que sitúa el tope alrededor de 2020 en 100 mb/d.

Los argumentos de los pesimistas se basan en lo siguiente:

1. Un argumento muy convincente de los optimistas, al menos inicialmente, es que siempre se ha demostrado que los pesimistas se equivocaban. De hecho, no hay ninguna duda de que hace más de cien años que existen predicciones alarmantes sobre el final del crecimiento de las reservas de petróleo o de la fecha del inicio del descenso (que viene a ser lo mismo). La respuesta de los pesimistas a ese argumento (incluso algunos miembros de la ASPO han revisado al alza las cifras de reservas que dieron hace cinco, diez o quince años) es que, en primer lugar, al final tenemos acceso a todos los datos de las 3 G (geología, geofísica, geoquímica) de todas las cuencas petrolíferas y, en segundo lugar, la toma de muestras de dichas cuencas, en forma de pozos, es tal que las metodologías predictivas relativas a las reservas no descubiertas actualmente son razonablemente fiables (con un margen del 20% por arriba o por abajo). Si esto es cierto, la mayor incertidumbre acerca de las reservas restantes de hidrocarburos líquidos en el siglo veintiuno gira en torno a la evolución de los índices de recuperación en el futuro.
2. En lo que respecta a los índices de recuperación, existe un consenso acerca de que el índice es actualmente del 35% a escala mundial (sin embargo, el índice oscila en la práctica entre el 5% y el 75% en función del depósito, y el consenso sobre el promedio del 35% no refleja necesariamente la rea-

lidad, que sigue sin conocerse). Los pesimistas opinan que en los próximos cincuenta años este índice podría mejorarse (mediante el progreso tecnológico y a mayores precios) en un tercio, subiendo al 45 o al 47% (P.R. Bauquis 2004). Para los optimistas esta cifra podría alcanzar incluso el 60% (Schlumberger)³. Hay que tener en cuenta que este índice es muy sensible al precio del crudo, sobre todo en el caso del petróleo pesado y extrapesado.

3. El principal argumento de los pesimistas es la aplicación mundial de la metodología de Hubbert. En 1956 el geólogo de Shell había predicho el inicio del descenso de la producción en Estados Unidos (48 estados) a partir de 1970 (en realidad, ése era uno de sus dos escenarios y con el que, naturalmente, se quedaron). Este enfoque parece tener unas bases sólidas, ya que está basado en las siguientes premisas simples:

- Sólo podemos producir barriles que ya se hayan descubierto.
- Existe un intervalo temporal medio, Δt , entre la fecha del descubrimiento y la fecha de producción de un barril de petróleo, y esa diferencia puede estimarse en función de las curvas de descubrimiento y de producción (Δt no es constante en el tiempo y el progreso tecnológico influye). La curva que representa los descubrimientos en una cuenca determinada en función del tiempo normalmente tiene forma de campana. La curva que representa la producción tiene una forma similar pero varía en cuanto al tiempo, de 10 a 30 años en función de la cuenca. Este fenómeno refleja el hecho de que la eficacia de la exploración inicialmente sube y luego baja (una curva en S, llamada "logística").

- Para un grupo de depósitos (cuenca petrolífera), la curva de producción es una curva en campana y la suma de dichas curvas a escala mundial tendría la misma forma. Si damos por supuesto que esas curvas son más o menos simétricas, como ocurre más o menos en Estados Unidos, eso implica que el tope de producción se alcanza cuando se han producido la mitad de las últimas reservas.

4. Los pesimistas tienen un argumento más, concretamente, la poca elasticidad de los volúmenes de reservas (y de los índices de recuperación) frente a los incrementos de los precios, salvo en los petróleos crudos pesados y extrapesados. Ésa es una diferencia fundamental entre el petróleo y otras fuentes de energía como el carbón y el uranio.

5. Por último, los pesimistas consideran que el enfoque tradicional del problema de lo que "queda por producir", basado en el concepto de "reservas probadas recuperables" (con reservas suficientes para 40 años), es engañoso desde el punto de vista intelectual, aunque sea el único enfoque accesible estadísticamente para los observadores ajenos a la industria. Los expertos, sin embargo, tienden a centrarse en los recursos y en las últimas reservas.

El concepto de "reserva probada" enmascara el hecho de que, en los últimos treinta años, la exploración ha aportado solamente el 50% a las reservas recuperables y de que, en los últimos diez años, esa cifra ha descendido aproximadamente hasta el 35%. Es evidente que la reevaluación de las reservas de campo no puede continuar indefinidamente y que se alcanzará una asíntota (queda por ver si esa asíntota corresponde a un índice medio de recuperación del 45% o del 60%, lo que constituiría una incertidumbre residual significativa).

Regla Hotelling de los recursos limitados

Harold Hotelling, un prolífico economista activo en los años veinte y treinta del siglo veinte, está considerado en general como el fundador de la teoría de los recursos limitados, tras un artículo precursor de L. C. Gray (1914). Su obra se redescubrió en los años 70 y salió a la luz gracias a un artículo no menos famoso de R. M. Solow (1974). Cabe señalar, si embargo, que Edmond Malinvaud (1972), aunque su artículo no es tan citado como el de Solow, había descubierto la "Regla Hotelling" poco tiempo antes utilizando un enfoque distinto. Esta regla, para los casos en los que el coste de producción es insignificante, establece que **el precio de un recurso limitado aumenta a un índice igual al tipo de interés (o, utilizando un enfoque más contemporáneo, a la tasa de descuento)**. Si el coste de la producción no es insignificante, **es la renta (precio de coste marginal) la que debe aumentar según un índice igual a la tasa de descuento**.

La teoría está desarrollada de forma muy rigurosa (cálculo de la variación o teoría del control) pero se puede explicar de forma muy sencilla. Si el precio del recurso es estable, (o incrementa según un índice menor que la tasa de descuento), iría a favor de los intereses de los productores producir lo más rápido posible, lo que provocaría que el precio bajase. Si fuese a incrementar según un índice mayor, los productores retrasarían la producción para sacar partido de un valor de descuento mayor. El único cambio que permitiría un equilibrio del mercado es, por lo tanto, el que establezca el valor de descuento de los ingresos por unidades futuras, es decir, un incremento según un índice igual a la tasa de descuento. el Parlamento Europeo aproximen sus posiciones de cara a conciliarlas en un texto único que constituirá la primera medida de una región del mundo para reglamentar el comercio de emisiones de CO_2 procedentes de la aviación. De este modo, Europa reafirmará su compromiso a favor de un transporte aéreo sostenible y cada vez más respetuoso con el medio ambiente.

³ Presentación realizada por G. Montaron a la ENSPM, 2003.

I.4. Una visión intermedia

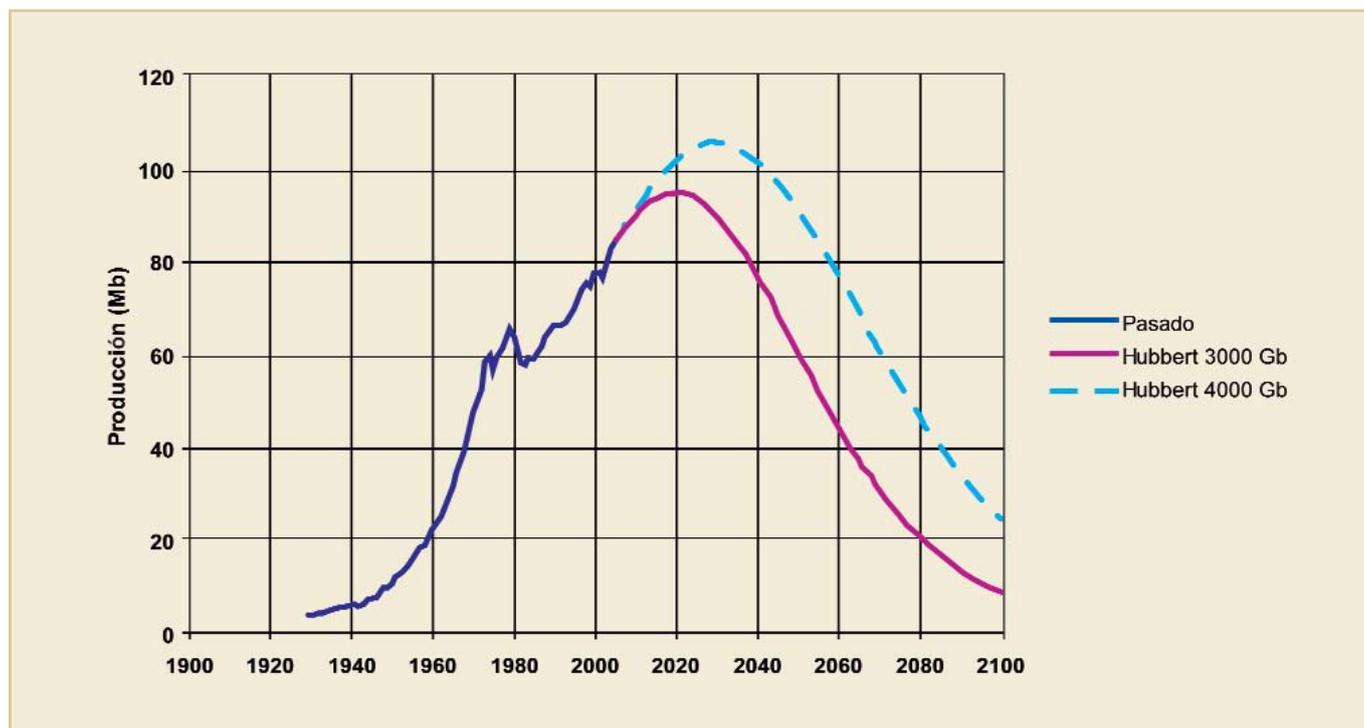
Naturalmente, no tiene mucho sentido tratar de integrar los puntos de vista pesimistas y optimistas, que lo son en contraposición el uno del otro. No sirve de nada, sin embargo, que durante varios años los optimistas hayan estado menos seguros de la posibilidad de trasladar la producción de petróleo a un punto distante en el tiempo (el siglo veintidós). Por ejemplo, Adelman considera desde hace tiempo que las reservas de petróleo fueron y serán durante décadas similares a las existencias fabricadas de productos, siendo comparables las actividades de exploración y de producción a las operaciones de fabricación que permitan el reabastecimiento de las existencias. Sin embargo, su última publicación hace gran hincapié en el hecho de que las transacciones en las que había implicados “barriles bajo tierra” y una observación de precios no parecen ser compatibles con las percepciones de escasez inminente de los productores. Adelman menciona las incertidumbres en la carrera entre el progreso tecnológico y la demanda de consumo sin asignar una probabilidad mayor a ninguno de los dos factores.

En realidad, todos los observadores son conscientes de un determinado número de observaciones que no pueden ser despreciadas ni siquiera por los analistas más optimistas. Hemos sido testigos de forma inesperada de un techo en la producción de gas natural en Estados Unidos, pese a un incremento de los

precios y un importante crecimiento en la exploración de “gas”. El tope de producción del mar del Norte ha pasado. Los productores de petróleo están pasando por dificultades no sólo para adquirir nuevos recursos, por motivos que a menudo son políticos, sino también para identificar nuevas zonas de exploración. Como consecuencia de ello, algunos opinan que les será imposible mantener unos objetivos de crecimiento de la producción o de las reservas.

