

Roberto Bermejo

# *El techo del petróleo y sus efectos socioeconómicos*



# Indice

## El techo del petróleo y sus efectos socioeconómicos

<b>1. Petróleo</b> .....	<b>4</b>
1.1 Reservas .....	5
Petróleo convencional.....	6
Petróleo no convencional .....	7
Todos los líquidos .....	8
1.2 Los suministradores.....	8
Empresas privadas .....	8
OPEP .....	10
1.3 Oferta .....	11
1.4 Demanda.....	21
1.5 Precios.....	23
1.6 El techo .....	26
<b>2. Efectos económicos</b> .....	<b>33</b>
2.1 Consideraciones generales .....	33
2.2 Efectos generales .....	36
2.3 Efectos estructurales .....	39
2.4 Efectos sectoriales .....	42
Transformaciones que se han producido .....	44
Las transformaciones previsibles en el futuro.	
Hacia un nuevo modelo de movilidad .....	48
<b>La vulnerabilidad de la CAPV ante la crisis energética</b> .....	<b>52</b>

Publica: Manu Robles-Arangiz Institutua Fundazioa

ISBN: 978-84-691-9289-4

Depósito Legal: BI-401-09

[www.mrafundazioa.org/dokumentazio-zentrua](http://www.mrafundazioa.org/dokumentazio-zentrua)

Febrero de 2009

# *El techo del petróleo y sus efectos socioeconómicos*

Roberto Bermejo Gómez de Segura

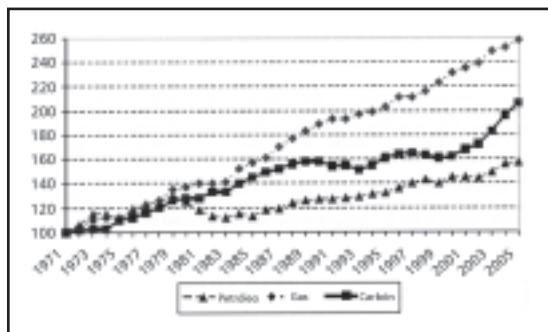
La energía ha determinado el desarrollo y la supervivencia o muerte de las civilizaciones. La civilización industrial se ha construido gracias a los combustibles fósiles y, en especial, al petróleo, por tener una alta densidad energética, ser fácilmente extraíble, manejable y transportable, además de ser materia prima de una gama amplísima de productos. El uso de los combustibles fósiles supuso un salto cuántico en la disposición de energía. Se estima que un barril de petróleo (159 litros) contiene una energía equivalente a 25.000 horas de trabajo humano. Price, citado por Gowdy (2006), estimaba en 1995 que la energía utilizada equivalía a la de 280.000 millones de trabajadores, lo cual suponía unos 50 esclavos por persona. No es de extrañar que las guerras del siglo XX hayan sido motivadas en gran medida por el control de petróleo y que las perdieran aquellos países que no pudieron asegurarse un flujo suficiente del mismo, como fue el caso de Alemania en las dos guerras mundiales y de Japón en la segunda.

El consumo de combustibles fósiles supera el 80% de toda la energía comercial mundial, pero no hay consenso sobre la aportación de cada uno de los combustibles. Se estima que aportan los porcentajes siguientes: petróleo (38%), gas natural (23%), carbón (26%) y otros combustibles un 1%. El petróleo se emplea en el transporte (70%), en la producción eléctrica (10%) y el resto en petroquímica. El gas natural se utiliza especialmente en la producción eléctrica, en calefacción y en la industria. El carbón se utiliza, sobre todo, en la producción eléctrica y en la siderurgia integral. Los incrementos de consumo anuales a largo plazo suelen ser estimados alrededor de los ratios siguientes: de 2,2% (carbón), 1,9% (gas) y 1,8% (petróleo) (Batstone, 2007). Pero no hay unanimidad en las previsiones. Según Zittel y Schindler (2007), entre 2000 y 2005 el consumo de carbón creció una media anual del 4,8% y parece que, al menos, en el próximo futuro seguirá siendo parecido. El gráfico muestra las tendencias de crecimiento del consumo



de los diferentes combustibles y confirma los altos ritmos de crecimiento de consumo del carbón y del gas que vienen produciéndose en ésta década.

GRÁFICO 1 RITMOS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



Fuente: Kavalov y Peteves, 2007: 9

El paradigma dominante afirma que los recursos naturales son ilimitados, gracias al desarrollo científico-técnico y a la acción del mercado, que tiende a sustituir el uso de recursos escasos por otros abundantes. Pero esta civilización está entrando en crisis por la inminencia del techo de extracciones de petróleo, el cual coincide además con el techo del conjunto de los combustibles fósiles, aunque se prevé que los techos específicos del gas y del carbón se produzcan posteriormente. Esta crisis no tiene precedentes,

por lo que es difícil prever cómo se desarrollará y su duración. Además, la comprensión de la misma se ha complicado con la crisis financiera y la consecuente caída de los precios de las materias primas, incluidos los combustibles fósiles. Pero en el momento que tal crisis empiece remontarse, volverá a producirse una escalada de los precios de las materias primas escasas y, entre ellas, especialmente del petróleo. La superación de la crisis energética será muy larga, en general, y la civilización que emergerá se basará en otro paradigma menos arrogante y más proclive a buscar en los comportamientos de la naturaleza las soluciones a la actual insostenibilidad del sistema y, en el campo de la energía, a imitar las extraordinariamente eficientes técnicas naturales de captación de la energía solar. En este capítulo analizo las causas y consecuencias de los techos del petróleo y del gas natural y, en menor medida, el del carbón, para acabar con unas breves consideraciones sobre sus repercusiones en el cambio climático y sobre la escasez de minerales. Mostrando así un panorama de escasez generalizada de recursos naturales.

## 1. PETRÓLEO

El agotamiento de cualquier recurso depende de dos factores: las reservas existentes y el ritmo de consumo. Pero la geología del



petróleo añade un factor limitante adicional: el ritmo de extracción. Hay múltiples factores que obstaculizan crecientemente la extracción de petróleo: está alojado en las grietas de las rocas, impregnando arenas y rocas porosas; los yacimientos pierden la presión inicial, por lo que hay que forzarlo a salir; una vez extraído su componente más ligera, va quedando un remanente crecientemente pesado; etc. Estas dificultades determinan: que el flujo de extracción alcance un techo y a partir del mismo disminuya inexorablemente; y que la mayor parte del petróleo no pueda ser extraída.

En este apartado analizo los diferentes elementos que permiten entender la situación actual del petróleo y su perspectiva futura: las reservas; el comportamiento de los suministradores (empresas privadas y, sobre todo, países exportadores); la oferta, demanda y los precios; el techo de extracciones y la previsible evolución futura de éstas.

### 1.1 Reservas

Las reservas de petróleo se dividen en convencionales y no convencionales. Las primeras contabilizan el petróleo ligero y con escaso contenido de azufre que se extrae de zonas fácilmente accesibles. Este es petróleo procedente de los grandes yacimientos que han venido satisfaciendo el 50% del consumo. El petróleo no convencional es el que

tiene, al menos, algunas de las siguientes características: alta densidad, alto contenido de azufre y/o de metales pesados y acceso difícil.

Existe un consenso amplio en torno a la falta de datos fiables sobre las reservas existentes, especialmente en el caso de los países petroleros que tienen nacionalizados los yacimientos, los cuales representan la gran mayoría de las reservas. En estos los datos son un secreto de Estado. Los gobiernos de los países petroleros exageran su potencial para atraer inversiones hacia la prospección y explotación de yacimientos y para tranquilizar a sus poblaciones. A los miembros de la OPEP esta postura les ha permitido, además, demandar históricamente una mayor cuota de extracción (Alekkett y Campbell, 2003). Ahora ya no es este el caso porque todos están bombeando el petróleo que pueden. Pero se aproxima otra limitación: la del balance energético. Cada vez se necesita el aporte de más energía en las explotaciones. El balance energético general entre energía obtenida e invertida ha pasado de un ratio 100:1 en 1950 al actual que es menor de 10:1 y sigue cayendo. En el caso de las arenas bituminosas de Canadá el ratio es de 5-6:1 ([www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)).



### **Petróleo convencional**

A pesar de la falta de datos fiables, la gran mayoría de los estudios llegan a la conclusión de que las reservas originarias de petróleo convencional oscilan alrededor de los 2.000 Gigabarriles (Gb). El informe "Global 2000", publicado en 1980 por orden del presidente Carter, el cual es el informe más exhaustivo, estima unas reservas originarias de 2.100 Gb. Otro estudio denominado World Oil Supply 1929-2050 y realizado por Petroconsultants en 1995 (el cual analiza los 10.000 yacimientos existentes) coincide totalmente con el informe anterior (ASPO Newsletter 2003, diciembre; Zittel y Schindler, 2003 y 2004). La Association for the Study of Peak Oil (ASPO), una organización internacional dedicada al estudio del techo del petróleo y a elevar la conciencia de los gobiernos y sociedades sobre el problema, mantiene la estimación más baja: 1.875 Gb. La estimación media de 65 consultoras, compañías de petróleo y otros entes es de algo menos de 2.000 Gb. Por el contrario, un estudio de 2000 del US Geological Survey (USGS) estima en 3.300 Gb el petróleo convencional originario, lo cual, junto a estimaciones también desmedidas sobre el petróleo no convencional, le permite afirmar que no habrá problemas de abastecimiento hasta después de 2030. La diferencia entre ambas estimaciones es más importante de lo que se

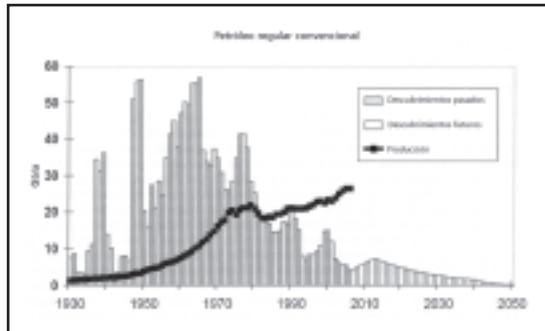
aprecia a primera vista porque, como ya hemos consumido unos mil millones, la segunda estimación es más del doble de la cantidad remanente de la primera. Este estudio rompe con la moderada tendencia tradicional de este organismo y ha venido siendo respaldada por la Agencia Internacional de Energía (AIE) y por la mayor parte de los Estados, aunque esta opinión está cambiando con rapidez (Alekkett y Campbell, 2003; ASPO Newsletter, 2008 junio). Estas instituciones se están desacreditando porque sus previsiones están cada vez más lejos de la realidad. El ritmo actual de descubrimientos es la cuarta parte del previsto en el estudio norteamericano para el periodo 1995-2025. Por ello, están reduciendo sus estimaciones. El USGS redujo la suya en 500 Gb en 2007. La AIE anunció a mediados de 2008 que el informe anual que presentará, como es habitual, en noviembre (Outlook 2008), incluirá una nueva evaluación de las reservas que reducirá mucho su estimación anterior (Stahan, 2007).