Parece muy improbable que la producción vaya a seguir creciendo más allá de unas cuantas décadas. Para tener una idea de la aparición de un posible tope en la producción, debe escogerse entre varias hipótesis relativas a las últimas reservas. Hemos observado que el margen es bastante amplio y que hay varias incertidumbres. Distintos equipos de expertos de IHS, Energy File y USGS ofrecen valores intermedios. USGS estima las reservas de petróleo convencional en aproximadamente 3.000 Gb. De esta cifra, casi 1.000 Gb ya se han consumido, con algo más de 1.000 en reservas probadas. El resto corresponde a reservas no descubiertas, principalmente en cuencas de exploración incompletas o aún inexploradas como las cuencas peri-árticas. Este orden de magnitud también corresponde a las estimaciones suministradas por los geólogos del IFP. Si usamos este valor, la curva de Hubbert muestra un máximo alrededor de 2020 (la línea continua de la Figura 4). A las reservas convencionales de petróleo hay que añadir las reservas de lo que a menudo se cita

Figura 4. Curvas de Hubbert en función de las distintas hipótesis de últimas reservas



Fuente: IFP

⁴ Éstas consisten en los mismos tipos de petróleo en depósitos similares, pero es viscoso en Venezuela y sólido en Canadá, debido a las diferencias de la gradiente geotérmica.

como petróleo “no convencional”, principalmente el petróleo extrapesado de Venezuela y las arenas asfálticas de Canadá⁴. Los recursos existentes en cada uno de los dos países son del orden de 1.500 Gb. Las reservas que pueden producirse en las condiciones tecnológicas y económicas actuales se estiman entre 200 y 300 Gb, un volumen que corresponde a un índice medio de recuperación de menos del diez por ciento. Existe una considerable incertidumbre acerca de la evolución de este índice, pero los avances predecibles de la tecnología indican que para 2020 o 2030 esa cifra podría duplicarse, aumentando el volumen de reservas recuperables hasta 600 Gb, el equivalente a las reservas de Oriente Medio. Ello respaldaría la hipótesis de que un descenso general de la producción del petróleo, tanto del convencional como del no convencional, puede retrasarse hasta 2030. Ése es el tipo de hipótesis que se utilizó para desarrollar los escenarios publicados por Shell en 2001. La línea discontinua de la Figura 4 correspondería a las últimas reservas de 4 billones de barriles, una cifra que incluye las reservas de petróleo no convencional y no descubiertas basadas en hipótesis bastante optimistas (conceptos geológicos nuevos antes inimaginables e importantes mejoras en los índices de recuperación). No sirve de nada, sin embargo, que este enfoque teórico, usando la similitud con las curvas de Hubbert, no tenga en cuenta los índices de inversión necesarios, a los que volveremos más adelante.

II. Costes y precios

II.1. Formación de precios a largo plazo: el petróleo como recurso limitado

La primera crisis del petróleo reveló la naturaleza limitada de los recursos petrolíferos, algo que se había pasado por alto en las décadas anteriores, cuando se estaban haciendo grandes descubrimientos en Oriente Medio y la producción crecía a gran velocidad. En 1974, los economistas, siguiendo a R. Solow [1974], redescubrieron la regla de Hotelling (ver diagrama), según la cual el precio de un recurso no renovable aumenta según un índice igual a la tasa de descuento (cuando los costes de explotación son insignificantes). En consecuencia, los precios del petróleo crudo reflejan su escasez más que los costes de producción. Los precios observados tras 1973, pero también tras la segunda crisis del petróleo, han dado la sensación de coincidir con un modelo basado en la regla de Hotelling que incorpora las últimas hipótesis de cada período para obtener los volúmenes de las reservas, el precio de las fuentes de energía alternativas y la elasticidad de la demanda. Muchos economistas siguen citando esta ley, explícita o implícitamente⁵.

La teoría se basa en la premisa⁶ de que existen recursos en cantidades limitadas, y que éstos tendrán que ser reemplazados cuando se agoten, bien por algún otro sustituto o bien por una tecnología alternativa (tecnología de sustitución) a un mayor coste. Hasta mediados de los años 80 del siglo XX, podía consi-

derarse que el recurso en cuestión correspondía al petróleo “convencional”. Las tecnologías de sustitución disponibles (los hidrocarburos no convencionales, la biomasa y otras fuentes de energía renovables, la energía nuclear, combustibles líquidos obtenidos a partir de carbón) parecían estar disponibles solamente a un coste considerablemente mayor que el que podían soportar los precios del petróleo. Al menos era así en el caso de los productos “blancos”, los combustibles y las materias primas petroquímicas.

Desde entonces la situación ha cambiado. La creencia, hasta 1985, en un crecimiento inevitable de los precios estimuló unos importantes esfuerzos en investigación y desarrollo. El progreso tecnológico resultante llevó al descubrimiento de depósitos difíciles de hallar, a destacables mejoras en los índices de recuperación y al desarrollo de petróleo ajeno a los países de la OPEP, sobre todo de procedencia marítima. Después de la caída de los precios de 1986, esos esfuerzos continuaron y provocaron un brusco descenso en los costes de exploración y producción en países ajenos a la OPEP, sobre todo en el caso del petróleo procedente de las profundidades marinas. La frontera entre el petróleo convencional y el no convencional (petróleo procedente de las profundidades marinas, petróleo extrapesado, arenas asfálticas) se estrecha poco a poco. Ahora los productores pueden acceder a depósitos marinos a cada vez mayor profundidad utilizando tecnologías que mejoran constantemente. La Figura 5 ilustra el progreso conseguido en este campo. La diferencia entre los costes de producción del petróleo marítimo y terrestre está descendiendo. Como se indica más arriba, el petróleo extrapesado de la Cuenca del Orinoco en Venezuela se consideraba hasta los años 90 del siglo XX apto para la producción solamente a un precio por barril de crudo relativamente elevado (por aquel entonces 40 dólares o más). Los costes de producción de ese tipo de petróleo rondan ahora los 20 dólares por barril de crudo, y se ha iniciado la producción a larga escala. En el apartado siguiente trataremos el tema de los costes tecnológicos.

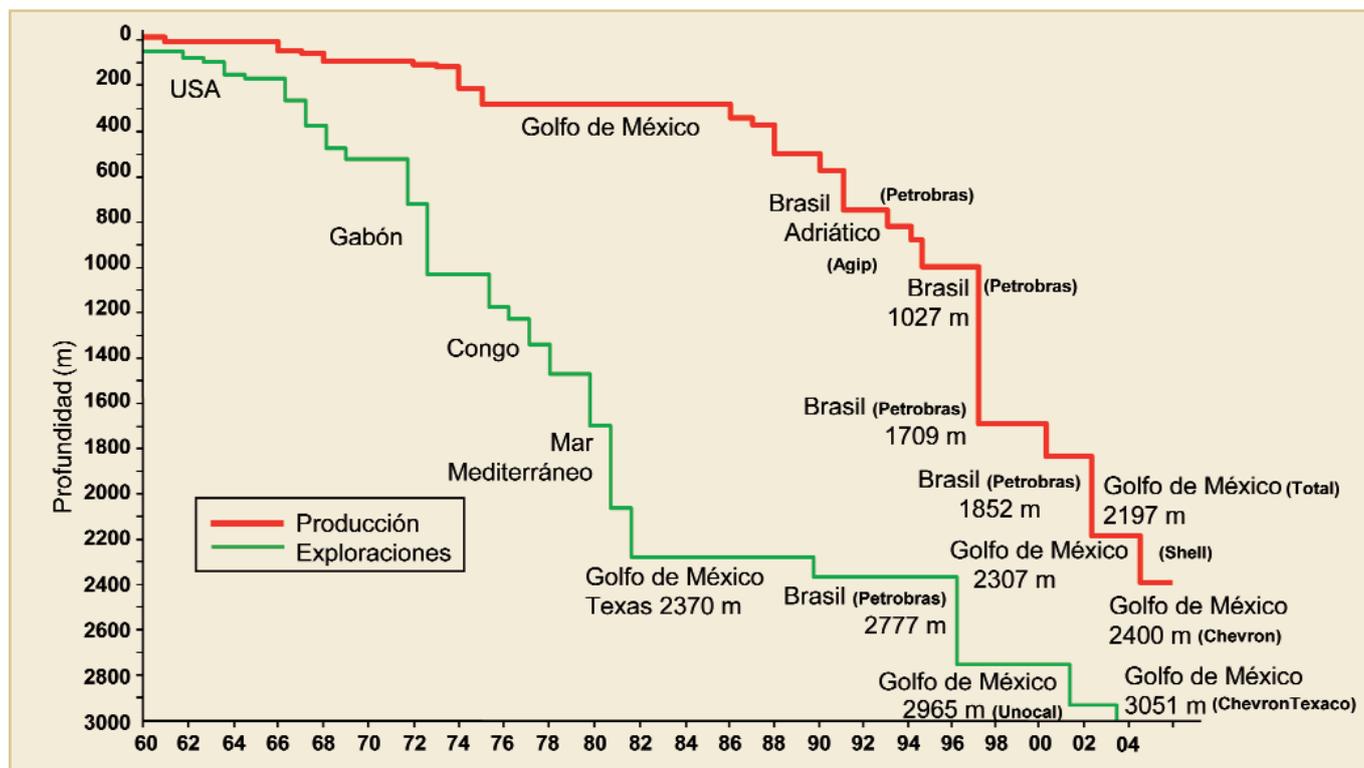
En realidad, existe un continuo de recursos de hidrocarburos: depósitos de difícil acceso, trampas más complejas y más difíciles de detectar, fuentes marítimas profundas y de extrema profundidad, petróleo extrapesado, arenas asfálticas, petróleo de esquisto bituminoso, etc. La tradicional distinción entre petróleo convencional y no convencional no tiene mucho sentido hoy en día. Además, ese continuo no se limita a los hidrocarburos con base de aceite vegetal. Se han llevado a cabo considerables investigaciones en el desarrollo de tecnologías de producción de combustible líquido a partir de gas natural (gas a líquido, o GTL por sus siglas en inglés, tecnologías que utilizan el proceso Fischer-Tropsch) y de carbón (carbón a líquido, o CTL por sus siglas en inglés, tecnologías que utilizan la liquefacción directa o indirecta después de la gasificación). Estas tecnologías se tratarán

⁴ Éstas consisten en los mismos tipos de petróleo en depósitos similares, pero es viscoso en Venezuela y sólido en Canadá, por las diferencias de la gradiente geotérmica.

⁵ Por ejemplo, véase P. Artus (2005).

⁶ También se basa en distintas hipótesis de la racionalidad del comportamiento de la oferta y la demanda y, al menos en su versión inicial, en una información perfecta.

Figura 5. Cifras de perforación marítima



más delante. Este continuo se amplía a los combustibles de la biomasa, que utilizan productos o procesos disponibles (etanol, ETBE, aceites vegetales, metilesteros de aceites vegetales) o aquellos que se están investigando actualmente (lignocelulosa o biomasa-a-líquido, BTL por sus siglas en inglés). En un futuro más lejano, podremos desarrollar tecnologías para la “carbonación” de hidrógeno producida por fuentes de energía nucleares o renovables (P.R. Bauquis, 2004) o, por decirlo de una forma diferente, hidrogenación del carbono (hidrógeno a líquido, o tecnología HTL por sus siglas en inglés).

Dentro de algunas décadas no habrá limitación de los recursos de hidrocarburos (naturales más sintéticos) pero existe y existirá una necesidad de hacer uso de tecnologías más complejas y costosas (según lo que se percibe actualmente) a medida que se van agotando los depósitos convencionales.

Al contrario que en la situación que existía hasta los años 80 del siglo XX, el coste marginal de producción a largo plazo (coste marginal de desarrollo, es decir, incluidos los gastos de inversión) ya no puede considerarse insignificante. En consecuencia, ya no podemos decir que el precio del petróleo vaya a aumentar según un índice igual a la tasa de descuento, ya que la renta de Hotelling que se supone que va a aumentar según ese índice

representa solamente una parte del precio del crudo. Además, si tenemos en cuenta los precios observados en 2006, la diferencia con el coste de las tecnologías alternativas ha descendido de forma brusca. Y existen importantes dudas a largo plazo acerca del coste de los recursos alternativos. Como consecuencia de ello, es difícil utilizar la teoría de Hotelling para estimar los desarrollos futuros en el precio del petróleo.

A corto o a medio plazo puede crearse y mantenerse una renta de monopolio si la OPEP fija cuotas de producción. Es más, los elevados precios durante este período pueden provocar la incapacidad de la producción para satisfacer la demanda potencial. Volveremos a este tema más adelante. Con respecto al análisis de la formación de precios a largo plazo, un factor determinante debería ser el coste del recurso marginal en cuestión.

II.2. Costes de producción

Junto con la renta de escasez, los costes medios y marginales de producción son los primeros elementos utilizados para analizar las formaciones de precios. Como se ha indicado antes, los costes medios de producción han descendido de forma pronunciada en los últimos veinte años. El coste medio asumido por las diez mayores compañías de la época cayó desde aproximada-

mente 14 dólares por barril en 1990 a menos de 8 dólares por barril en 2000. Desde entonces, sin embargo, hemos asistido a un aumento de los costes, del cual al menos una parte está asociada al coste de los servicios y los equipos procedente de las industrias de servicios y suministro de crudo.

Petróleo convencional

La Figura 6 muestra los resultados de un estudio algo antiguo pero bastante completo de los costes relacionados con el petróleo convencional; los valores mostrados han sido confirmados por un estudio del IFP. Hay que destacar que se trata de costes de producción técnica que incluyen los costes desarrollo pero no los impuestos y los cánones. Las cifras muestran también los costes de explotación de producción, que ofrecen órdenes de magnitud de los costes marginales a corto plazo, actualmente del orden de algunos dólares por barril. Por último se trata de valores medios, dado que los costes son variables de un campo a otro. En la mayoría de las regiones que se muestran, los costes de producción de algunos depósitos se acercan al límite establecido por las compañías petrolíferas para decidirse a invertir. Ese límite puede dar una idea de la magnitud de los costes marginales a largo plazo (que incluyen los gastos de

inversión), al menos en las regiones en las que la situación fiscal no introduce un sesgo excesivamente elevado.

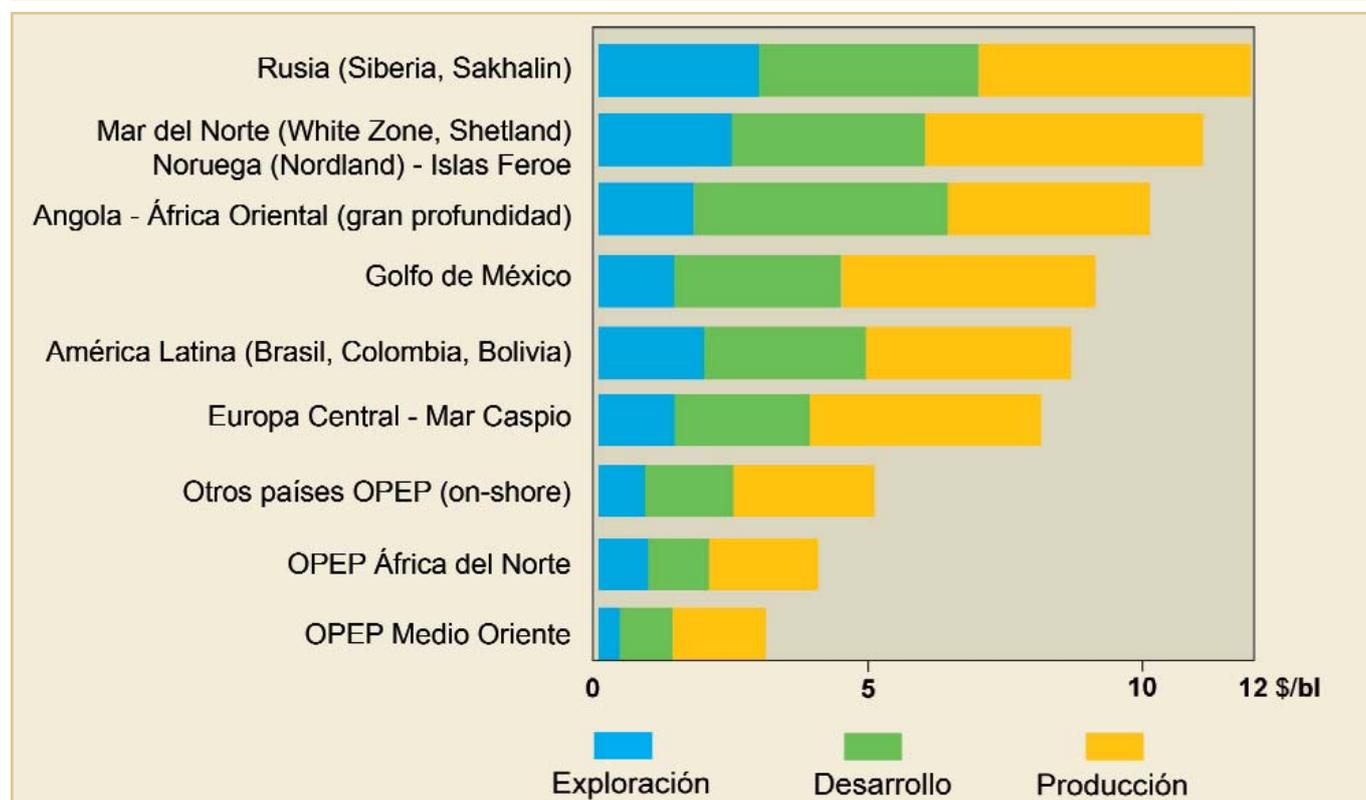
Los límites utilizados por las compañías eran por lo general de 14 ó 15 dólares por barril durante los años 90 del siglo XX. Desde la subida de los precios que comenzó en 2000, esas cifras han sido revisadas al alza, inicialmente hasta unos 17 dólares por barril. Tras 2004 ascendieron hasta alcanzar valores del orden de 25 dólares por barril en proyectos a gran escala, y en ocasiones más. Hay que tener en cuenta, no obstante, que el desarrollo de normas fiscales y su diversidad hace que el uso de un límite de rentabilidad basado en el coste tecnológico tenga menor relevancia.

Para completar este estudio debemos dar alguna idea de los costes del petróleo no convencional, de los hidrocarburos sintéticos y de combustibles alternativos.

Petróleo extrapesado y arenas asfálticas

El coste medio de la producción del **petróleo extrapesado venezolano** es del orden de 15 dólares por barril, con unos cos-

Figura 6. Costes de producción de un barril de crudo en dólares de 1999



Fuente: ADL, Perspectiva a largo plazo, 1999

tes variables del orden de 6 dólares por barril para proyectos llevados a cabo antes de la subida de los precios de los servicios y los equipos de los últimos años. Los costes medios podrían ser de aproximadamente 20 dólares por barril para nuevos proyectos. Éstos son costes asociados a la llamada producción "fría", es decir, la que utiliza el drenaje natural en pozos horizontales, una tecnología que origina unos índices de recuperación bastante reducidos (8-10%). La inyección de vapor aumentaría los costes pero originaría unos índices de recuperación considerablemente mejores.

El coste del petróleo extraído de las **arenas asfálticas de Athabasca** cayó por debajo de 20 dólares para actividades de producción antes del reciente aumento de los precios del gas, al que son muy sensibles los costes de producción. Según la IEA (2006), éstos oscilarían entre 16 y 33 dólares por barril, según la producción hiciese uso de tecnologías mineras o petrolíferas con inyección de vapor (drenaje de gravedad asistido por vapor; SAGD por sus siglas en inglés). Estas últimas tecnologías consumen gas natural para la producción de calor a una tasa como mínimo del doble de la de las tecnologías mineras. (El vapor inyectado en pozos horizontales fluidiza el crudo, que se recoge en otros pozos horizontales situados a menor nivel). Estos elementos tienen en cuenta las llamadas instalaciones de "mejora", que convierten el crudo ultrapesado con una gravedad API de 9 a 11 grados en crudo ultrapesado de 25 a 35 grados API.

Aunque la producción de petróleo de esquisto bituminoso lleva mucho tiempo en marcha, desde finales del siglo XIX, el proceso exige un consumo muy alto de energía. Se están llevando a cabo investigaciones en este área, sobre todo por parte de Shell en Colorado, haciendo uso de técnicas para la transformación de kerógeno por calor in situ. Sin embargo, es poco probable que esta investigación origine alguna producción comercial significativa antes de 2020.

Hidrocarburos sintéticos obtenidos a partir de carbón y gas

Existen dos métodos para la producción de **hidrocarburos sintéticos a partir de carbón** (carbón a líquido o CTL). Una conlleva la conversión directa por medio de la hidrogenación del carbón, la otra hace uso de la conversión indirecta, produciendo la gasificación del carbón un gas de síntesis ($\text{CO} + \text{H}_2$), que se transforma después en hidrocarburos líquidos mediante el proceso Fischer-Tropsch. Los productos obtenidos, principalmente combustibles diésel, son de una calidad excelente (sin sulfuros y con un número de cetano muy elevado). Durante la Segunda Guerra Mundial, Alemania utilizó los dos tipos de procesos. Actualmente, las únicas fábricas de capacidad industrial que

siguen utilizando el proceso Fischer-Tropsch son las fábricas de Sasol en Sudáfrica. Actualmente se están construyendo algunas instalaciones en China. En lo que respecta al proceso de hidrogenación directa, actualmente está en marcha un proyecto a gran escala en China, con la participación del grupo IFP-Axens (que proporciona tecnología e ingeniería).

Antes de la reciente (2004-2007) subida del precio del acero, las materias primas y los servicios, el CTL se consideraba rentable para unos precios por barril a partir de 50 dólares (sin incluir los costes asociados a las emisiones de CO_2) para unidades de producción ubicadas en las proximidades de minas de carbón de bajo coste. Desde entonces, las estimaciones de los puntos de equilibrio se han revisado al alza hasta alcanzar aproximadamente 70-80 dólares por barril. Hay que recordar que las reservas de carbón representan del orden de 200 años de producción según el índice actual (con bastante incertidumbre, no obstante). Las limitaciones del CTL surgirán seguramente no por las limitaciones de las materias primas sino por los costes asociados a las emisiones de CO_2 .