Los expertos denuncian que las estimaciones desmedidas sobre las reservas que se realizan están hechas por economistas y les niegan capacidad técnica para ello. Como dice Colin Campbell (2004), fundador de ASPO, "los geólogos buscan petróleo, los ingenieros lo producen y los economistas lo venden. Ten cuidado de los economistas que



te dicen cuanto hay". Aleklett y Campbell (2003) opinan que "el mundo ha sido exhaustivamente explorado utilizando tecnología avanzada y conocimiento científico bien probado. Además, la industria se ha dirigido a los proyectos más grandes y mejores (...) Si pudiera haberse encontrado más, lo habría hecho, lo cual explica la tendencia a disminuir los descubrimientos desde la década de los 60".

GRÁFICO 2: LA BRECHA CRECIENTE



Fuente: ASPO Newsletter 2008 febrero

El gráfico 2 muestra el declive de los nuevos descubrimientos en un contexto de aumento del consumo. La curva de nuevos descubrimientos alcanzó su techo en 1964, tal como muestra el gráfico, y ahora tiene una caída tendencial de alrededor del 5% al año. Desde finales de la década de los 70 (perio-

do en el que se descubrió el petróleo del Mar del Norte y los yacimientos super gigantes (más de 2.000 Mb) de la bahía de Prudoe en Alaska y el Cantarell en Méjico) no se han descubierto yacimientos de este tipo y los gigantes (unos 500 millones de barriles) hallados han descendido a cero. En 2000 se descubrieron 16, 8 en 2001, 3 en 2002 y ninguno en 2003 y 2004. Los descubrimientos de 2005 han sido los más pobres en muchas décadas: 5.000 millones de barriles, mientras que el consumo fue superior a 30.000 millones. Así que el ratio de consumo y descubrimientos fue superior a 6. Este ratio se mantuvo en 2006 (Zittel y Schindler, 2004; ASPO Newsletter, 2005, octubre; [www.energybulletin.net](http://www.energybulletin.net)).

### Petróleo no convencional.

Las fuentes principales de petróleo no convencional son los yacimientos: de aguas profundas (a más de 500 m,); de arenas bituminosas, especialmente de Canadá; del polo ártico (hay un convenio internacional de no explotar la Antártida); de petróleo muy pesado, principalmente de Venezuela; y el denominado gas natural líquido. Constituye el petróleo no convencional de mayor importancia por su volumen actual y por el mantenimiento de su capacidad en las próximas décadas, tal como muestra el gráfico 11. La extracción de petróleos muy pesados se

parece más a la minería que a la típica extracción de petróleo. Su extracción es muy lenta y después es sometido a un complejo proceso industrial. En el caso de las arenas bituminosas de Canadá el producto obtenido no es petróleo, sino un derivado del mismo producido por la acción de las bacterias una vez que entró en contacto con el aire. Sólo la mitad del producto es procesado y convertido en petróleo sintético y se pierde alrededor del 10% del producto original. Al igual que en la minería, se consume grandes cantidades de agua y energía, especialmente gas natural (Schindler et al., 2007: 7 y 8).

Hemos visto que hay un consenso muy amplio en que la dotación original de petróleo convencional está en unos 2.000 Gb y que ASPO lo sitúa en 1.875. Esta organización estima en 575 Gb la dotación originaria de petróleo no convencional. Lo desglosa de la siguiente forma: pesado (184 Gb), englobando el petróleo pesado y el de arenas bituminosas; de aguas profundas (85 Gb); polar (52 Gb); y gas licuado (228 Gb). Y realiza un redondeo de 26 Gb para alcanzar los 575 Gb. El petróleo no convencional está evitando que se produzca el techo total de petróleo, ya que (tal como muestra el gráfico 9) en 2005 el petróleo convencional alcanzó su techo mundial. El aumento principal de petróleo nuevo vendrá del capítulo de aguas profundas (ASPO Newsletter, 2008 junio).

## Todos los líquidos

Cada vez es más difícil encontrar petróleo convencional, porque los grandes yacimientos tradicionales se están agotando, por lo que se está extrayendo es petróleo crecientemente pesado. Esta realidad y el que crece la aportación (aunque no de forma decisiva) de otros combustibles, como los que se denominan gas natural líquido y otros de menor importancia (biocombustibles, gasolinas obtenidas de pizarras bituminosas, del carbón, etc.), lleva a que se utilice cada vez más otra forma de clasificar. Al conjunto de los tipos señalados se le integra en la categoría general de "todos los líquidos", que se desglosan en: crudo (petróleo obtenido directamente), condensado (petróleo fruto de la condensación espontánea del gas natural bruto) y gas natural líquido de plantas (propano, butano, pentanos e hidrocarburos más pesados), que se obtiene en plantas separadoras, siendo el remanente gas natural seco. Al conjunto indicado (menos el gas natural) se le denomina "todos los líquidos" ([www.en.wikipedia.org](http://www.en.wikipedia.org)).

## 1.2 Los suministradores

### Empresas privadas

Hasta la década de los 60, un grupo reducido de empresas (7 hasta que la legislación antimonopolios de EE.UU. obligó a dividir la



empresas estadounidenses) controlaban el petróleo y se repartían el mercado en base a un sistema de cuotas. Después de que se nacionalizara el petróleo del Golfo Pérsico, producido en la década de los 70, las compañías privadas se vieron obligadas a buscar petróleo en zonas cada vez más inhóspitas, aunque tuvieron una cierta compensación provisional con la explotación del petróleo del mar del Norte, que se inició en la misma década. A estas dificultades se ha añadido el nuevo proceso nacionalizador que se está produciendo, con especial incidencia en América del Sur. Se estima que las empresas privadas controlan menos del 20% de las más reservas mundiales de petróleo. Las 16 compañías petrolíferas más importantes son públicas. En la medida que el petróleo se va agotando, crecen las dificultades de las compañías privadas para mantener sus reservas. Un informe de la consultora Wood Mackenzie muestra que sólo un cuarto de las 28 compañías privadas más importantes consiguieron, al menos, mantenerlas en 2006 (Meyer, 2007). En 2007, un informe de Oxford Analytica (2008) muestra sólo BP consiguió aumentar sus reservas entre las 6 empresas más importantes. Shell, Exxon, Chevron, Total y ConocoPhillips perdieron entre un 5,5% de la última y un 10% de la primera. En la medida que sus reservas menguan, multiplican sus estratagemas por ocul-

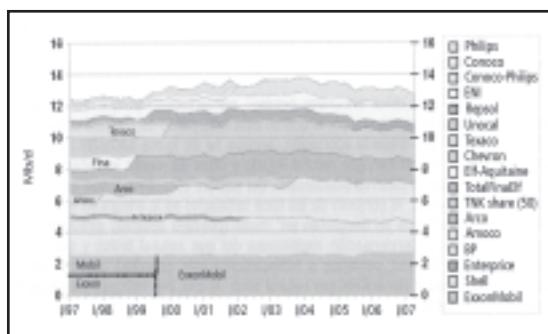
tar los datos reales. La contabilidad de las reservas de las compañías no distingue entre petróleo descubierto y el de las compañías que son absorbidas. Y como su comportamiento típico es absorber otras compañías, la mayor parte de las reservas nuevas provienen de esta política. Contabilizan, además, como aumento de reservas sus estimaciones de los nuevos yacimientos, incluso cuando aún no saben si van a ser rentable la explotación. Por último, dan estadísticas conjuntas de las reservas de petróleo y gas natural en barriles de petróleo equivalentes (Rodríguez, 2008).

Por ello, estas compañías incrementan las inversiones destinadas a comprar empresas (BP ha absorbido Amoco y Arco, Exxon a Mobil, Chevron a Texaco y a Unocal, etc.), a aumentar el ritmo de extracción de los yacimientos en explotación, multiplicando la perforación de pozos, a aumentar sus reservas de gas natural y a campos alternativos (hidrógeno, energías renovables, etc., especialmente entre las compañías europeas). Esta tendencia se mantiene a pesar de que los altos precios del petróleo han incrementado mucho sus ganancias y de los grandes beneficios fiscales (deducciones de impuestos que obtienen por la prospección). Esta situación crea una alarma pública, por lo que se eleva la presión sobre los gobiernos para que les incrementen la presión fiscal. El



Energy Watch Group (EWG, 2007b: 11) ha elaborado la gráfica 3, donde se muestra el declive de las compañías principal y el intento de superarlo absorbiendo otras compañías.

GRÁFICO. 3 VENTAS DE PETRÓLEO DE LAS COMPAÑÍAS PRINCIPALES



Fuente: Energy Watch Group, 2007b

## OPEP

En 1960 Venezuela, Irán, Irak, Arabia Saudita (AS) y Kuwait crearon la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para controlar los precios. En esa década no consiguieron controlarlos, porque EE.UU. era la principal potencia petrolífera e imponía su ley y las compañías privadas controlaban el petróleo de los países OPEP. Pero en la década de los setenta muchos países iniciaron un proceso nacionalizador (Libia, 1971; Irak,

1972; Irán, 1973; Venezuela, 1975; Arabia Saudita (AS), 1979). Durante el periodo 1974-78 la OPEP consiguió controlar los precios. Pero después perdió el control y nunca lo ha vuelto a recuperar en su totalidad, por múltiples motivos: la guerra entre Irán e Irak; la aparición en el mercado de Rusia, Méjico, GB y Noruega; las divergencias internas sobre las cuotas; y porque AS superaba su cuota, en base a un acuerdo con EE.UU. de mantenimiento de unos precios bajos a cambio de protección militar. En la década actual tenía 11 miembros, hasta que en 2007 se incorporó Angola. El papel que ha venido intentando desempeñar ha sido el de definidor de los precios complementando el suministro de los países exportadores No-OPEP. Los países miembros tienen unas cotas de suministro en función de las reservas que se les estiman y la OPEP tradicionalmente las aumentaba o reducía proporcionalmente para sostener los precios que estimaba adecuados. Por un lado, la OCDE (organización de cooperación económica que aglutina a los países más industrializados) creó a mediados de la década de los 70 la Agencia Internacional de Energía (AIE), con el objetivo de trabajar por un suministro de petróleo y gas natural que fuera adecuado, estable y a precios bajos (Rodríguez, 2008).

La escalada de precios del petróleo que se produjo entre 2002 y 2008 muestra que la

OPEP ya no tiene capacidad para determinar los precios, porque no ha podido mantener el precio en la horquilla de 22-28 dólares por barril que se propuso a principios de esta década. Lo cual no quiere decir que estén descontentos con los altos precios. A pesar de esta realidad, la OPEP sigue dando la imagen de que puede controlarlos, anunciando periódicamente aumentos o reducciones de la oferta, que luego no suelen manifestarse en el mercado. En el apartado de precios analizaré esta cuestión.

### 1.3 Oferta

#### 1.3.1 Factores geológicos

Resulta abrumadora entre los expertos la opinión de que el encarecimiento del petróleo se debe a una oferta insuficiente, debido a problemas estructurales. Los yacimientos gigantes que han satisfecho la mayor parte de la demanda se están agotando y los nuevos son cada vez más incapaces de sustituirlos. El 70% del petróleo proviene de yacimientos de más de 30 años. Unos 120 yacimientos con una capacidad de bombeo superior a 100.000 b/d cada uno suministran el 50% del petróleo. 14 de ellos bombean cada uno por encima de 0,5 Mb/d, satisfacen el 20% de la demanda y tienen una edad media de 55 años. De los 18 yacimientos mayores, 12 están perdiendo capacidad de bombeo y sobre la mayoría del resto se

debate sobre si han llegado al techo ([www.simmonsco-intl.com](http://www.simmonsco-intl.com); Skrewosky, 2006). Analizaré la situación de los principales países exportadores divididos en dos bloques: países OPEP y No-OPEP.