La producción de **hidrocarburos líquidos a partir de gas natural** (gas a líquido o GTL) también hace uso del proceso Fischer-Tropsch. La primera planta de este tipo fue fabricada en 1991 por Mossgas (actualmente Petro) en Sudáfrica. Entonces Shell puso en marcha una planta de 14.500 barriles por día (b/d) en Malasia. El aumento de los precios del petróleo iniciado en 2000 ha promovido unos estudios para la realización de varios nuevos proyectos. Dos de ellos se iniciaron en Qatar, el primero con una capacidad de 34.000 b/d por parte de Sasol a finales de 2003, y el segundo por parte de Shell en 2005 (70.000 b/d en la primera fase y 70.000 b/d en la segunda fase, para una capacidad total de 140.000 b/d). El primero, que empezó las pruebas en 2006, está programado para iniciarse en marzo de 2007. Los costes anunciados deberían ser del orden de 25 dólares por barril cuando el gas se produzca a bajo coste y se suministre a bajo precio (0,5-1 dólar/MBTU) para producir combustible diésel de alta calidad. Suponiendo un precio del petróleo crudo de 30 dólares por barril, ello aseguraría la rentabilidad del proyecto. El mayor coste de las materias primas observado desde 2004 ha aumentado los riesgos. Con unos costes de inversión por unidad tres veces superiores y un precio mayor del gas, el proyecto de Shell sólo resultaría rentable con unos precios de 50-60 dólares por barril. El éxito de estos proyectos iniciales tendrá un efecto decisivo en los desarrollos en este campo. Se están estudiando distintos proyectos pero los desarrollos probablemente quedarán limitados a actividades de producción especializada. Dichos costes en realidad se facilitan sin tener en cuenta los costes de las emisiones de CO_2 , y el GTL, como el CTL, supone un importante consumo de energía. Además, las oportunidades corren el riesgo de estar limitadas por la aparición del

“tope” mundial de producción de gas, que podría seguir al “tope” del petróleo entre diez y quince años después de éste, según las estimaciones de P.R. Bauquis⁷. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que según otros autores, las incertidumbres relativas al tope del gas son mayores que las del tope del petróleo. En particular, en un futuro lejano, no podemos excluir por completo el desarrollo de tecnologías de producción que hacen uso de hidratos de metano (clatratos). Estos recursos no se conocen muy bien en la actualidad pero podrían adquirir una gran importancia.

Biocombustibles

Los **biocombustibles** utilizados hoy en día, denominados combustibles de **primera generación**, constan principalmente de etanol para motores de gasolina y de metilesteros de aceites vegetales para motores diésel. En 2005 la producción mundial de combustible etanol fue de 30 millones de toneladas, comparada con los 4 millones de toneladas de biodiésel. El etanol brasileño se produce a partir de caña de azúcar a costes similares, cuando no menores, a los de la gasolina tradicional. Fuera de Brasil, el coste de los biocombustibles es de aproximadamente el doble que (sin incluir los impuestos) el de los combustibles basados en petróleo (0,4-0,6, comparado con los 0,2-0,3 euros por litro en 2006). Aunque la cuantificación es polémica, su aportación a la reducción de emisiones de CO₂ es significativa. Su potencial de sustitución de los combustibles basados en petróleo está limitado a un pequeño porcentaje debido a la competencia con la producción de alimentos.

Para ir más allá será necesario desarrollar **sistemas de segunda generación**, que utilicen biomasa **lignocelulósica** (virutas de madera y plantas enteras). Las estimaciones optimistas indican un potencial de sustitución del 30% para 2030. Los sistemas de biomasa a líquido (BTL) suponen la gasificación de la biomasa seguida de la producción de combustibles de keroseno y diésel utilizando el proceso Fisher-Tropsch. El segundo método es comparable a la producción de etanol por fermentación. Estos enfoques están siendo objeto de una investigación considerable en un intento de reducir los costes de producción, que pueden estimarse del orden de un euro por litro de equivalente de petróleo en el momento actual (2007).

El papel del progreso tecnológico

¿Qué pasa con los desarrollos futuros? Los recursos de hidrocarburos que constituyen el continuo antes citado podrían clasificarse hoy por el incremento de los costes. Por lo tanto, es probable que con el agotamiento de los depósitos de fácil acceso, los costes y los precios aumenten. Sin embargo, no es seguro que así sea. Hay que recordar que a principio de los años 80 del siglo

XX todos los escenarios publicados para el desarrollo de los precios del petróleo señalaban hacia arriba y el progreso tecnológico jugó un papel determinante para que esas hipótesis resultasen incorrectas. Pero si hay un campo en el que la predicción es un arte especialmente difícil, éste es el del cambio tecnológico. Existen muchos ejemplos de ello. En el sector de la energía, aparte de la espectacular caída de los costes de producción del petróleo extrapesado, de la que ya hemos hablado, ha habido mejoras en el rendimiento de las plantas de producción eléctrica de ciclo combinado. El progreso con frecuencia es más rápido de lo previsto, aunque no siempre ocurre cuando esperamos, como ilustra el caso de la fusión nuclear: Hace cincuenta años, se creía que podría controlarse de forma que hubiese aplicaciones que produjeran electricidad en un plazo de entre 35 y 50 años. Hoy en día seguimos hablando de un horizonte de cincuenta años, con poca certeza sobre las perspectivas económicas.

II.3. Costes externos y gases con efecto invernadero

Las opciones disponibles en el sector de la energía deben tener en cuenta las inquietudes sobre el cambio climático. Las emisiones de gases con efecto invernadero, asociadas al uso de combustibles fósiles, aumentan la temperatura de nuestra atmósfera. Para finales de siglo, el cambio podría llegar a ser de entre 1,5 y 6 grados Celsius de media, según los expertos del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC). Aunque existen importantes incertidumbres acerca del alcance y las consecuencias de dichas emisiones, parece que hay pocas dudas de que provocará un incremento de la frecuencia de los “sucesos extremos”, entre ellos tormentas violentas, inundaciones y olas de calor. Pese a que Estados Unidos no ratificase el Protocolo de Kyoto, las directivas de la Unión Europea se adhieren a la lógica de los compromisos alcanzados en Kyoto, y a partir del 1 de enero de 2005 se puso en marcha un mercado europeo de permisos de emisiones de CO₂. Las distintas acciones que deberán llevarse a cabo para limitar las emisiones supondrán unos costes que deberán ir ligados al uso de hidrocarburos. Muchos analistas opinan que las limitaciones a los gases con efecto invernadero tendrán un mayor efecto en la limitación del uso de combustibles fósiles, y del petróleo en particular, que la escasez de recursos.

La recuperación asistida por vapor, el procesamiento de combustible extrapesado, el uso de arenas asfálticas o de petróleo de esquitos bituminosos y la conversión de gas o de carbón en hidrocarburos líquidos requieren todos ellos un alto consumo de energía y tienen como consecuencia importantes emisiones de CO₂. La internalización de los costes externos correspondientes o del uso de la captura y el secuestro de carbono (CCS por sus siglas en inglés) pueden modificar la jerarquía de los costes directos. Ello puede limitar el desarrollo del petróleo no convencional y de unos mejores procesos de recuperación de petróleo destinados a incrementar los índices de recuperación.

⁷ "Les pics mondiaux du pétrole et du gaz" [Los topes mundiales del petróleo y el gas], presentación al Conseil d'Analyse Stratégique, Paris, 28 de octubre de 2006.

En este área el progreso tecnológico juega un papel fundamental. Para limitar las emisiones de CO₂, el calor necesario para conseguir mejores proyectos de recuperación y la producción de petróleo no convencional podrían suministrarlos los reactores nucleares. La captura y el secuestro geológico de dióxido de carbono ofrece varias alternativas, pero el desarrollo de los costes correspondientes es difícil de predecir. La reducción de los costes de captura y secuestro podrían promover nuevos desarrollos en la industria del carbón.

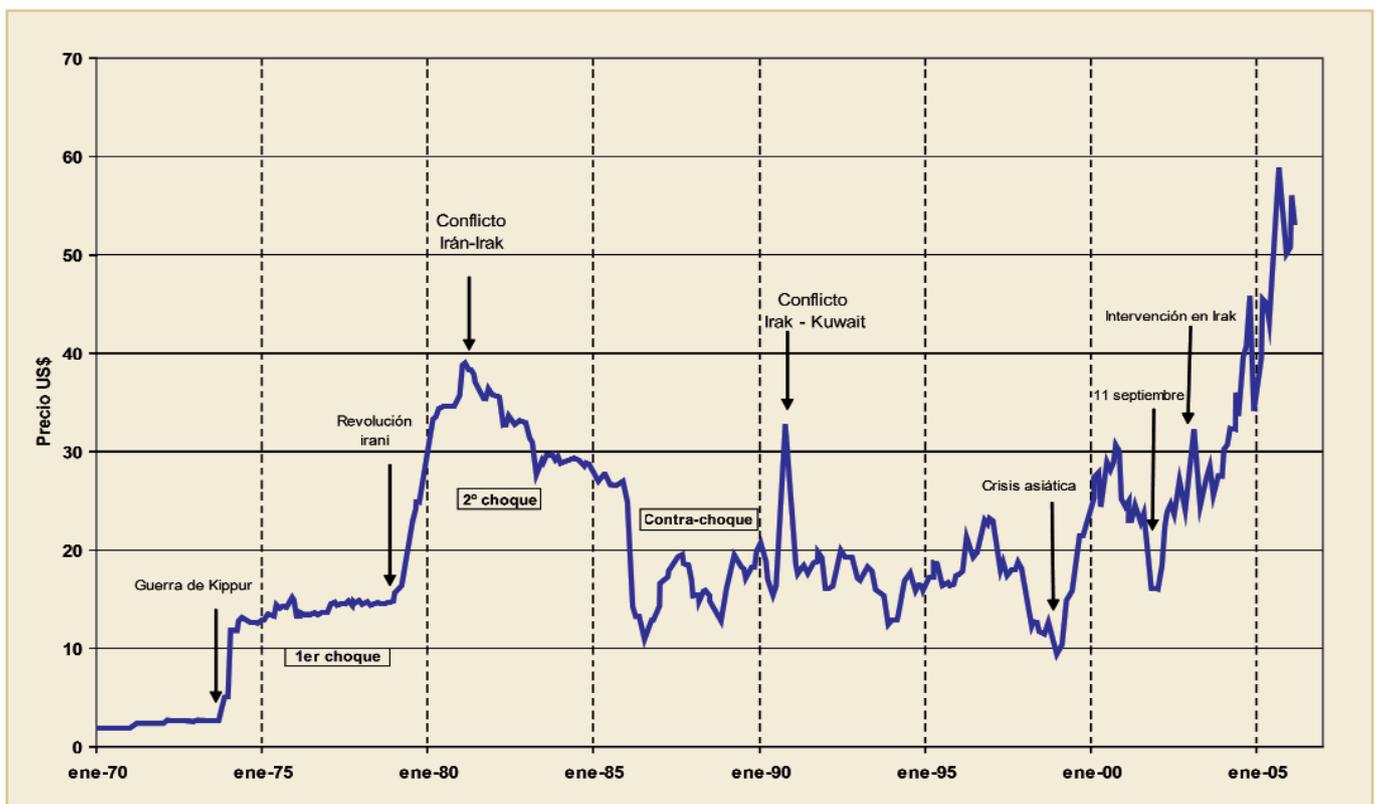
II.4. Factores geopolíticos y formación de precios a corto y medio plazo

El petróleo es un producto estratégico tanto para los países productores como para los consumidores. Dos tercios de las reservas mundiales de crudo convencional están situadas en Oriente Medio y el 80% de las reservas probadas mundiales pertenecen a compañías nacionales. Todos sabemos cuánto ha influido el petróleo en los acontecimientos políticos y las repercusiones que esos acontecimientos políticos han tenido en el mercado del petróleo. El del petróleo es un mercado mundial, hasta el extremo de que los costes de transporte son bajos y mucho menores que los asociados a otras fuentes de energía.