Alrededor de 2/3 de las reservas de petróleo convencional del mundo se encuentra en el Golfo Pérsico. Arabia Saudita (AS) es el país clave de la zona y del mundo, ya que es el primer exportador. Su máxima capacidad de extracción de crudo la alcanzó en 1981 con 9,6 Mb/d. En 2005 se situó en 9,5 Mb/d, después cayó hasta 8,5 Mb/d en 2007 y remontó hasta poco más de 9 Mb/d a principios de 2008. Su capacidad de extracción proviene de 5 yacimientos gigantes y entre ellos destaca el Ghawar, el mayor yacimiento del mundo (con una capacidad de 5,0 Mb/d, 6% del total mundial, y en explotación desde 1951). Dada la enorme importancia de AS, su capacidad de extracción futura y, en especial, del Ghawar, es objeto de un fuerte debate. AS declara unas reservas de 250.000 Mb, que son muy superiores a las estimaciones de los expertos. Este es un hecho común a todos los países con el petróleo nacionalizado. Los resultados de los rigurosos estudios realizados en la década de los 70 por los geólogos de las compañías que controlaban ARAMCO antes de su nacionalización dan resultados de 100.000-150.000 Mb. La última estimación fiable (de



1981) era de 139.000 Mb (Simmons, 2005b). AS viene declarando, en base a sus datos de reservas, que va a aumentar su bombeo (de todos los líquidos) hasta 12,5 Mb/d en 2009 y 15 Mb/d en 2012. Para alcanzar tales cotas ha anunciado la aplicación de un plan quinquenal de inversión de 90.000 millones de dólares. Pero Edward Price, jefe de prospección de ARAMCO cuando era una empresa privada, afirma que extraoficialmente los técnicos sauditas opinan que las altas expectativas oficiales están basadas en las estimaciones del USGS, que como ya hemos visto están desacreditadas (Koppelaar, 2008a; ASPO Newsletter, 2005 diciembre).

Pero un número creciente de analistas e instituciones considera que estos objetivos no son reales, aunque mantienen pequeñas diferencias sobre sus posibilidades futuras. Un exhaustivo estudio sobre la situación del Ghawar de tres analistas de la prestigiosa blog The Oil Drum llegó a la conclusión de que su zona más rica empieza a agotarse, por lo que si no ha iniciado el declive, pronto la hará (Staniford, 2007). En cuanto a la capacidad de bombeo de AS, Simmons (2005b), autor de un libro sobre este país, prevé su declive a partir de finales de ésta década. A la misma conclusión llegaron los tres analistas citados. Por el contrario, otros analistas consideran que aumentará su volumen de extracciones. R. Koppelarr (2008a),

analista de The Oil Drum, estima que en 2010 puede alcanzar una cota de crudo en el entorno a 10 Mb/d y de todos los líquidos de 12 Mb/d, aunque después iniciará su declive. Por tanto, las estimaciones difieren en menos de 1 Mb/d.

A principios de 2006 Kuwait anunció que habían fracasado los intentos de que el yacimiento Burgan (el tercer mayor del mundo y descubierto en 1938) subiera sus extracciones de 1,9 Mb/d a 2 Mb/d y que pretendía estabilizarlo en 1,7 Mb/d, pero están cayendo. Las extracciones totales tienen desde entonces un ligero declive: de 2,6 Mb/d a 2,5 Mb/d (todos los líquidos). Los analistas debaten dos hipótesis de futuro: un bombeo constante hasta 2020 y una caída suave hasta esa fecha (que resultaría en la pérdida final de unos 0,8 Mb/d). Ambas hipótesis coinciden en que a partir de 2020 se iniciaría un proceso de fuerte reducción. Los Emiratos Árabes Unidos (EAU) alcanzaron un bombeo de 3,2 Mb/d (todos los líquidos) en 2005 y desde entonces, también, está sufriendo un lento declive. ASPO le estima un ritmo de caída más acusado que el de Kuwait (segunda hipótesis) (ASPO Newsletter, 2007, junio; [www.thoildrum.com](http://www.thoildrum.com)). Irán está sufriendo un ligera caída, también, desde su cota máxima de 2006 (4,2 Mb/d de todos los líquidos). Se le augura una capacidad de mantener su nivel actual durante, al menos, una década,



si invierte lo necesario para compensar su tasa anual de agotamiento (unos 0,3 Mb/d de crudo). Pero tiene dos obstáculos para hacerlo: NIOC (la compañía nacional) tiene escasa capacidad inversora, debido a que la mayor parte de sus beneficios se destinan a sufragar el gasto del estado; y la inversión extranjera es limitada por el embargo estadounidense. Irak es el único país de la zona que tiene potencial de incrementar de forma importante su oferta. En 2007 alcanzó su nivel de previo a la invasión (2,4 Mb/d) y no es previsible que en el próximo futuro pueda aumentarlo. Debido a que se debilita la insurgencia, el gobierno ha abierto un concurso para el desarrollo de varios proyectos, aún modestos. Se suelen afirmar que tiene una capacidad potencial de extracción de 6 Mb/d, pero los analistas más fiables la sitúan en 4 Mb/d y, esta capacidad no se alcanzaría hasta 2015, si acabara la guerra inmediatamente y se realizaran inversiones masivas. Otros países de la zona de menor nivel están en claro declive, como Omán o Yemen (ASPO Newsletter, 2007, agosto; Koppelaar, 2008a).

Si ampliamos el panorama a toda la OPEP, el resultado es peor, porque el resto de los países miembros tienen una clara tendencia a la baja, como está ocurriendo en Venezuela, Nigeria e Indonesia (que ya se ha convertido en país importador), con la notable excepción de Angola. Nigeria (que bom-

beaba 2,5 Mb/d de crudo en situación normal) en el primer semestre de 2008 estaba por debajo de 2,0 Mb/d, debido a la guerra civil, aunque es el país de la OPEP que tiene más potencial de incremento. A principios de 2008 Angola extraía 1,8 Mb/d y se espera que a finales de este año alcance 2,0 Mb/d. Venezuela ha bajado de 3 Mb/d (todos los líquidos) en 2005 a 2,5 Mb/d a principios de 2008 (Koppelaar, 2008a).

El resultado global de la OPEP muestra que tiene aún una pequeña capacidad de incrementar su bombeo, debido especialmente a Angola, Libia y posiblemente a AS. Es muy posible que pronto desaparezca esa capacidad. Los informes del DoE de los últimos años han venido rebajando fuertemente sus estimaciones sobre la OPEP. El de 2005 previó una subida hasta 2010 para después bajar hasta niveles inferiores a los de mediados de la década actual (Staniford 2006). La AIE viene reduciendo su previsión de crecimiento. En 2008 la rebajó en 1,2 Mb/d en relación con la previsión del año anterior. En un informe de este año afirma que "la historia reciente sugiere que está justificada una aproximación conservadora a la capacidad de la OPEP" (AIE, 2007a, 2008).

Los países No-OPEP muestran una realidad dual, mientras los yacimientos tradicionales siguen perdiendo capacidad, se ha venido incrementando la aportación de petróleo no



convencional. Las extracciones del mar del Norte siguen cayendo a un ritmo mayor del esperado. Las de Noruega vienen cayendo al ritmo anual del 7% y han pasado de 3,3 Mb/d en 2002 a 2,3 Mb/d a finales de 2007. El bombeo total del mar del Norte cae al ritmo anual del 20%. El bombeo del yacimiento Cantarell (el segundo del mundo: techo de 2,2 Mb/d), que proveía unos 2/3 del petróleo mejicano, alcanzó su techo en 2005. Su ritmo reducción de bombeo ha subido hasta el 20%. Méjico ha pasado de bombear casi 3,5 Mb/d en 2005 a 2,9 Mb/d en 2008 y sus exportaciones han caído hasta 1 Mb/d, debido a su fuerte consumo interno. Es previsible que deje de ser exportador a principios de la década siguiente. PEMEX carece de suficiente capacidad financiera para abordar las fuertes inversiones necesarias para ralentizar la caída (sus ingresos son el principal aporte del Estado mejicano). Y el gobierno mejicano está tratando de obviar la constitución para permitir la entrada de compañías extranjeras. Por último, tiene particular importancia el comportamiento de Rusia, porque han sido el principal factor de satisfacción del incremento de la demanda en los últimos años. Entre 2000 y 2006 aumentó su bombeo en 3,5 Mb/d, pasando de 6 a 9,5 Mb/d, convirtiéndose en el primer país extractor del mundo. Pero no desbancó del primer puesto en exportaciones a Arabia

Saudita, debido a su fuerte consumo doméstico. Sin embargo, desde finales de 2007 su bombeo viene reduciéndose lentamente, adelantándose al techo previsto para 2010-2012. Por el contrario, Canadá es el país de este grupo que más petróleo nuevo aporta, debido a las arenas bituminosas. En el futuro, Kazajstán incrementará su bombeo en 1 Mb/d, cuando ponga en explotación el yacimiento Kashagán. A esto hay que añadir el incremento de extracciones de algunos países de menor importancia, como Azerbaiyán, Sudán, Guinea Ecuatorial, etc. (Koppelaar, 2008a).

Como consecuencia del análisis realizado, resulta que los países No-OPEP no tienen capacidad para aumentar su aportación y de hecho en 2007 su bombeo cayó en cerca de 1 Mb/d. Esta cantidad fue compensada por un incremento semejante de los países OPEP (Koppelaar, 2008a). Pero antes de sacar conclusiones definitivas (lo haré en el apartado 1.6) conviene complementar el estudio con el análisis de las dos fuentes que tienen más potencial de crecimiento (el petróleo de aguas profundas y de arenas bituminosas) y con los factores extra geológicos que limitan la capacidad de extracción.

Canadá extrajo en 2006 al ritmo de 1,2 Mb/d de petróleo procedente de sus arenas bituminosas y se suele estimar que puede llegar hasta los 5 Mb/d. Pero hay muchos



expertos que no comparten tal perspectiva. Campbell (2006) prevé que las extracciones se estabilicen en el entorno de 2,5 Mb/d en 2020. Simmons (citado por Lundberg (2006)) no considera probable que incluso se llegue a los 2 Mb/d debido al enorme consumo de gas natural canadiense, que como veremos se está agotando. Venezuela obtiene 0,6 Mb/a de petróleo de arenas bituminosas (que se suele llamar ultrapasado), lo que supone un incremento de un 20% en los dos últimos años y se espera que, como mucho, doble las extracciones en los próximos 10 años para después ir disminuyendo (Campbell, 2006). La explotación de ambos tipos de yacimientos se ve limitado por: costes crecientes (hasta ahora se han explotado las zonas más accesibles); un balance energético cada vez más pobre; grandes impactos ambientales; y enormes consumos de agua.

El petróleo de aguas profundas se está convirtiendo en la principal fuente de crecimiento de oferta de petróleo. La mayor parte se encuentra en el Golfo de Méjico y frente a las costas de Brasil, Nigeria y Angola. Los expertos difieren ampliamente en la evaluación del potencial previsible y en el calendario de puesta en explotación. Las últimas estimaciones de ASPO suponen que en 2010 se alcance una meseta de unos 9 Mb/d que se mantendría hasta 2015, para

después iniciar un rápido declive, como es típico en los yacimientos marinos (ASPO Newsletter, 2008, junio). Por contrario, muchos analistas rebajan estas previsiones. Merrill Lynch y los analistas del banco CIBC prevén un cenit de bombeo semejante. El CIBC sitúa el techo en unos 7,6 Mb/d en 2011-2013 (Rubin, J. y Buchanan, P.: 2006). Además, las estimaciones citadas están condicionadas por los problemas que provocarán los huracanes en el Golfo de Méjico.

### 1.3.2 Factores extra geológicos

Las previsiones realizadas hasta ahora están condicionadas por muchos factores extra geológicos: fenómenos políticos (guerras, políticas restrictivas de los gobiernos); escasez de personal cualificado, de plataformas; escalada de costes; fenómenos climáticos, etc. Estos factores están reduciendo la capacidad potencial y lo seguirán haciendo en el futuro (con intensidad creciente en los factores no políticos). Los analistas suelen tener en cuenta, al menos, algunas de estas limitaciones, pero resulta muy difícil cuantificar las pérdidas de capacidad que provocarán tantos factores y algunos de ellos tan poco previsibles como los políticos.

En la gran mayoría de los proyectos de nuevos yacimientos se producen retrasos continuos en la puesta en explotación, que alcanzan en algunos casos más de 5 años. Los principales yacimientos que se pondrán



en explotación en el próximo futuro (Thunder Horse y Atlantis en el Golfo de Méjico, Sajalin II en Rusia, Kashagan en Kazajstán, arenas bituminosas canadienses; etc.) arrastran dilaciones de muchos años. El Thunder Horse (Golfo de Méjico) lleva un retraso de 4 años. Estaba previsto que el Kashagan (después de múltiples retrasos) entrara en explotación en 2005. Pero a finales de 2007 se retrasó a 2011 y 6 meses después a 2012-13. De los 32 proyectos de nuevos yacimientos o de expansión de existentes que debían entrar en explotación en 2006, sólo 12 lo lograron (Konyrova, 2008; Rubin y Buchanan, 2006, diciembre). Total anuncia un retraso de 3 años en sus proyectos de arenas bituminosas en Canadá (ODAC News 04/10/06). Una de las causas de estos retrasos son las dificultades enormes que presentan muchos de los nuevos proyectos. Los yacimientos se encuentran en zonas climatológicamente muy hostiles (cómo el Ártico), en zonas de muy difícil acceso (yacimientos a gran profundidad en el mar) o presentan enormes dificultades por las características físicas de los mismos. El Kashagan se encuentra en una zona pantanosa y el yacimiento es muy peligroso por los gases tóxicos que contiene y su extremadamente alta temperatura. En el Golfo de Méjico se están perforando pozos a 6 millas de profundidad. En la isla de Sajalin se están perforando

pozos inclinados de varias millas de longitud para llegar a yacimientos a gran profundidad en un mar plagado de icebergs (Mouawad, 2007).

Existe una fuerte escasez de plataformas de prospección y de explotación que retrasa los proyectos y, como EE.UU. y AS acaparan la mayor parte de ellas, el problema se agudiza para el resto del mundo. A ello hay que añadir la necesidad de reemplazar las plataformas viejas. Las existentes hasta ahora tienen más de 25 años de vida media. En realidad, la mayor parte de las infraestructuras son muy antiguas, como lo demostró en el verano de 2006 el vertido del oleoducto de BP en Alaska. Simmons (2006) estima que el 90% de las infraestructuras han sobrepasado el periodo de vida para el que fueron diseñadas, por lo que prevé frecuentes averías que limitarán cada vez más su utilización. En el caso de los oleoductos prevé una reducción de capacidad de hasta un 50%. Hay también una gran escasez de personal cualificado, lo que se traduce en una aguda competencia entre las compañías por el personal. Un estudio de Cambridge Energy Research Associates (CERA) calcula que la edad media de los ingenieros es de 51 años y que el ritmo anual de jubilación es del 6%, por lo que se jubilará el 50% para 2015. El flujo de entrada anual es sólo del 2%. El resultado neto será una disminución del 10-15% para



2010 (CERA, 2007). Esta situación es la consecuencia de muchos años de petróleo barato, lo cual llevó a las empresas a ahorrar costes.

Todos los factores indicados generan fuerte incrementos de costes, por la competencia sobre recursos escasos. Pero se producen también por otros motivos: la última escalada del precio del petróleo energética ha sido un elemento decisivo y cuando en el futuro próximo el petróleo reinicie su escalada volverá a serlo; también, lo ha sido el fuerte encarecimiento de la mayoría de los minerales y cuando repunte el petróleo también lo harán ellos; los yacimientos hallados son cada vez más pequeños y costosos; resulta cada vez más caro el conseguir mediante nuevas técnicas incrementar el petróleo recuperable de los yacimientos; las compañías de ingeniería exigen pagos cada vez mayores por los crecientes riesgos que asumen; etc. El incremento de costes del yacimiento Kashagan alcanza ya el 100-250%. La razón principal del abanico de los mismos es que el proyecto tiene 40 años y las estimaciones varían con la fecha inicial de la estimación. Shell prevé que el coste de su proyecto de extracción de 100.000 b/d de petróleo de arenas bituminosas de Canadá subirá de 4.000 a 11.000 millones de dólares. El coste del gasoducto del río McKenzie se ha elevado de 4.000 a 9.000 millones de dólares

(www.theoil drum.com; www.energybulletin.net). CERA ha diseñado un índice para hacer el seguimiento de los costes y sus resultados son: en el periodo 2000-2004 se produjo una elevación suave de los costes, pero en los 2,5 años posteriores el ritmo se aceleró fuertemente, aumentando un 53%. Lehman Brothers calcula que el coste de prospección y puesta en explotación de yacimientos pasó de 5\$/barril en 2001 a 20,40\$/barril en 2006 (Cohen, 2007a).

La crisis financiera y económica que se ha ido agravando a lo largo de 2008 introduce elementos que trastocan (de forma coyuntural) el panorama de la oferta descrito hasta ahora. Aunque se ha desplomado el precio del petróleo y, por tanto, ha reducido algunos costes de explotación de nuevos yacimientos, está empeorando otros, que posiblemente son más decisivos. La caída de los precios hace inviables los proyectos de explotación de yacimientos en aguas muy profundas y arenas bituminosas (que constituyen la última frontera del petróleo), porque sus costes de explotación se sitúan en 90-100\$/b. La escasez de crédito supone un obstáculo adicional. De hecho, a finales de 2008 se multiplican las noticias de empresas que dejan en suspenso el desarrollo (o reducen los objetivos) de proyectos de explotación y de transporte (Scott, 2008).



Muchos autores dudan de que sea posible extraer buena parte del petróleo existente en el Golfo de Méjico. El Gobierno de EE.UU. consideraba antes de los huracanes Katrina y Rita que las extracciones de la zona se incrementarían desde 1,2 Mb/d en 2005 a 2,2 Mb/d en 2010. La mayor parte este petróleo provendría de yacimientos situados en aguas profundas, en alta mar, lugar donde los huracanes alcanzan la máxima fuerza. Además, hay una estrecha correlación entre la elevación de la temperatura en las aguas del Golfo y la severidad de los huracanes (la cual se ha duplicado desde la década de los 70). Los huracanes Katrina y Rita destruyeron o dañaron severamente 167 plataformas y 183 oleoductos. Se estima que se ha perdido para siempre una capacidad extractiva de 0,255 Mb/d. Por todo ello, Rubin y Buchanan (2006) afirman que "es discutible que se vaya a mantener al nivel actual la producción en aguas profundas del Golfo y mucho más que se incremente significativamente, tal como está planeado (...) De hecho, nuestra previsión de producción para 2010 es que permanecerá claramente por debajo de la del último año". Pero los huracanes empiezan a afectar otras áreas petrolíferas en donde se desconocían hasta ahora, como del estrecho de Ormuz.

Otro factor es el político, el cual tiene múltiples elementos. En el pasado hemos asisti-

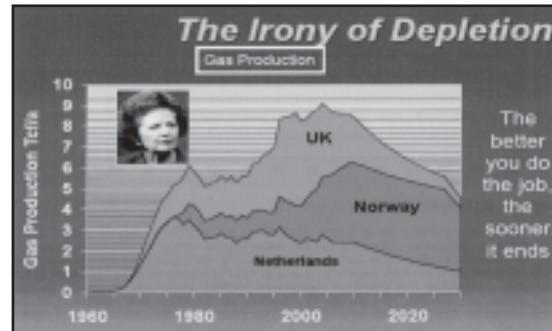
do a fuertes recortes en la capacidad de extracción debidos a inestabilidades políticas o a decisiones de los gobiernos. La política de EE.UU. de garantizarse el suministro de petróleo por la vía militar reduce la capacidad de bombeo de países ocupados, como Irak, o asediados, como Irán. En la medida que crece la inestabilidad mundial, es de esperar que tales fenómenos se agudicen. Por otro lado, el proceso de nacionalización que está llevando Rusia y los principales países petroleros y gasistas de América Latina tiende objetivamente a reducir la capacidad de extracción. Los gobiernos priorizan el logro del control de los recursos en detrimento de las extracciones. El desvío creciente de las rentas de explotación de yacimientos hacia las arcas del Estado también limita la capacidad de inversión en el sector. Algunas compañías privadas se retiran de estos países bien por verse obligadas a hacerlo o por considerar que su permanencia no le garantiza beneficios suficientes. Rusia expulsó a Shell y BP en 2006 y 2007 de varios yacimientos. Exxon y Conoco se retiraron de Venezuela en 2007 (Klare, 2007).

Pero, no se trata sólo de un movimiento (llamado nacionalista) de recuperar el control de sus yacimientos, sino también del debate (y a veces de hechos) sobre el mejor destino de las dotaciones de petróleo y gas. Esto es particularmente pertinente en países con



poca población y grandes recursos (como Canadá, Noruega o Venezuela) que, al no estar sometidos a las citadas presiones, resulte razonable plantearse un ritmo de explotación que permita alargar la vida de los yacimientos. En la conferencia de la Sociedad Geológica de GB, celebrada en septiembre de 2007, varios de los ponentes reconocieron que un número creciente de países defienden esta filosofía. R. Hirsh (2007) la define como "síndrome de retención de los países exportadores de petróleo". Noruega no tiene capacidad para gastar todos los enormes beneficios de la exportación de petróleo y gas, por lo que ha creado un fondo (que alcanzaba 400.000 millones de dólares en 2008) colocado en bancos internacionales.. Reducir el ritmo de extracción sería mucho más seguro, sobre todo, teniendo en cuenta el rápido ritmo de agotamiento (típico de los yacimientos marinos) de sus yacimientos de petróleo. En Canadá la revisión del acuerdo NAFTA de libre comercio se ha convertido en el centro del debate político, por la cláusula que obliga a Canadá a exportar a EE.UU. petróleo y gas, a pesar de que sus reservas se vayan agotando (como está ocurriendo con el gas y el petróleo convencional) ([www.peakoil.net](http://www.peakoil.net)).