Los asuntos geopolíticos, por lo tanto, son considerablemente distintos en lo que respecta al petróleo y al gas natural, que son fuentes de energía relacionadas. Entre los sucesos contemporáneos que han tenido un mayor impacto se encuentran la Guerra de los Seis Días y el Bloqueo Árabe, la Guerra de Yom Kipur, la Revolución Iraní, la Guerra Irán-Irak y las dos Guerras llamadas del "Golfo". La Figura 7 muestra un resumen de la historia del precio del crudo en relación con algunos de estos acontecimientos. Aunque de menor impacto, la incertidumbre en Venezuela acerca de las políticas del Presidente Chávez, o las inquietudes de Europa en cuanto a los suministros rusos, en particular los asuntos relativos con el transporte de energía a través de gaseoductos y oleoductos, también son importantes. Las decisiones de la OPEP también juegan un papel significativo en los acontecimientos políticos. Sin embargo, aunque el conflicto de 1973 fue un factor para el desencadenamiento de la primera crisis del petróleo, el aumento de los precios era inevitable dado el índice de incremento de la demanda (7-8% anual), que era considerablemente superior al índice de incremento de descubrimientos de nuevas reservas y de la capacidad de producción.

Por último, en los países productores la voluntad de permitir que las compañías internacionales exploten los recursos natura-

Figura 7. Precio del petróleo crudo (dólares corrientes)



Fuente: DOE, EE.UU.

les es el resultado de decisiones políticas. En México y Arabia Saudita, por ejemplo, la exploración y la producción petrolífera son un monopolio de PEMEX y ARAMCO respectivamente, que son compañías nacionales. En Irán, las compañías extranjeras tienen un acceso limitado a las actividades de exploración y producción. El país ha creado un original tipo de contrato conocido como el "contrato de recompra", que es un contrato de servicios de **evaluación de riesgos**, diseñado para adherirse a los principios incorporados en la Constitución iraní, según los cuales el estado tiene el monopolio del desarrollo de recursos de crudo. Dichos complejos acuerdos contractuales representan una limitación significativa para el país anfitrión y para las empresas internacionales. En los últimos años, hemos observado cómo el Gobierno ruso ha reafirmado el control sobre los sectores del petróleo y el gas; y más recientemente, Latinoamérica (Venezuela, Bolivia) ha hecho lo propio.

El cartel

Desde la primera crisis del petróleo, los incrementos en el precio del petróleo crudo se han considerado la consecuencia del comportamiento del Cartel de la OPEP⁸, con Arabia Saudita desempeñando un papel dominante. Fuera de los períodos de ascensos y descensos marcados de los precios, ha funcionado como regulador de los precios, comprometiéndose a ser el productor de las oscilaciones (o el principal). Para satisfacer la demanda, el país incrementó las ventas en 1977-78. En 1979-80, limitado por su capacidad de producción, fue incapaz de satisfacer la mayor demanda provocada en parte por el comportamiento especulativo (tras la Revolución Iraní) y permitió que los precios oscilaran. Para mantenerlos a su nuevo nivel, redujo la producción entre 1981 y 1985. Sin embargo, esta situación es atípica.

Las reservas del Golfo Pérsico, que son muy baratas de producir, deberían venderse antes que las que tienen un mayor coste marginal, presuponiendo la existencia de una gestión económica mundial centralizada o la presencia de un entorno competitivo.

Sin embargo, el resultado fue exactamente el opuesto. Cuando la demanda se contrajo tras la introducción de fuentes de energía alternativas y de políticas de ahorro de energía, la producción de los países ajenos a la OPEP, como consecuencia del progreso tecnológico antes citado, siguió creciendo mientras que la producción de la OPEP descendía, sobre todo en Arabia Saudita. En 1985 alcanzó un mínimo (2,5 mb/d, comparado con los 11 de 1980). El descenso de los ingresos provocó tensiones dentro de la organización. Arabia Saudita decidió recuperar su cuota de mercado, lo que supuso el inicio de la "contracrisis" y la caída de los precios del petróleo (Figura 7).

¿Cuál es el papel del mercado cuando Arabia Saudita tiene la voluntad y la capacidad de regular la actividad? En una ocasión R. Mabro dijo en broma que Arabia Saudita y el mercado se reparten el trabajo de determinar los precios del petróleo crudo: Arabia Saudita determina las dos primeras cifras antes de la coma decimal, mientras que el mercado determina las dos cifras que siguen a la coma decimal. Hay que tener en cuenta que Arabia Saudita asumió el grueso de los recortes de la producción del petróleo entre 1980 y 1985, pero se negó a actuar en solitario en ese papel en 1998-99.

El tiempo necesario para reunir a sus socios de la OPEP y a los productores ajenos a la OPEP (Noruega, México, Rusia) explica el intervalo producido antes de que los precios alcanzaran un nivel considerado satisfactorio por los países productores. En el intervalo, los bajos niveles de precios hicieron que algunos analistas hablaran de pérdida de poder por parte de la OPEP. Sin embargo, entre 2000 y 2003, y también durante la intervención estadounidense en Irak, la OPEP demostró que podría ejercer un estrecho control de la situación para mantener los precios dentro de la horquilla (22-28 dólares por barril) que había establecido en marzo de 2000, o al menos que podía mantener el límite mínimo. Las posibilidades de regulación desaparecen, sin embargo, cuando el exceso de capacidad de producción llega a ser inadecuado, como ocurrió en 1979 y después de 2004.

La fuerza de restauración del mercado

Al igual que P. N. Giraud [1995], podemos considerar que no existe un solo precio de equilibrio (o un solo camino para conseguir precios de equilibrio) sino un intervalo de precios cuyos límites son difíciles de cuantificar. Dentro de ese intervalo, Arabia Saudita y sus socios pueden mantener un precio objetivo a lo largo del tiempo. Pero si este precio es demasiado elevado (período de 1980-85), entran en juego las fuerzas del mercado, pese a la inercia: las fuentes alternativas, el ahorro de energía o la inversión de regiones ajenas a la OPEP. Entre los miembros del cartel, la tentación de ignorar las cuotas aumenta siempre que los precios son altos. Como subrayó S. Boussena⁹, "la OPEP es fuerte cuando los precios son débiles, pero débil cuando los precios son fuertes". La tentación se hace aún mayor cuando hay una capacidad significativa de exceso. Entonces es aún más difícil cerrar acuerdos destinados a repartir límites adicionales en los niveles de producción entre los miembros del oligopolio.

Por otra parte, cuando los precios son bajos, las inversiones por parte de las compañías de exploración y producción se reducen debido al menor potencial de nuevos proyectos, así como a la limitación de la capacidad de financiación. Además, los bajos precios aumentan el consumo, que puede aumentar con mayor

⁸ Más concretamente, es un oligopolio con un margen de competencia. Los países árabes con poca población y amplias reservas (Arabia Saudí, Kuwait, los Emiratos Árabes), cuyas necesidades de cash flow son menos imperantes y que pueden limitar la producción con mayor facilidad, constituyen el núcleo del oligopolio (véase, por ejemplo, P. N. Giraud [1995]).

⁹ Profesor Asociado en la Universidad de Grenoble, ex Ministro de Energía de Argelia, ex Presidente de la OPEP

rapidez que el crecimiento de la capacidad de producción. Ésa es la situación que se produjo entre 1998 y 2000. Además, una degradación considerable de los ingresos podría, en algunos países, provocar el crecimiento de movimientos sociales y una inestabilidad política que todos los participantes desean evitar.

Podríamos resumir este punto señalando que en la industria del crudo, como en la mayoría de las demás industrias, las capacidades de producción en ocasiones son excesivas, y a veces se saturan. Cuando hay un exceso de capacidad, como siempre los precios tienden a bajar. Ésas son principalmente las circunstancias en las que la OPEP puede intervenir: Cuando las capacidades de producción están saturadas, el aumento de los precios se restaura. Desde 2004 no sólo se ha reducido en gran medida la capacidad de producción, sino que la capacidad de procesamiento de las refinerías se ha saturado. La cuestión inicial fue si, tras una contención de transición entre la oferta y la demanda, los precios podrían volver a un equilibrio no muy distinto del de los años 90 del siglo XX, o si el aumento observado en los últimos años refleja una modificación estructural, necesitando el incremento de la demanda la búsqueda de fuentes de producción a un mayor coste marginal. Desde 2005 muchos economistas y políticos han llegado a creer que esta última visión es la

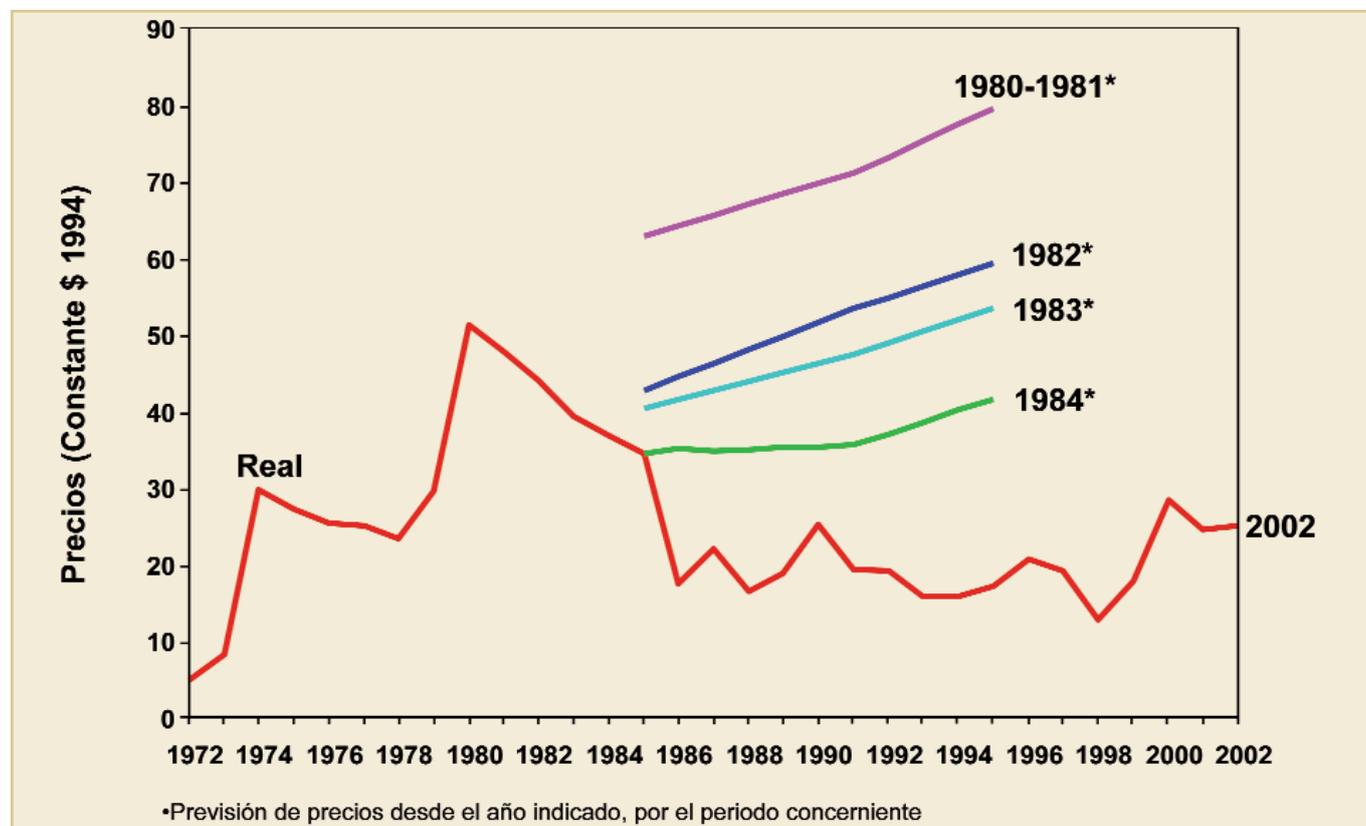
correcta, y hablan de un “cambio de paradigma” en el precio del petróleo y de otras fuentes de energía.