GRÁFICO 4: LA INFLUENCIA DE LAS POLÍTICAS EN EL AGOTAMIENTO DE LOS RECURSOS



Fuente: Colin Campbell (2008)

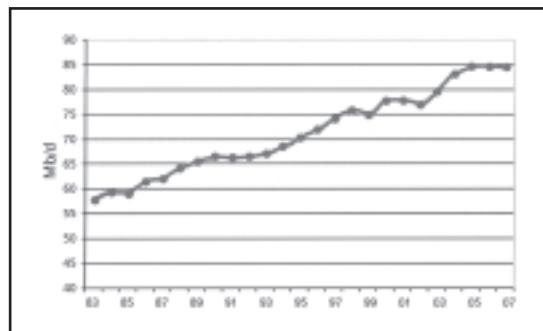
Aunque el gráfico se refiere al gas natural, explica muy bien la influencia de las políticas de los gobiernos en relación con los recursos naturales. Margaret Thatcher impuso a principios de la década de los 80 una política neoliberal, cuyo resultado fue que las empresas aceleraron al máximo la extracción, lo que ha dado lugar al agotamiento de la mayor parte de las reservas en dos décadas. Noruega ha mantenido durante más de dos décadas una política de extracción restrictiva. Ahora está acelerando las extracciones, posiblemente para compensar la caída del bombeo de petróleo. De mantenerse esta política en 20 años habrá agotado la mayor parte de las reservas. Los Países Bajos han mantenido una política moderada de extracciones, lo

cual le ha permitido mantener la capacidad durante unas tres décadas y ralentizar su caída en la fase terminal de sus reservas.

### 1.3.3 Oferta estancada

El gráfico 5 muestra las curvas de evolución de la oferta en los últimos años según las estadísticas del Departamento de Energía de EE.UU (DoE). La oferta de petróleo creció rápidamente en 2003 y 2004, en 2005 se estancó y permanece en este estado hasta junio de 2008 (Tverberg, 2008). La causa, tal como hemos visto, es que la disminución de oferta de los países No-OPEP se equilibra con el aumento de los países de la OPEP. Así que las previsiones de aumento de la oferta no son fiables. Lo más probable es que la meseta se mantenga hasta final de década y que después la oferta empiece a caer. Sin embargo, no se puede destacar que se produzca una pequeña subida (en el entorno de 1 Mb/d) durante meses, como veremos en el apartado 1.6.

GRÁFICO 5 OFERTA MUNDIAL DE TODOS LOS LÍQUIDOS



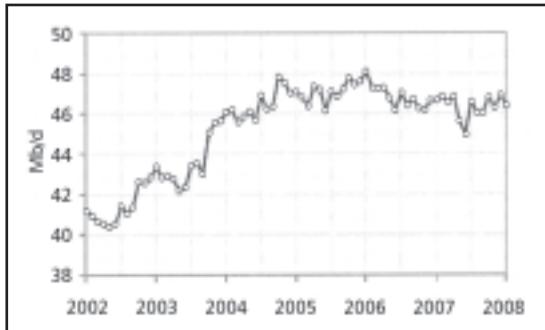
Fuente: G. E. Tverberg (2008)

El estancamiento de la oferta representa un problema mucho mayor para los países importadores, porque el consumo de los exportadores crece fuertemente y, en consecuencia, decrece su petróleo disponible para la venta. Además, este problema se agudiza porque se utiliza principalmente para producir gasolinas y el gas natural líquido (que ha venido aumentando) no es apto para producirlos. Por último, el menguante petróleo exportado se reparte de forma desigual. Los países pobres van reduciendo la cantidad de petróleo que pueden comprar debido al encarecimiento. Curiosamente este fenómeno también se produce en los países ricos (OCDE). Por el contrario, las potencias emergentes de Asia siguen aumentando fuertemente su consumo por su acelerado creci-



miento económico y por tener subvencionadas las gasolineras. Trataré este tema a continuación.

GRÁFICO 6. EXPORTACIONES MUNDIALES DE TODOS LOS LÍQUIDOS



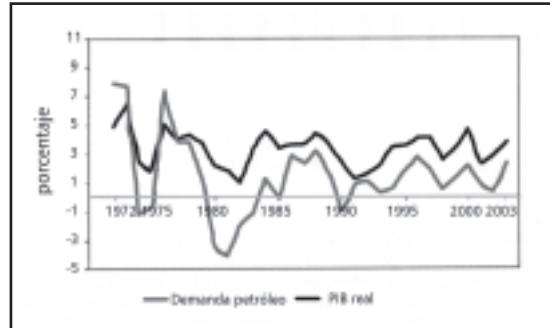
Fuente: R Koppelaar, abril 2008

### 1.4 Demanda

Los economistas ortodoxos han venido afirmando en los últimos años que la escalada de precios iba producir una reducción del crecimiento económico y, por tanto, del consumo de petróleo. Por el contrario, en las últimas décadas se ha dado una clara correlación entre los incrementos del PIB y del consumo de petróleo, y especialmente a partir de la segunda mitad de los 80, tal como muestra el gráfico 6. Este comportamiento ha sido universal e independiente de los precios del petróleo, pero desde 2006 empiezan

a diferenciarse las tendencias de consumo de los países OCDE y No-OCDE.

GRÁFICO 7. EVOLUCIÓN DE PIB Y DE LA DEMANDA DE PETRÓLEO (TENIENDO EN CUENTA EL PODER ADQUISITIVO DE LOS DIVERSOS PAÍSES)



Fuente: Faeta, 2007: 23

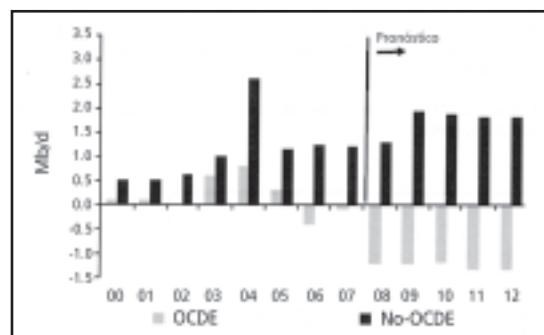
La demanda media en las últimas décadas creció un 1,7% al año. Pero en 2003 y 2004 el consumo superó tal media, a pesar de la escalada de precios. En 2003 fue un 1,8% (1,4 Mb/d) y en 2004 un 3,5% (2,50 Mb/d), este incremento fue el mayor de los últimos 25 años. Se produjo en EE.UU. (un 3,5% en 2004) y, sobre todo, en los países emergentes asiáticos. Después, el aumento de la demanda mundial se ha venido ralentizando. En 2005 creció un 1,5%, en 2006 un 1,1% y en 2007 un 1,2%. Los factores que explican tal tendencia son varios. En 2005 influyó: la reducción del consumo en EE.UU., a causa

de un invierno muy suave y el impacto de los huracanes Katrina y Rita; y el que el aumento de las importaciones chinas se redujo mucho, porque se superaron los cortes eléctricos del año anterior, que habían obligado a utilizar de forma masiva grupos electrógenos. En los otros dos años influyeron de forma creciente la reducción de la demanda en los países OCDE, a causa de la escalada del petróleo y de la desaceleración económica (Aronen, 2007; Rubin y Buchanan, 2008). La crisis económica ha reducido la demanda en los países OCDE y, en consonancia, ha reducido las expectativas del crecimiento mundial. La AIE vaticina un aumento del 0,5% para 2008, del 1% en 2009 y del 1,6% para el quinquenio 2008-2013, lo que supone un aumento de consumo anual medio de 1,5 Mb/d (AIE, 2008).

La diferencia aludida en las tendencias divergentes de consumo entre los países OCDE y No-OCDE comienza a manifestarse a partir de 2006, con el inicio de la reducción del consumo de la OCDE. Parece que este comportamiento se debió en ese año a la actuación de los gobiernos (impuestos en función del consumo de vehículo, cierre de las plantas eléctricas que queman petróleo, etc.) y a cambios modales en los operadores de transporte. Sin embargo, a partir del fuerte incremento de los precios en 2007, empiezan a manifestarse signos de reducción del

consumo por cambios en la movilidad, que se intensificaron en el primer semestre de 2008. Por el contrario, en los países No-OCDE el consumo se ha venido elevando a fuerte ritmo, especialmente en las potencias asiáticas emergentes y en los países exportadores de petróleo. La reducción de las importaciones de un nutrido grupo de países pobres no es significativa en el consumo mundial. Estas tendencias divergentes se fortalecerán en el futuro, tal como muestra en el gráfico 8.

GRÁFICO 8 CONSUMOS DE PETRÓLEO EN LA OCDE  
Y EN LA No-OCDE



Fuente: J. Rubin y P. Buchanan 2008, abril

El Golfo Pérsico es la primera región mundial en ritmo de crecimiento del consumo, debido: a los bajos precios del petróleo; al fuerte incremento de la población; y a que los prin-



cipales países de la región están construyendo industrias muy intensivas en energía. Se prevé que en el periodo 2000-2050 sus poblaciones se multipliquen por un factor 2-4. Arabia Saudita aumentó el consumo en un 6,2% en 2006, alcanzando 2 Mb/d y en 2007 fue del 10%. Kuwait y EAU han elevado su consumo en un 6% en 2007. En los países de la OPEP la demanda ha pasado de 5 Mb/d en 1995 a alrededor de 8 Mb/d en 2006 y previsiblemente alcanzará los 10 Mb/d en 2010 (en la mayor parte de los casos el precio del litro de gasolina se sitúa en 20-60 céntimos de dólar). El consumo de Rusia crece un 6% al año. En los países emergentes importadores de petróleo la tendencia es semejante. En China y en India los consumos crecen un 7,5 y 5,5% al año respectivamente. El consumo chino pasó de 6,6 Mb/d en 2005 a 7,5 Mb/d en 2007 y se prevé que alcance 8 Mb/d en 2008 y 12 Mb/d en 2020. En 2007 importó 4 Mb/d, cantidad que se incrementará aceleradamente porque la aportación del petróleo doméstico crece cada vez menos (1,5% en 2007), debido a que se está acercando al techo, que se prevé para 2009 (Rubin y Buchanan, 2008a; ASPO Newsletter, 2008 mayo).

El incremento del consumo ha sido posible, en un contexto de oferta estancada, a costa de la práctica desaparición de la oferta ociosa. En décadas pasadas la OPEP mantuvo

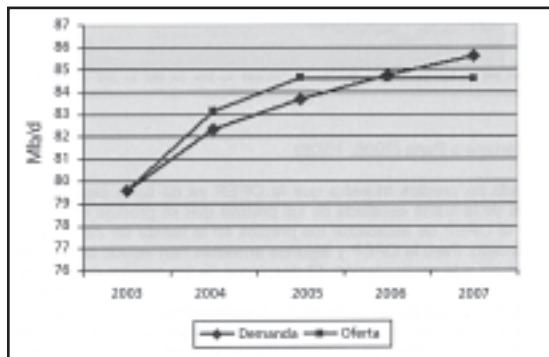
ociosa (por motivos de seguridad) una capacidad de 4-6 millones de barriles diarios (Mb/d). Pero desde mediados de ésta década ha venido cayendo a fuerte ritmo y en 2007 era casi inexistente en opinión de la mayor parte de los analistas. La AIE (2007a) estima que la oferta ociosa mundial era de 2,85 Mb/d (la gran mayoría atribuida a Arabia Saudita), pero reconoce que el 88% de ella es de mala calidad (petróleo pesado, con escasa demanda porque hay pocas refinerías capaces de tratarlo). Así que sólo le quedan 0,35 Mb/d de petróleo de amplia comercialización.

### 1.5 Precios

Desde 1999, y especialmente de 2002, se ha venido produciendo una escalada de los precios del petróleo hasta julio de 2008, debido a la incapacidad de la oferta para satisfacer una demanda que aumenta. Al principio la oferta apenas llegaba a satisfacer la demanda. Después, el problema se agrava debido a que el estancamiento de la oferta da lugar a que la demanda la sobrepase. Ello explicaría la excepcional dinámica alcista de los precios que produjo en el primer semestre de 2008.



GRÁFICO 9: OFERTA Y DEMANDA

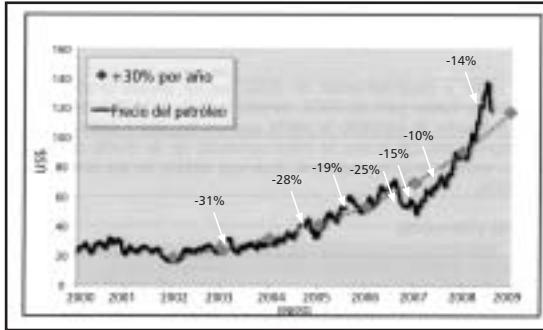


Fuente. D. Cohen, 2008

Algunos de los hitos principales en la dinámica alcista del barril son: octubre de 2004 (más de 56 \$/b); agosto de 2005 (más de 70\$); julio de 2006 (78,65\$); 31 de diciembre de 2007 (100\$). En febrero de 2008 se reinició la escalada de los precios, llegó a rebasar el precio históricamente más alto (102,53\$ alcanzado en 1980, según dólares actuales). En el primer semestre de 2008 los precios se incrementaron en un 40%, llegando a 147\$/b. Pero esta dinámica se ha producido en un contexto de volatilidad creciente. Hacen subir los precios los sobre consumos estacionales, las reducciones puntuales de la capacidad de extracción, unas veces por motivos políticos (guerras, sabotajes, huelgas, etc.) y otras por efecto de fenóme-

nos climáticos (como huracanes en zonas petroleras). Los precios bajan cuando desaparecen algunos de los factores indicados. El barril bajó de 55\$ a 42\$ (-24%) a finales de 2004, de 70\$ a 56\$ (-20%) a finales de 2005. En la segunda mitad de 2006 el precio bajó más de un 30% (hasta 58\$). A finales de octubre de 2008 el precio había caído más de un 50% en precios nominales, pero como en los meses anteriores a la época citada el dólar se había revalorizado más de un 25% con respecto a las otras monedas de referencia, los precios fuera de la zona dólar han caído mucho menos. Así que a 70\$ en el mercado, supone de hecho un coste real de un 25% más: 87,5\$. El gráfico nos muestra una volatilidad creciente y un incremento anual medio de los precios de un 30%. No es probable que tal incremento se de en 2008, pero es seguro que el petróleo pronto retomará la senda alcista, tal como pronostican la gran mayoría de los analistas.

GRÁFICO 10 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO



Fuente: Jerome a Paris (2008, 10/08)

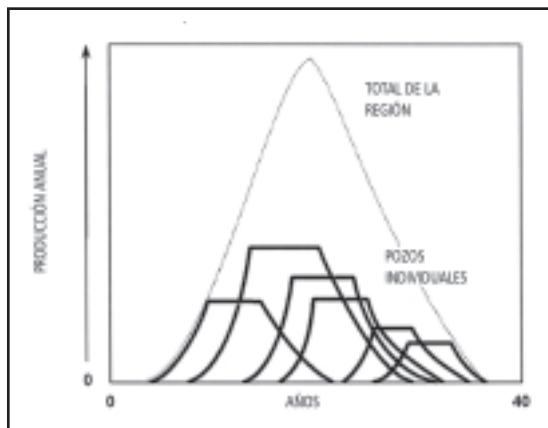
La escalada de precios muestra que la OPEP ya no tiene capacidad para determinar los precios. Después de la fuerte escalada de los precios que se produjo en 2004 (que echó por tierra la pretensión de la OPEP de estabilizar los precios en la banda de 22-28\$/b) los precios han sido fijados por el mercado. Pero la OPEP y algunos analistas han venido defendiendo que tal escalada de precios es debida a la especulación. El desplome de los precios que se produjo desde julio de 2008 les ha dado una aparente credibilidad. Es indudable que los mercados bursátiles son especulativos. Si no lo fueran, el número de transacciones serían mucho menor de lo que es habitual. Se realizarían compra-ventas hasta satisfacer la demanda, pero el número de transacciones son muy superiores, porque

los especuladores están comprando y vendiendo rápidamente para obtener una importante acumulación de pequeñas ganancias. Los analistas y autoridades más importantes tienen claro que gran parte de la escalada se debió a una oferta escasa. Samuel Bodman, Secretario de Energía de EE.UU., ha venido rechazando reiteradamente que la causa de la elevación de los precios sea la especulación (argumento repetido reiteradamente) y defendiendo que el factor determinante ha sido "la incapacidad de los suministradores para satisfacer la demanda" (Coleman, 2008). La AIE comparte esta opinión. Por ello y a pesar del desplome de los precios, los principales analistas mantienen que, una vez que se supere la crisis financiera y las economías empiecen a crecer (aunque sea moderadamente), los precios reiniciarán la escalada (que para algunos va a ser abrupta, debido a la reducción de las inversiones en nuevos proyectos). F. Birol (2008), economista jefe de la AIE, afirma que "debemos estar preparados para ver unos mercados muy turbulentos y de altos precios". A. Miller (presidente de Gazprom) y M. Simmons (presidente del mayor banco de inversiones en energía de EE UU) afirman que el barril enfila los 500\$. C. de Margerie, director ejecutivo de Total, avisa que los precios se pueden ir "al cielo" ([www.bloomberg.com](http://www.bloomberg.com); Kanter, 2008).

## 1.6 El techo

La curva modélica de extracción de un yacimiento muestra una meseta en la parte superior. Pero los desfases temporales en la explotación de grupos de yacimientos determina una forma teórica de campana, tal como muestra el gráfico 11, la cual determina un punto de máxima extracción, el techo.

GRÁFICO 11 CURVA TEÓRICA DE EXPLOTACIÓN



Fuente: Stan Cox: 2005

Se está alcanzado un amplio consenso entre los expertos del petróleo, que no cesa de ganar nuevos adeptos, sobre los factores que explican el proceso de agotamiento del petróleo. Estos se basan en la teoría de Hubbert (geólogo experto en petróleo que

trabajó para Shell a mediados del siglo XX) y en la experiencia de décadas de estudio del comportamiento de los países petroleros. La teoría es que las curvas de descubrimientos de yacimientos y de extracciones adoptan una forma de campana, y que unas décadas después de que la primera curva alcanza el techo lo hace, así mismo, la segunda. La causa es que un ritmo decreciente de nuevos descubrimientos y un consumo ascendente llevan inexorablemente al punto en que el petróleo nuevo descubierto es inferior al consumido en un periodo determinado. A partir de aquí, se va incrementando el desfase entre petróleo consumido y descubierto. Las reservas tienden a agotarse a ritmo creciente y la experiencia muestra que, cuando se ha consumido aproximadamente la mitad del petróleo extraíble, el ritmo de bombeo alcanza el zenit y después empieza a decaer hasta el agotamiento total. Hubbert acertó a predecir a mediados de la década de los 50 (y en contra de la opinión general) que el techo de extracciones de EE.UU. se produciría a principios de la década de los 70. Ocurrió en 1970.

El techo mundial de descubrimientos de petróleo convencional se produjo en 1964 y el desfase entre petróleo descubierto y consumido empezó en 1981, tal como muestra el gráfico 2. Se está intensificando el ritmo de agotamiento y se ha consumido más de



la mitad de las reservas originarias. Existe un consenso amplio de que el techo de petróleo convencional se alcanzó en 2005. Un estudio de BP llega a la conclusión de que todas las regiones del mundo, excepto África, han sobrepasado sus techos de petróleo convencional: Norteamérica (1985), Europa y Eurasia (1987), Asia y Pacífico (2000), Medio Oeste (2000) y América Central y del Sur (2002). La utilización de petróleo no convencional ha permitido retrasar el techo de todos los líquidos. Pero, la mayor parte de los países petroleros han sobrepasado su techo y esto ha ocurrido entre 30 y 40 años después del techo de los descubrimientos. Excluyendo el petróleo de aguas profundas, de los 65 países petroleros más importantes, 54 ya han pasado el techo (Alekklett, 2005).

### 1.6.1 El momento del techo

Se están utilizando dos métodos para estimar el momento del techo. Uno consiste en calcular la curva de extracciones con el método de crecimiento logístico, que fue diseñado por Hubbert y refinado por ASPO. Este método se basa en dos premisas: la extracción crece de forma exponencial mientras el agotamiento de las reservas está lejos; cuando el agotamiento se acerca se produce una disminución de las extracciones a un ritmo proporcional al cociente entre las reservas consumidas y remanentes. Se estiman las reservas originarias de petróleo y las

consumidas y los datos se introducen en una fórmula, basada en las premisas indicadas, que permite construir la curva de extracciones y, por tanto, el momento del techo. El otro método (de abajo a arriba) busca calcular los desfases entre oferta y demanda y la evolución de los mismos. Se calcula la oferta neta restando al incremento de oferta estimada la reducción provocada por el agotamiento de los yacimientos antiguos. Y se compara la oferta neta con el incremento de la demanda, para ver qué tipo de desfase se produce. Este método es utilizado (con diferencias menores) por el Energy Watch Group, CIBC, ODAC (Oil Depletion Analysis Center) y la AIE. La iniciativa en marcha más importante de estimación de oferta futura es el proyecto Wikipedia Oil Megaproject Database.

Una de las cosas que más me asombra es el amplio abanico de estimaciones sobre el ritmo de agotamiento de los yacimientos en explotación. Según las ponencias de la Conferencia de 2007 de ASPO-USA ([www.aspousa.org/proceedings/houston](http://www.aspousa.org/proceedings/houston)), tenemos los ritmos siguientes: Skrebowski (4% y aumenta al ritmo anual de 0,1-0,15%); CERA (4,5%); principales compañías de petróleo (5%); la AIE considera que la tasa natural de agotamiento es de 9,1%, pero con la inversión en el aumento de las extracciones, se queda en un 6,4%; Simmons



(6,7%); Nacional Petroleum Council (6,8%); consultora Schlumberger (8%); etc. El ratio que consigue más consenso es el de 4,5%, lo cual resulta paradójico por el peso de las organizaciones que defienden una tasa de agotamiento muy superior. En cualquier caso, es difícil entender cómo se pueden defender estimaciones tan dispares y en un tema de tanta trascendencia. Suponen variaciones en las tasas de agotamiento entre 3,4 Mb/d y 6,8 Mb/d.

A partir de aquí, divido los análisis y previsiones del techo en dos bloques. El primero se refiere a los autores y organizaciones que aceptan el techo. El segundo trata de las estimaciones de oferta y demanda a medio plazo que no se refieren al techo, aunque éste se muestra implícitamente en los estudios.