Para que la fuerza de restauración sea eficaz, son necesarias varias condiciones. Para que se tomen decisiones y se realicen inversiones, no es suficiente que los precios sean elevados, hay que asumir que se mantendrán elevados.

Expectativas

Las decisiones de inversión se basan de forma natural en hipótesis sobre la demanda y los precios a medio y largo plazo. Pero predecir los precios siempre es difícil y hay que decir que, en el mercado del crudo, a menudo es autodestructivo. Un ejemplo especialmente relevante está relacionado con la caída de 1985. Hasta entonces, todas las previsiones de los precios del petróleo señalaban hacia arriba, como se muestra en la Figura 8, lo que fue cierto en varios escenarios distintos. Por ejemplo, en 1980 la Administración Francesa de Planificación (Commissariat Général du Plan) había definido tres escenarios que revelaban aumentos, en unidades monetarias constantes, del 2, el 7 y el 14% anual. Naturalmente, las decisiones políticas, como aquellas

Figura 8. Variaciones en las previsiones de los precios del petróleo crudo



Fuente: ENSPM-FI basado en Platt, IEA y BP Statistical Review

en las que entraba en juego el programa nuclear francés, se tomaron por motivos de independencia energética, y fueron inmediatamente posteriores a la primera crisis del petróleo. Pero un ahorro significativo de energía, el uso de fuentes de energía alternativas, la investigación y el desarrollo y las inversiones en la exploración y la producción de petróleo "difícil" en regiones ajenas a la OPEP se produjeron no sólo porque el precio del crudo fuese elevado, sino porque se consideraba improbable que los precios no siguieran subiendo.

Ciertamente las expectativas jugaron un papel en la secuencia de acontecimientos que provocaron la saturación de la producción y de la capacidad de refinación en 2004. El índice de crecimiento de la demanda, sobre todo en China desde 2003, no se había previsto. Y hasta el verano de 2003, casi todos los analistas presuponían que Irak volvería a participar en el mercado, con el desarrollo de nuevas capacidades de producción en el país, lo que habría tenido como consecuencia un exceso de capacidad significativo para la OPEP. El aumento de las exportaciones iraquíes habría provocado una reducción necesaria de la producción de otros países de la OPEP, principalmente Arabia Saudita. Un consenso de ese tipo era evidentemente desfavorable para la inversión en esos países. Junto con la ralentización de la demanda observada tras los acontecimientos del 11 de septiembre de 2001, ello originó una reducción de la exploración en todo el mundo y unos gastos de desarrollo en 2002 y 2003, sumados a los de 1998-1999. En resumen, el consenso generalizado hasta mediados de 2003 acerca de la existencia de un exceso de capacidad contribuyó a la desaparición de ese exceso.

III. Posibles desarrollos

III.1. Demanda

El primer factor determinante de la demanda de petróleo, al igual que de la demanda en general, es el crecimiento económico. La elasticidad de la demanda en relación al PIB¹⁰ es, en general, del orden de uno en las naciones en vías de desarrollo. Es menor (entre 0,7 y 0,9) en las naciones industrializadas, en las que la intensidad de la energía¹¹ lleva varias décadas descendiendo con regularidad. Esta tendencia debería continuar en el futuro. Así, la IEA (2006) y la Administración de Información sobre la Energía (EIA por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía (DOE por sus siglas en inglés) de Estados Unidos predicen ambos un descenso en la intensidad de la energía en todo el mundo: un descenso anual del 1,7% hasta 2030 según la IEA y del 1,8% según la EIA (esta descenso es considerablemente más pronunciado que el predicho por la IEA en 2004, que era del 1,2% anual, basado en unas hipótesis de mayores precios). En el caso del petróleo, la mayor parte de los analistas predicen que el grueso del futuro crecimiento en el consumo provendrá de los países en desarrollo, sobre todo de China y la India. El

sector del transporte debería ver cómo su cuota del consumo total sigue creciendo. Según la IEA, eso supondrá tres cuartas partes del incremento mundial del consumo en los próximos treinta años. Además, es en el sector del transporte donde es más difícil desarrollar fuentes de energía alternativas.

El segundo factor determinante de la demanda es, naturalmente, el precio. La elasticidad de la demanda en relación al precio del petróleo es difícil de estimar. Es baja pero no insignificante. Una cifra de la que se habla, -0,05 a corto plazo, implicaría una caída mundial del consumo del orden de 2 mb/d si el precio aumenta en un 50%. Dicha elasticidad varía con el tiempo siguiendo el crecimiento de los usos para los que no existen fuentes alternativas y la modificación del comportamiento de los consumidores. Los conductores de automóviles, por ejemplo, son menos sensibles al aumento de los precios del combustible cuando sus ingresos son altos. Hay que señalar que, mientras que los precios del crudo se aproximan, en dinero constante, a su valor en los años 80 del siglo XX, el precio de un litro de gasolina en comparación con los ingresos domésticos es aproximadamente la mitad que en el período anterior¹². El análisis del impacto de un incremento de precios en el crecimiento económico también es difícil. El estudio de la IEA (2004) dio una estimación de una caída de aproximadamente un 0,5% para un incremento de diez dólares en el precio del barril de petróleo. Los efectos observados entre 2003 y 2006 parecen mucho menos significativos. Por último, en muchos países un factor que afecta a la baja sensibilidad de la demanda sigue siendo las subvenciones concedidas a los productos derivados del crudo, que enmascara las señales reflejadas en el precio del petróleo crudo. En otros países, como en Europa en general, es el efecto de los impuestos sobre los combustibles de automoción, en parte independientes del precio del petróleo crudo, el que disminuye el impacto de las variaciones en el precio del petróleo crudo.

En los próximos veinte años, las organizaciones oficiales, al menos en sus "escenarios sin cambios" prevén un mayor crecimiento de la demanda del petróleo, prediciendo la IEA (2006b) un 1,3% anual, la Comisión Europea (2007) un 1,5% y Shell (2005) entre un 1 y un 1,9%. Hay que tener en cuenta que la mayoría de estas organizaciones han rebajado sus estimaciones de los años anteriores debido al aumento de los precios y a la menor probabilidad de una caída significativa en los precios en el futuro. Así, el índice de crecimiento en la demanda mundial de petróleo predicho por la IEA (2006) cayó de un 1,9% a un 1,1% anual entre las publicaciones de 2004 y 2007 de su Perspectiva Energética Anual.

Estos escenarios presentan dos problemas. El primero es la disponibilidad de los recursos. Antes hemos hablado de los diver-

¹⁰ El ratio de la variación relativa de la demanda (expresado en forma de porcentaje) en relación a la variación relativa del producto interior bruto (PIB), expresado en la misma unidad (un porcentaje, por ejemplo).

¹¹ El ratio de consumo de la energía en relación al PIB.

¹² Se ha observado una cierta estabilidad en la cuota de ingresos domésticos dedicada al consumo de combustibles. Véase F. Lescaoux y O. Rech (2006).

dos puntos de vista, y volveremos a este punto a continuación. El segundo es que las emisiones de gas con efecto invernadero, que están aumentando más o menos en proporción al consumo del combustible fósil. Por lo tanto, debido a que el escenario de referencia de la IEA (2006b) muestra unos niveles inaceptables de emisiones de dióxido de carbono, la agencia recomienda un mayor uso de políticas proactivas, que deberían dar lugar a un escenario "alternativo" que limitará la demanda de petróleo a 103 mb/d en 2030 en lugar de 116. Para superarla, será necesario acelerar el desarrollo de las tecnologías adecuadas, cosa que es posible, tal y como muestran los escenarios de Tecnologías Aceleradas (IEA 2006a) para 2050, que permiten una reducción del 56% en el crecimiento del consumo de petróleo en comparación con el escenario de partida para 2050.

Estos escenarios conllevarían unas emisiones para que todo el sector de la energía experimentase un crecimiento, comparados con 2003, del 6-27% en lugar del +137% dado en el escenario de referencia. El más favorable, Tech Plus, conllevaría una disminución del 16%.

De forma similar, el escenario de "limitación del carbono" de la Comisión Europea es un escenario de "factor 2" (recorta las emisiones a la mitad) para la Unión Europea. A escala mundial, muestra unas emisiones que serán un 25% superiores a las de 1990, y asume el crecimiento del precio de una tonelada de CO₂ --que es lineal para los países industrializados, más lento para los países en desarrollo-- con unos precios que alcanzan los 200 € por tonelada en 2050. Asimismo prevé una reducción comparada con el escenario de referencia de aproximadamente un 20% en el consumo de petróleo para 2050, algo más de 100 mb/d, una vez pasado un tope muy plano aproximadamente en 2040.

Estos valores siguen estando muy lejos de los objetivos publicados por la Unión Europea y de otros países, entre ellos Francia, que desean recortar las emisiones mundiales a la mitad y las emisiones en los países industrializados en un factor de cuatro. Esos objetivos exigirían unos cambios mucho más profundos en el comportamiento y tendrían como consecuencia un coste por tonelada de CO₂ de varios cientos de euros (ver ENERDATA [2005]).

La necesidad de políticas proactivas también fue subrayada por el Consejo Mundial de la Energía (2003), que presentó dos escenarios para la primera mitad del siglo veintiuno. Uno de ellos se caracteriza por una falta de visión a largo plazo por parte de los diversos responsables de la toma de decisiones, en particular las decisiones de inversión, poniéndose el énfasis en consideraciones del mercado a corto plazo. La inercia resultan-

te haría que los cambios necesarios fuesen más difíciles. La falta de coordinación internacional y la incapacidad para realizar actividades esenciales en el plazo deseado tendría como consecuencia la "amenaza de un mundo inhabitable". El aumento de las temperaturas traería consigo la sequía, la hambruna y un incremento de las enfermedades tropicales en altas latitudes. En el segundo escenario, "la posibilidad de un mundo habitable" aparecería después de dos o tres décadas de deterioro de nuestro medio ambiente, una vez que se hubiesen implantado las políticas de desarrollo sostenible y se hubiesen establecido unos cambios esenciales de comportamiento.

III.2. Producción

La curva de Hubbert

Un primer enfoque del análisis de la posible producción futura consiste en utilizar el método de M. King Hubbert, en el que la curva de la producción mundial de petróleo recuerda a una curva de campana casi simétrica. Aunque la probabilidad de que se verifique es muy pequeña, como veremos más tarde, la utilizaremos para una primera hipótesis. Como hemos señalado antes, la cantidad de las últimas reservas de la USGS podría tener como consecuencia la aparición de un máximo de producción entre 2020 y 2030. Hay que reseñar que la curva de los descubrimientos de una cuenca no siempre es simétrica y que más a menudo se parece a una curva de log-normal que a una curva de Gauss. También es importante señalar que una curva de campana muestra la apariencia de un cambio, una ralentización en el crecimiento de la producción, y por lo tanto la imposibilidad de responder a un incremento de la demanda mucho antes de la fecha del "tope". Thierry Desmaret, por entonces presidente y director general de Total, presentó una curva de este tipo¹³ en 2004, que ilustraba la incapacidad de la oferta para satisfacer la demanda alrededor de 2010. De forma similar, la Figura 4, presentada en el apartado 1.4, muestra unas curvas de Hubbert para distintas hipótesis de la oferta.