Hemos visto que desde principios de 2005 la oferta tiene forma de meseta (que oscila alrededor de 86 Mb/d) y muchos analistas coinciden en que supone el techo. Entre ellos se encuentran Simmons (presidente de un importante banco de inversión en energía), al Hussein, Bakhtiari (ambos directores de prospección y explotación hasta su jubilación de ARAMCO y NIOC, compañías nacionales de AS e Irán), el World Energy Group y algunos analistas del prestigioso blog The Oil Drum, etc. El grupo citado ha realizado otro informe en 2008 y reafirma que ya se ha

alcanzado el techo. Aunque hay un consenso básico entre estos autores, el momento del techo varía. Al Hussein y Bakhtiari sitúan el inicio del techo en 2006. Campbell (fundador de ASPO) lo estima a principios de 2008. Otros analistas (algunos del blog citado, de ODAC, etc.) sitúan el techo en el entorno de 2010 en unos 88 Mb/d. A medida que el proyecto Wipipedia (de evaluación de los grandes proyectos que se está desarrollando) va contabilizando más yacimientos, las expectativas de aumento de bombeo se reducen. La estimación de agosto de 2008 sitúa el techo en 2010, con una cota de extracción máxima semejante a la de los analistas anteriores (Koppelaar, 2008; Cohen, 2008; ASPO Newsletter, 2008 junio; Khebab, 2008).

Por otro lado, hay un importante grupo de analistas que coinciden en que el techo se encuentra en la banda 90-100 Mb/d. Asumiendo una estimación media de 95 Mb/d, esta cota es 7-9 Mb/d superior a las estimadas anteriormente. Conoco Philips y Total han declarado públicamente que están de acuerdo en que es optimista la cota de 100 Mb/d. La American Association of Petroleum Geologists celebró a finales de 2006 una conferencia (sin acceso de los medios de comunicación), en la que participaron las principales empresas de hidrocarburos del mundo. Llegaron al consenso de

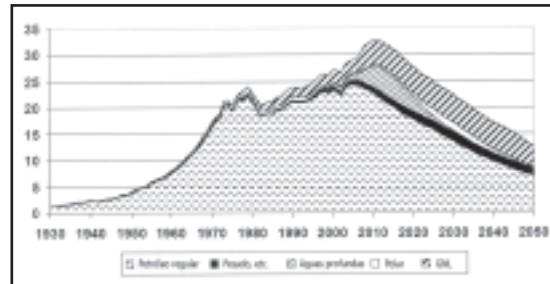


que el techo de extracciones estaba en la banda indicada. Esta previsión es defendida, también, por el BGR (Instituto de recursos naturales de Alemania), el Consejo Mundial de la Energía y la consultora PFC Energy. Sin embargo, los miembros de este grupo discrepan en la fecha del techo. En la citada conferencia las fechas de los techos oscilaron entre 2020 y 2040. Lo cual no parece lógico, porque habitualmente los analistas que estiman tales techos prevén que los 90 Mb/d se alcanzarán en 2010 (esta es la opinión del presidente de Total) y los que prevén un techo en 100 Mb/d lo sitúan en el entorno de 2015. El BGR y el Consejo Mundial de la Energía lo colocan en 2014 ([www.odac-info.org](http://www.odac-info.org); Crooks y Blas, 2007). La AIE se niega a hablar del techo, pero los datos que aporta sitúan el techo en 2015, tal como veremos a continuación al explicar los estudios de Campbell, de la AIE y del CIBC.

El gráfico 12 muestra que la previsión de Campbell (fundador y presidente honorario de ASPO). Este autor adelantó en 2008 el techo a finales de 2007 desde la previsión inicial de 2010, después de haber reevaluado las reservas de petróleo no convencional. Hay que subrayar que Colin Campbell (1997) ya previó en 1997 que el techo se produciría un poco antes de 2010, tal como se desprende de un documentado artículo publicado en la revista *Gas & Oil* (1997 diciembre).

El gráfico muestra los aportes de cada tipo de petróleo y que el petróleo convencional alcanzó el techo en 2005.

GRÁFICO 12: LA IMAGEN GENERAL DEL AGOTAMIENTO

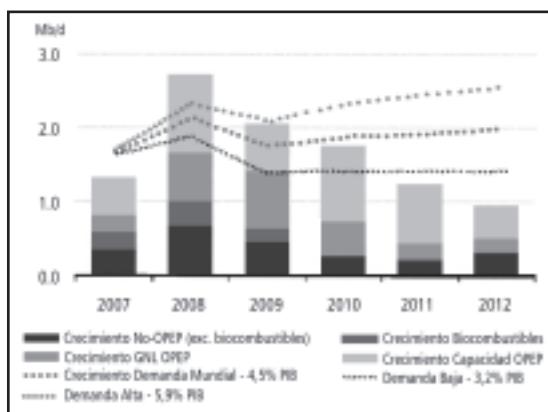


Fuente: ASPO Newsletter 2008, febrero

El informe de la AIE (2007a) *Medium-Term Oil Market Report* llega a conclusiones muy pesimistas, tal como muestra el gráfico 12. Plantea tres escenarios de aumento del consumo. El primero está basado en un crecimiento medio del PIB mundial del 5,9%, resultando que la demanda justo puede ser satisfecha en 2009. El escenario medio supone un crecimiento del 4,5% y la demanda no va a poder ser satisfecha en 2010. El escenario tercero prevé un crecimiento medio del PIB mundial de 3,2%. Pero el descenso de la oferta a partir de 2010 es tan fuerte que la demanda no podrá ser satisfecha en 2011. En base al escenario medio, prevé que la oferta no podrá satisfacer la demanda en

2009, desfase que continuará aumentado hasta acumular 6 Mb/d en 2012, lo cual le lleva a afirmar que en este año se producirá una "crisis energética". En el escenario más bajo el desfase se produce en 2010 (ASPO Newsletter, octubre 2007).

GRÁFICO 13: ESCENARIOS DE AGOTAMIENTO DEL PETRÓLEO



Fuente: AIE, 2007a

La AIE (2007b) profundiza en el desfase citado en su uniforme anual Outlook 2007 de noviembre, ya que amplía el horizonte temporal del periodo analizado hasta 2015. Y la previsión es que el desfase siga acumulándose, alcanzando un desfase de 12,5 Mb/d en 2015, que es igual al aumento de demanda, por lo que no podrá ser satisfecha. El informe constituye de facto la aceptación de que el techo del petróleo se producirá en 2015,

ya que la oferta nueva sólo puede compensar el petróleo agotado. Además, ambos informes se basan en la premisa de que "todo vaya bien", es decir, que no entren en juego ninguno de los factores extra geológicos indicados anteriormente, lo cual no es posible. Como lo confirma el informe Medium-Term Oil Market Report 2008. En él se reduce la previsión de la oferta en 2,7 Mb/d para 2012. Pero, como la demanda ha sido inferior a la prevista, el panorama es similar al del año anterior (AIE, 2008).

El CIBC realizó en febrero de 2008 una estimación de la evolución de la oferta y de la demanda en el periodo 2008-2012. Parte de las premisas siguientes: la tasa anual de agotamiento de los yacimientos existentes se inicia en el periodo considerado al ritmo de 3,5 Mb/d y sube hasta 3,7 Mb/d al final del periodo; cada año los yacimientos nuevos aportarán una media aproximada de 1 Mb/d; y los yacimientos existentes incrementarán sus extracciones hasta 2010, para luego disminuir. Con estas premisas se llega a la conclusión de que la oferta va a ir creciendo anualmente por debajo de 1 Mb/d durante el periodo analizado, hasta llegar a la máxima capacidad en 2011, que se mantiene en 2012, tal como se muestra en la tabla. Así que el CIBC sitúa el techo en 2011 y que se llega al mismo mediante una curva de oferta en suave ascenso (Rubin y Buchanan, 2008b).



## EL TECHO DEL PETRÓLEO

**TABLA 1 EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DE PETRÓLEO EN EL PERIODO 2008-2012**

	2008	2009	2010	2011	2012
Producción mundial de petróleo del año anterior	85,30	86,06	86,98	87,85	88,41
Producción de nuevos yacimientos	1,49	1,15	0,80	0,54	0,96
Aumento de la producción de yacimientos ya existentes	2,84	3,38	3,73	3,70	2,75
Agotamiento	3,58	3,61	3,65	3,69	3,71
Producción de petróleo	86,06	86,98	87,85	88,41	88,40

Fuente: Rubin y Buchanan: 2008a

A continuación analiza (en la tabla 2) cómo se va a repartir los 2,4 Mb/d de aumento de la oferta. Prevé que se incrementará el consumo de los países exportadores en 3,6 Mb/d en el periodo considerado y que el de los países emergentes importadores de petróleo lo hagan en 2,6 Mb/d. Así que

hasta aquí se produciría un desfase ente oferta y demanda de 3,8 Mb/d. Este desfase quedará anulado con la caída de la demanda de los países OCDE, que se producirá a consecuencia de la estimación de un aumento de precios del 50% en el periodo considerado (Rubin y Buchanan, 2008a).

**TABLA 2 LA OFERTA SATISFACE LA DEMANDA EN UN ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda Mundial de Petróleo	85,7	86,1	87,0	87,9	88,4	88,4
% incremento	1,2	0,5	1,0	1,1	0,6	0,0
OCDE	47,2	46,4	46,0	45,6	44,8	43,6
% incremento	-0,3	-1,6	-0,9	-0,9	-1,7	-2,6
OPEP+Méjico+Rusia	12,8	13,4	14,1	14,8	15,6	16,4
% incremento	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1
China+Otros países en desarrollo	25,8	26,3	26,9	27,5	28,0	28,4
% incremento	2,3	2,0	2,3	2,4	1,9	1,4
Oferta Mundial de Petróleo	85,3	86,1	87,0	87,9	88,4	88,4
Precio petróleo (WTI \$/b)	72,0	95,0	105,0	115,0	130,0	150,0

Fuente: Rubin y Buchanan: 2008a



### 1.6.2 La fase post techo

He comentado que gana adeptos la hipótesis de que la meseta actual es el techo, pero se discrepa sobre la fecha de inicio, duración de la meseta y el tipo de declive posterior. Y estas divergencias tienen mucha importancia. Si la meseta es la actual, es corta y seguida de un fuerte declive, el impacto será mucho más intenso que en el caso de una meseta larga (con inicio más tardío) que de paso a una caída suave.

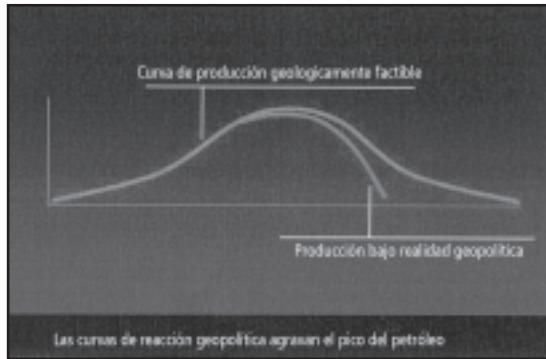
Al Hussein estima que nos encontramos en una meseta iniciada en 2006 y que durará 15 años. Por el contrario, Bakhtiari afirma que estamos desde 2006 en una meseta de 2-3 años de duración y después vendrán tres fases de declive crecientemente intenso, con intervalos semejantes. El descenso empezaría a ser importante hacia 2011 y se agudizaría 2-3 años más tarde. Las posiciones de Campbell y del Energy Watch Group no están alejadas de Bakhtiari. Prevén una semi-meseta corta (3-4 años), pero ligeramente redondeada (al principio hacia arriba y después hacia abajo). A continuación se pasaría a una fase de declive, con ratios anuales de 2-3 %. Por otro lado, el BGR (organismo geológico del gobierno alemán), el Consejo Mundial de la Energía y la consultora PFC Energy plantean una aproximación suave al techo, que se produciría en la década próxima, para entrar en una meseta de una década

da y un posterior declive suave (ASPO Newsletter, octubre, 2007; Energy Watch Group, 2007b: 12, 68).