En realidad, con independencia de la fecha prevista del "tope", es improbable que la producción mundial vaya a tener la forma regular y simétrica que predijo Hubbert en el caso de los Estados Unidos. Esto puede explicarse por la capacidad de los Estados Unidos para hacer uso de importaciones. A escala mundial la aparición de un tope o la consciencia de su llegada conlleva el riesgo de generar un pico en los precios, una tercera crisis del petróleo de distinta gravedad en función del grado de las expectativas. Como en 1980, el uso de un ahorro de energía y de combustibles alternativos podría decelerar la demanda. La curva de producción podría entonces cambiar con mayor rapidez que la curva de Hubbert, como ocurrió con las dos primeras crisis del petróleo. Lo mismo podría ocurrir si la inversión no sigue al crecimiento de la demanda.

¹³ Cumbre del Petróleo, París, 29 de abril de 2004.

El papel de la inversión

El factor preponderante hoy en día y en el futuro próximo está sin duda asociado al índice de inversión necesario para desarrollar la capacidad de producción. Como ya hemos visto, la situación actual se caracteriza por la proximidad de la desaparición del exceso de la capacidad de producción, explicada por una inversión insuficiente para satisfacer la acelerada demanda que no se preveía en 2003 y 2004. Hemos hablado de la función de las expectativas y de la falta de oportunidades suficientes en el campo de la exploración. Las compañías petrolíferas sólo pueden invertir en países abiertos a la inversión exterior: No ha sido así en el pasado reciente en muchos de los países de la OPEP. Aquellos países con mayor potencial para el descubrimiento y el desarrollo están cerrados o dan pocas oportunidades para la inversión extranjera. El crecimiento de la inversión en los procesos de exploración y producción de crudo ciertamente se ha reanudado, estimulado por el incremento de los precios. Sin embargo, las inversiones han sido proporcionalmente menores que las que podríamos haber previsto en función de la observación de los incrementos de precios anteriores (aproximadamente la mitad). El crecimiento de la inversión se ha topado no sólo con el problema de las oportunidades en el campo de la exploración, sino también con la saturación de la capacidad en la industria de los servicios del petróleo.

Ello ha llevado a un ascenso brusco de los precios en el campo de los servicios petrolíferos en el pasado reciente (2004-2007), incrementándose el coste de alquilar plataformas de perforación marítima en un factor de tres. La insuficiente disponibilidad de este tipo de equipos naturalmente constituye un freno a la inversión.

Además, las estadísticas de gastos de inversión pueden ser engañosas, ya que indican incrementos de valores monetarios que sólo corresponden en parte a incrementos de volumen.

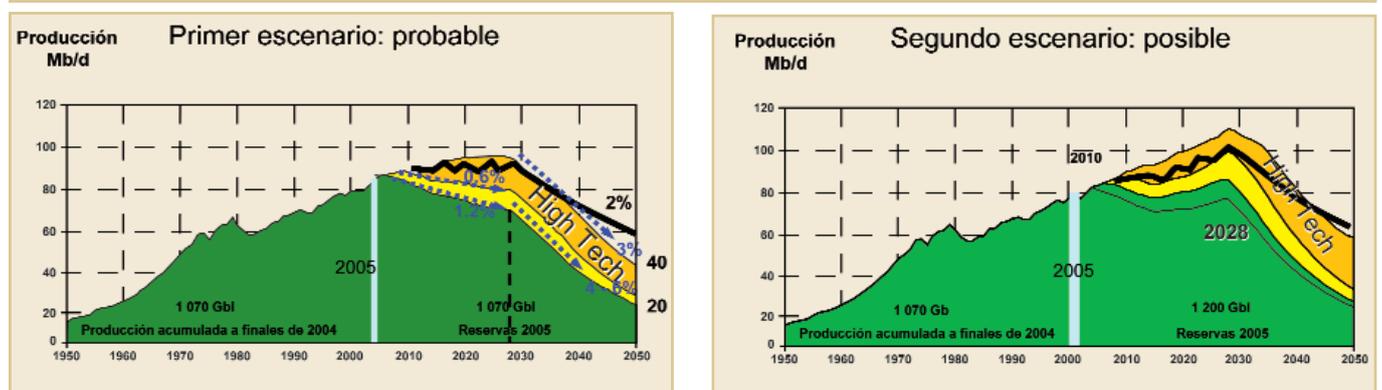
Paradójicamente, el aumento en los precios, que debería tener un efecto positivo en la inversión, en realidad puede limitarla, ya que anima a algunos países productores a revisar los términos de los contratos y los requisitos fiscales de las compañías internacionales que operan dentro sus fronteras. La disponibilidad de unos recursos financieros significativos les proporciona un nuevo poder de negociación, que amplía los plazos de la toma de decisiones y de la implantación. Por último, la incertidumbre sobre la continuación del crecimiento de la demanda y la posibilidad de una caída en el precio del petróleo conlleva la cautela de las compañías nacionales en los países productores.

En los próximos años, la tensión sobre los precios en las industrias de servicios petrolíferos debería atenuarse, y deberíamos asistir a nuevos desarrollos en los medios y las capacidades de las industrias de servicios petrolíferos que promuevan la inversión. Es posible un incremento del exceso de capacidad para 2010-2012, del orden de algunos millones de barriles diarios, como muestran diversos estudios (IFP, CERA, Société Générale).

A más largo plazo, hay muchas incertidumbres pero casi todos los estudios indican un descenso inevitable de la producción de los países ajenos a la OPEP que podría producirse alrededor de 2010 por motivos geológicos. En lo que respecta a los países de la OPEP, algunos de ellos, sobre todo Arabia Saudita, querrían limitar su producción y, por lo tanto, su capacidad a unos valores que puedan sostenerse a largo o muy largo plazo.

Tras una serie de estudios llevados a cabo por el IFP sobre planes de inversión y potencial por regiones, Y. Mathieu (2006) consideró que muy probablemente íbamos a asistir a una fluctuación en la producción mundial alrededor de 90 mb/d en las próximas dos décadas (la línea continua del gráfico de la Figura 9). Esta producción incluye las fuentes de petróleo no convencional. Por lo tanto, la producción de las arenas asfálticas canadien-

Figura 9. Escenarios de producción



Fuente: Yves Mathieu (2006)

ses, que fue de 1 mb/d en 2005, podría alcanzar los 3 mb/d en 2015 y los 5 mb/d en 2030. Sin embargo, eso probablemente sería insuficiente para retrasar la fecha en que la producción mundial se establezca, una cifra de producción que es considerablemente menor que la ofrecida por la curva de Hubbert, debido a una inversión insuficiente.

Ese “techo ondulado” alrededor de los 90 mb/d, posiblemente de 100 mb/d (línea discontinua en la Figura 9) podría mantenerse hasta 2025-2030 mediante el uso de fuentes de petróleo no convencional. Más tarde de esa fecha, la producción mundial descendería inevitablemente, aunque continuaría hasta pasado el final del siglo .

III.3. Precios

No pretendemos ofrecer ninguna previsión, habiendo resultado erróneas las realizadas en el pasado por la mayoría de expertos. Simplemente ofreceremos algunos elementos para su posterior estudio y presentaremos los escenarios principales desarrollados por diversas organizaciones.

Corto y medio plazo

Hemos mencionado las limitaciones de la inversión y la poca elasticidad de la demanda ante los precios. Salvo en caso de una gran crisis económica mundial, es difícil imaginar una rápida restauración de un exceso significativo de la capacidad de producción. En consecuencia, no es imposible que los precios sigan siendo altos en los próximos años, y podrían incluso estar sujetos a nuevas tensiones como consecuencia de sucesos geopolíticos. Si aparece ese exceso de capacidad, como se ha indicado antes (CERA, IFP y otros estudios), éste se limitará casi con total seguridad a unos valores que pueda gestionar la OPEP. Los precios deberían poder mantenerse a un nivel considerado deseable por Arabia Saudita y sus socios, que han aprendido la lección de la caída de precios de 1986 y probablemente definirán un precio, o un intervalo de precios, que no provoque un colapso de la demanda de petróleo de la OPEP a través del uso de combustibles alternativos y del ahorro de energía. Es difícil estimar ese nivel. Muy probablemente será menor que el precio alcanzado en el verano de 2006, pero seguramente será mayor que el de los años 90. En realidad, el crecimiento de la demanda y el próximo acaecimiento de un descenso de la producción ajena a la OPEP hace improbable que asistamos a ninguna erosión sustancial de la cuota de mercado de la OPEP a precios de 40 dólares, o incluso de 50 dólares, por barril. A medio plazo, esos niveles podrían formar un límite menor para los precios descendentes. A más largo plazo, hay una variedad de posibles escenarios.

Escenarios de precios bajos

Hasta 2003, e incluso 2004, la mayoría de los escenarios de referencia presentados por las organizaciones oficiales como la IEA, la EIA y la Comisión Europea ofrecían una imagen optimista de la producción posible a través del aumento del uso del petróleo de Oriente Medio, de las actividades de exploración y de la mejora de los índices de recuperación. Ello significó un ascenso limitado de los precios, por ejemplo con la predicción por parte de la IEA (2004) de un incremento hasta 25 dólares por barril en 2020 y hasta 29 dólares en 2030. Shell (2001) construyó unos escenarios a más largo plazo (2050). Éstos presuponían un progreso tecnológico en la recuperación de petróleo no convencional, en la producción de combustibles líquidos a partir de gas natural o de biomasa, así como la continuación de la mejora del ahorro de energía de los motores de los automóviles y de las tecnologías para otros usos. Presuponiendo, además, una importante reducción en el uso de productos de crudo fuera del sector del transporte, la tensión se habría contrarrestado a tiempo por las fuentes de energía renovable y, por lo tanto, sin un impacto significativo en los precios, que permanecerían en torno a los 20 dólares por barril. Un apreciable descenso en la producción de crudo se retrasaría en ese caso aproximadamente hasta 2040.

Los escenarios de precios bajos o, para ser más exactos, un retorno a los precios bajos, parece improbable a día de hoy. No obstante, no pueden excluirse por completo, y podrían llegar como consecuencia de la implantación de unas políticas muy proactivas para la reducción de las emisiones de gas con efecto invernadero, y conllevarían unos cambios muy significativos en el comportamiento e inversiones considerables en todos los sectores de la energía: el ahorro de energía, la capacidad de producción de petróleo, la energía renovable y la energía nuclear. Así, el escenario de “factor 4” del 2050 DGEMP-ENERDATA (2005) (en el que los gases con efecto invernadero en Francia se habrían reducido en un factor de cuatro en 2050) tiene como consecuencia unos precios del petróleo crudo de 20-30 dólares por barril, relegando la reducción esencial del consumo de combustibles fósiles al problema de la escasez de recursos a un segundo plano.

Otros factores conducentes a una caída de precios a largo plazo incluirían una ralentización generalizada del crecimiento en todo el mundo (por ejemplo, asociada a una crisis económica causada por déficits estadounidenses). En las hipótesis más optimistas, podrían surgir beneficios imprevistos procedentes de la geología (como reservas significativas de hidrocarburos enterradas a gran profundidad) o grandes avances tecnológicos que en estos momentos son difíciles de imaginar (como mejoras significativas en los índices de recuperación).

Las perspectivas de las organizaciones oficiales

Con el aumento de los precios en los últimos años, las organizaciones oficiales han revisado sus hipótesis de precios al alza (y rebajado sus hipótesis del crecimiento de la demanda de petróleo, como se indica anteriormente). Por ejemplo, entre la Perspectiva Energética Anual de 2005 y de 2006, la EIA aumentó el precio de su escenario de referencia para 2030 a 57 dólares por barril, un incremento de 20 dólares por barril (en cierta medida sorprendente dado que apenas se había producido ningún cambio en los datos a largo plazo desde el año anterior). En la edición de 2007, el precio del crudo se modera hasta 50 dólares por barril en 2014, debido al aumento de la capacidad de producción, y sube hasta 59 dólares (dólares de 2005) en 2030, dada la necesidad de hacer uso de recursos más caros. En el escenario “sin cambios” de la Perspectiva Energética Mundial de 2006 de la IEA (2006b), el precio del petróleo crudo (oferta media de los países miembros de la IEA en dólares constantes) es de 47 dólares por barril en 2012, de 50 dólares en 2020 y de 55 dólares en 2030, mientras que la edición anterior arrojaba unas cifras de 35 dólares por barril en 2010 y de 39 dólares en 2030. En el caso en el que no se pudieran levantar las restricciones a la inversión, de las que ya hemos hablado, (escenario de “inversión diferida”), los precios se incrementarían en un tercio. La Comisión Europea tiene unos precios de 40 dólares por barril en 2010, 60 dólares por barril en 2030 y 110 dólares por barril en 2050 en el escenario de referencia. En el escenario de “limitación del carbón”, el precio en 2050 sería de 90 dólares por barril.

Escenarios de “doble crisis”

La volatilidad de los precios lleva aumentando desde 1987 y parece improbable que se vaya a reducir. La curva representativa de la variación de precios se parecería a un “camello de dos jorobas”, tomando prestada la expresión de Pierre Radanne (2004). También corresponde al escenario considerado como el más probable por D. Babusiaux (2006) y P. R. Bauquis (2006), y refleja un escenario de “doble crisis”, que presentaría muchas similitudes con los desarrollos observados entre 1973 y finales de los 80. A menudo se ha dicho que el reciente ascenso de los precios no fue comparable al de 1973, al haberse desencadenado la primera crisis del petróleo por una reducción de la oferta, mientras que la última se debería a una demanda galopante. Hay que tener en cuenta, no obstante, que durante los años 60 del siglo XX, el consumo mundial de productos de crudo aumentó entre un 7 y un 8% anual, pero las capacidades de producción no aumentaron según el mismo índice. Los acontecimientos asociados al conflicto árabe-israelí (la Guerra de Yom Kippur) aceleraron el aumento de los precios, pero ese aumento muy probablemente se habría producido de todas formas, aunque repartido en el tiempo. En resumen, el aumento de los precios en los últimos años, como en 1973, revela la necesidad de los países consumidores de tomar decisiones. Se han tomado varias medi-

das. Sin embargo, éstas pueden resultar inadecuadas si continúa el crecimiento de la demanda. Como se indica anteriormente, en ausencia de acontecimientos geopolíticos, es posible que las capacidades de producción se restauren si todos los desarrollos se producen tal y como están planeados. Podemos asistir a una estabilización o a una erosión de los precios durante varios años. El descenso observado en los últimos meses de 2006 es coherente con esa posibilidad. En ese caso, aunque el “tope del petróleo”, en sentido estricto, sólo tenga lugar aproximadamente en 2030, es probable, como hemos visto, que la producción de hidrocarburos naturales no pueda seguir la demanda a partir de la década siguiente.

Antes de que los precios vuelvan al equilibrio a largo plazo antes citado (estimado por P. R. Bauquis en aproximadamente 100 dólares el barril en dólares de 2000), es muy probable que se produzca otra “crisis” más, con niveles de precios de 200 dólares por barril o superiores. Podría ser necesario que se hiciesen inversiones tanto en la parte de la oferta como en la de la demanda con el fin de:

- implantar políticas de ahorro de energía
- reducir en gran medida el consumo asociado al transporte por automóvil
- desarrollar fuentes de energía renovables sin subvenciones de importancia
- estimular la producción de combustibles sintéticos
- renovar los programas nucleares
- desarrollar la producción de hidrógeno a partir de energía nuclear o renovable

Paradójicamente, para evitar ese escenario y promover un escenario intermedio como los presentados por la IEA o por el DOE, este escenario de “doble crisis” y una escasez de hidrocarburos naturales tendría que considerarse inevitable. Hay que tener en cuenta el papel jugado por las expectativas y cómo las previsiones pueden ser autodestructivas en el sector del petróleo. El factor más eficaz para evitar la escasez sería la aparición de un consenso acerca de su llegada. Eso animaría a todos los participantes a tomar decisiones a tiempo, a los productores industriales a hacer inversiones, a los gobiernos a tomar las medidas necesarias, y a que se implanten reglamentos o incluso a que se graven impuestos que promuevan el ahorro de energía. Dichas medidas han sido propuestas por J. M. Jancovici (2006); otras fueron presentadas por H. Prévot (2006) con el fin de reducir las emisiones de gas con efecto invernadero. Por último, no debemos olvidar que la cuestión del futuro del petróleo

es sólo uno de los elementos de un problema mucho mayor: la capacidad para garantizar un desarrollo sostenible de las sociedades humanas. El agua y la agricultura son los factores más importantes, junto con la salud, y exigirán cada vez mayor cantidad de energía. La verdadera cuestión no son los hidrocarburos sino todas las fuentes de energía. El siglo veintiuno sólo podrá

resolver estos problemas si hacemos un esfuerzo consensuado para deshacernos de la adicción al uso de la energía. También tendremos que hacer uso de efectos sinérgicos a la hora de promover el uso de distintas formas de energía: la cooperación de doble sentido entre el petróleo y la energía nuclear; la cooperación entre la energía renovable y la energía nuclear. ■

Conclusión

Un futuro sin crisis del petróleo es bastante improbable, aunque si nos quedamos con las hipótesis optimistas del progreso tecnológico en el sector de la exploración y la producción, en el uso de los productos de crudo y en el campo de las tecnologías alternativas. No es suficiente que haya recursos y tecnologías disponibles, deben hacerse inversiones a tiempo en gestión de la energía y en tecnologías de combustibles alternativos, así como en el desarrollo de la capacidad de producción de petróleo. Este último punto requeriría un esfuerzo proactivo continuo por parte de los países de la OPEP para hacer inversiones con un cierto nivel de previsión. Las inversiones en cuestión a menudo son considerables y la gestión en el momento justo no favorece la existencia de un exceso de capacidad. Además, no está claro que ese comportamiento vaya en favor de los intereses de la OPEP.

Bibliografía

- Adelman M. A., Lynch M. (1997), "Fixed view of resource limits create undue pessimism", Oil and Gas Journal, 4/7
- Alba P., Bourdairé J. M. (2000), "Le prix du pétrole," Revue de l'Énergie, 516, mayo.
- Artus P. (2005), "Un baril à 300 dollars," La Tribune, 2 de diciembre.
- Babusiaux D., Lescaroux F. (2006), "Prix du pétrole et croissance économique," Réalités industrielles, agosto.
- Babusiaux D., Bauquis P. R., et al. (2002), Recherche et production du pétrole et du gaz, Réserves, coûts, contrats (París: Technip).
- Bauquis P. R. (2004), "Quelles énergies pour les transports au 21ème siècle?" Les Cahiers de l'Économie, 55, Institut français du Pétrole, octubre.
- Bauquis P. R. (2006), Oil and Gas in 2050, Energy Forum, Cambridge, Reino Unido, 15 de marzo de 2006.
- Bramley D., Ferrero C. (2007) "Global Hydrocarbon resources" SPE Executive summit, junio
- Campbell C. J. (1997), The Coming Oil Crisis (Essex, Inglaterra: Multi-Science Publishing).
- Deffeyes K. S. (2002) Hubbert's Peak : The Impending Oil Shortage (Princeton, NJ : Princeton University Press)
- Giraud P. N. (1995), "The Equilibrium Price Range of Oil - Economics, Politics and Uncertainty in the Formation of Oil Prices," Energy Policy, 23, 1.
- Hotelling H. (1931), "The Economics of Exhaustible Resources," Journal of Political Economy, 39, 2.
- Hubbert M. K. (1956) "Nuclear energy and the fossil fuels" Drilling and production practice American Petroleum Institute, Proceedings Spring Meeting, San Antonio, Texas, 7-25.
- Jancovici J.-M., Granjean A. (2006), Le plein s'il vous plaît! (París: Le Seuil).
- Laherrère J. (2006) "Uncertainty in data and forecasts", conferencia de la ASPO, Italia
- Lescaroux F., Rech O., (2006) "L'origine des disparités de demande de carburant dans l'espace et le temps: l'effet de la saturation de l'équipement en automobiles sur l'élasticité revenu," Les cahiers de l'économie n. 60, junio, Institut Français du Pétrole.
- Lynch M. (2007) "Crying wolf. Peak oil alarmism : fact or fiction?" CLSA U Blue book www.clsa.com, marzo.
- McCabe P. (1998) "Energy resources-cornucopia or empty barrel?" AAPG Bulletin

Bibliografía

- Mathieu Y. (2006), "Quelles réserves de pétrole et de gaz?" Conférence AFTP-SPE-Université Total, Paris, 14 de junio.
- Mitchell J. (2006) "A New Era for Oil Prices," Chatham House, Londres www.chathamhouse.org.uk, agosto
- Perrodon A. (2003), "Des grandes vagues de l'exploration à l'estimation des réserves ultimes," Pétrole et technique, mayo-junio.
- Prevot H. (2007), Trop de pétrole! - énergie fossile et réchauffement climatique (París: Le Seuil).
- Radanne P. (2003), "Chocs et contre-chocs pétroliers (1960-2060)," Annales des Mines - Responsabilité Environnement, octubre.
- Simmons M. R. (2005) Twilight in the desert (Hoboken, N. J.: Wiley)
- Solow R.M. (1974), "The Economics of Resources or the Resources of Economics," American Economic Review, 64.
- Conseil d'Analyse Economique (2001), Joël Maurice, Prix du pétrole (Paris: La Documentation Française).
- Conseil Mondial de l'Energie (2003), Une seule planète pour tous (Paris: Conseil Français de l'Energie).
- DGEMP-Observatoire de l'Energie (2004), "Scénario énergétique tendanciel à 2030," BIP 10129 y 10130, 5 y 6 de julio de 2004.
- Enerdata (2005), Etude pour une étude prospective concernant la France, DGEMP, 1 de febrero.
- Energy Information Administration (2006), Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030 (Early Release) (Washington D.C.: Departamento de Energía de Estados Unidos), diciembre, <http://www.eia.doe.gov>.
- Comisión Europea (2007), World Energy Technology Outlook - 2050 - WETO H2 (Luxemburgo: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas).
- Comisión Europea (2003), World Energy, Technology and Climate Policy Outlook (Luxembourg: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas).
- Agencia Internacional de la Energía (IEA) (2006a), Energy Technology Perspectives 2006, Scenarios & Strategies to 2050 (Paris: IEA Publications).
- Agencia Internacional de la Energía (IEA) (2006b), World Energy Outlook 2006 (París: IEA Publications).
- Agencia Internacional de la Energía (IEA) (2004), Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy (París: IEA Publications).
- Royal Dutch Shell (2005), The Shell Global Scenarios to 2025. The Future Business Environment: Trends, Trade-Offs, and Choices (Londres: Royal Dutch Shell).
- Shell International (2001), Energy Needs, Choices and Possibilities, Scenarios to 2050 (Londres: Shell Center).
- United States Geological Survey (2000), World Petroleum Assessment 2000 (Washington D.C.: United States Geological Survey).