En el apartado de oferta hemos visto la existencia de múltiples factores extra geológicos que reducen la capacidad física de extracción. Uno de ellos es la agudización de las tensiones por el control de los yacimientos y, en última instancia, por el reparto de los fondos entre comunidades étnicas y regiones de algunos estados petroleros. Otro lo constituyen las disputas entre los principales países importadores por el acceso a los recursos crecientemente escasos. A ello hay que añadir las citadas restricciones en el bombeo por parte de los estados exportadores para garantizar un periodo lo más largo posible de recursos disponibles. El gráfico ilustra de forma metafórica la reducción de extracciones por factores extra geológica en relación con la curva teórica de agotamiento.



**GRÁFICO 14 EL EFECTO REDUCTOR DE LAS EXTRACCIONES DEBIDO AL FACTO GEOPOLÍTICO**



*Fuente: Jeff Veil, ponencia de la Conferencia de ASPO USA 2008*

Por último y para tener una visión completa de la realidad, conviene recordar aquí que a los factores indicados de reducción del petróleo disponible se une el hecho de que las exportaciones disminuyen ya, debido a una oferta estancada y de un consumo creciente de los países exportadores. Además, los países OCDE reducen su consumo, permitiendo así que los países emergentes lo puedan seguir aumentando.

## 2. EFECTOS ECONÓMICOS

### 2.1 Consideraciones generales

Hemos visto en el apartado del techo del petróleo que se ha venido produciendo una

escalada histórica en los precios del petróleo, en un contexto de creciente volatilidad, y que la reducción actual dará paso a una nueva escalada. Los economistas ortodoxos no han previsto la escalada. Han venido estimando que en las próximas décadas los precios del petróleo se mantendrían en la banda de 20-30 \$/barril, con una ligera tendencia a subir. La razón es que mantienen la premisa general de que no existe escasez física de recursos, sino económica. El argumento es el siguiente: el aumento del precio disminuiría la demanda (se supone que esta es elástica en relación con el precio), lo cual incentivaría la inversión en nuevas prospecciones, cuyo resultado sería un incremento de la oferta. La realidad está demostrando que la argumentación es falsa. Los altos precios no han dado lugar a descubrimientos significativos, a pesar de que además del incentivo de los precios los gobiernos han multiplicado las subvenciones. En EE.UU., décadas de fuertes inversiones en la prospección petrolífera no han invertido la tendencia: en el periodo 1970-1985 la extracción se redujo en un 20% y para 2000 a la mitad. Desde 1994 se ha doblado la inversión en petróleo y gas natural. Pero, al coincidir con una muy fuerte escalada de costes en la prospección y explotación de yacimientos, se ha venido produciendo una reducción de proyectos nuevos. Además y tal como he comentado, la crisis

financiera y económica está provocando bien la ralentización de desarrollo de proyectos o su suspensión cautelar, debido a que los precios del petróleo no hacen rentable tales proyectos. Este hecho va a empeorar los problemas de oferta cuando la demanda empiece a recuperarse.

Lejos de reconocer su equivocación, a lo largo del tiempo vienen explicando que el petróleo caro es el resultado de imprevistos fenómenos coyunturales, tal como hemos visto. Así que, una vez que desaparezcan, los precios regresarán a la citada banda. Por ello, la fuerte caída de los precios iniciada en el segundo semestre de 2008 les impulsa a reafirmarse y a asegurar que el petróleo seguirá cayendo. Sin embargo, los principales analistas y el informe Outlook 2008 de la AIE (2008) alerta de que pronto se reiniciará una nueva escalada y que se producirá una crisis energética en algún momento del periodo 2012-2015.

Otra premisa que mantiene la mayoría de los economistas ortodoxos es que el encarecimiento del petróleo deprime la economía y que el petróleo barato es una condición ineludible para el crecimiento económico. A medida que el precio ha ido creciendo por encima de los 30\$/b, se han multiplicado los avisos por parte de las instituciones financieras de que esta situación provocaría un proceso inflacionario y una disminución del cre-

cimiento económico. Esto es lo que han venido haciendo, por ejemplo, el Fondo Monetario Internacional, la Reserva Federal de EE.UU. y el Banco Central Europeo. Se han venido multiplicando los estudios econométricos que demostraban determinadas reducciones del PIB en función de escenarios de encarecimiento. Por ejemplo, la OCDE y el FMI afirman que un aumento de 10 \$/b durante un año reducirá el crecimiento de la economía mundial en 0,60 puntos (Hirsch et al., 2005: 31; Vernon, 2008).

Por el contrario, la fuerte escalada de los precios ha coincidido con un alto crecimiento de la economía mundial y sin aumentos significativos de la inflación hasta finales de 2007. En 1999 el precio del petróleo se triplicó y, sin embargo, el incremento del consumo fue el mayor en 10 años. En 2004, año en el que el barril llegó a superar los 50\$, la economía mundial logró un crecimiento del 4,8%, el mayor en 15 años, y la demanda de petróleo creció un 4%. En 2005 el barril se encareció un 45% y se produjo un crecimiento del 4%. En 2006 la economía mundial creció un 3,7% y el petróleo un 20%. Pero tenía que llegar el momento en que la escalada del petróleo acabaría impactando en las principales variables económicas. Un precio alto (por encima de los 100\$/b) supone un descomunal trasvase de fondos de los países importadores a los exportadores. Esto supo-

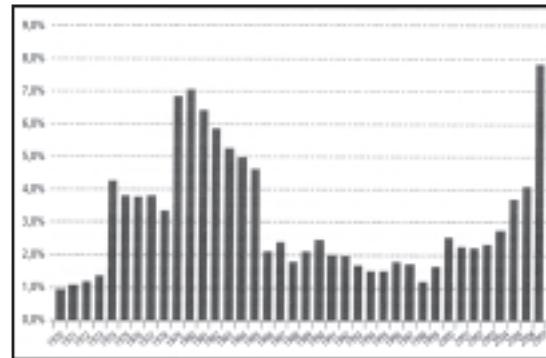


ne una fuerte depresión del consumo de los primeros. Además, genera una fuerte alza de la inflación. Estos fenómenos empezaron a hacerse evidentes desde principios de 2008 y aceleraron el desplome del sector inmobiliario, el colapso del sistema financiero y la caída del crecimiento económico, especialmente, en la zona euro y en Japón, debido a que importan la gran mayoría o todo el petróleo (MacKillop, 2005b; Hirsch et al., 2005: 16; Rubin y Buchanan, 2008b).

Por último, algunos economistas neoclásicos han venido afirmando que el impacto de la escalada de los precios del petróleo iba a ser menor que el de las dos crisis anteriores, porque opinaban que el gasto en petróleo en relación con el PIB es menor que antes. Estamos viendo que no es cierto. En primer lugar, no tienen en cuenta que los países aminoraron el impacto de las crisis anteriores sustituyendo petróleo por gas natural (en calefacción, en generación eléctrica y en industria pesada), que en aquella época era muy barato. Ahora esta deriva no se puede dar sobre bases duraderas, por los limitados recursos de gas. El gasto en petróleo perdió peso en relación con el PIB, sobre todo, debido a su abaratamiento, pero ahora se incrementa aceleradamente. R.F. Wescott (2006) estudia las variaciones del ratio con el tiempo y lo calcula para el supuesto de que un ataque terrorista eleve el precio a 120\$/b en

2007, caso en el que el ratio es superior al ratio máximo, alcanzado hacia 1980, tal como se ve en el gráfico 15. Por otro lado, tal premisa muestra que el análisis puramente monetario lleva a verdaderas aberraciones, como la de decir que el sector agrario no es importante, porque sólo aporta el 3% del PIB de EE.UU. Esto es lo que afirman William Nordhaus y Thomas Schelling (Gowdy, 2006). De igual forma, se puede afirmar que la escasez del combustible del transporte no va a afectar al crecimiento económico, a pesar de que este colapse.

GRÁFICO 15 EL GASTO MUNDIAL COMO PORCENTAJE DEL PIB MUNDIAL



Fuente: R.F. Wescott (2006)



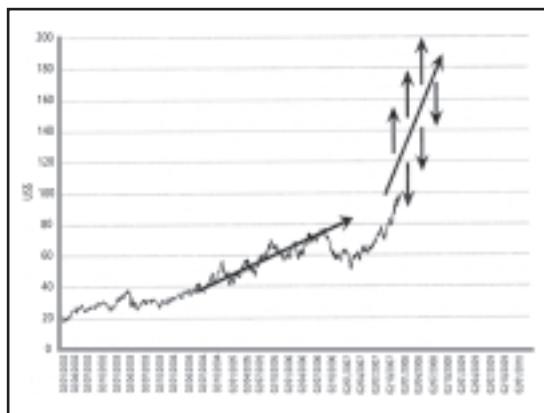
## 2.2 Efectos generales

Los techos del petróleo y del gas natural supondrán un colapso económico. Nunca se ha dado un fenómeno semejante, por lo que es muy difícil prever el momento y la profundidad del colapso. También, es arriesgada cualquier previsión sobre su duración y el proceso de recuperación, aunque será largo. Un estudio para el DoE llega a la conclusión de que sólo el cambio de combustible necesita 15-20 años (Hirsh et al., 2005: 64).

La experiencia histórica nos muestra que se producirá un crecimiento explosivo del precio del petróleo. Una idea de la magnitud de la subida nos la da la evolución de su precio en las dos crisis anteriores. El 19 de octubre de 1973 subió de 3 a 5 dólares el barril y para Navidad había alcanzado los 11,65 dólares (42 dólares de 2004). A finales de la década de los 70 la revolución jomeinista provocó un fenómeno semejante. En 1980 subió a 35,69 dólares (82 dólares de 2004). En ambos casos el desajuste entre oferta y demanda fue del 5-7% y sólo duró unos pocos meses (Hamilton-Berger, 2003: 54; McKillop, 2004). La diferencia es que el techo supone una situación de escasez creciente. Por ello aumentan los analistas que prevén precios superiores a 200 dólares (tal como hemos visto en el capítulo anterior), en un contexto de gran volatilidad que se muestra el gráfico 16. La alta volatilidad se

producirá porque, cuando suba mucho el precio, se reducirá drásticamente el consumo y los precios caerán con fuerza. Este hecho activará de nuevo la demanda y el precio alcanzará nuevas cotas. Este ciclo se repetirá muchas veces, hasta que cambie el modelo energético. Esta dinámica traerá consigo una situación caótica, no sólo en lo económico, sino también en lo político.

GRÁFICO 16 ALTA VOLATILIDAD DE LOS PRECIOS DESPUÉS DEL TECHO



Fuente: elaboración propia a partir de un gráfico de C. Campbell (2005: 34)

La conjunción de la escalada de los precios del petróleo (sobre todo), de los materiales y de los alimentos activó fuertes tensiones inflacionistas en la última escalada del petróleo y redujo el consumo por el fuerte incre-



mento del monto de las importaciones energéticas. Hemos visto que tal escalada inició la crisis económica actual y la agudizó acelerando el estallido de la burbuja inmobiliaria y el derrumbe del sistema financiero. Una vez que la crisis económica actual se empiece a superar, los precios reiniciarán una nueva escalada Y, una vez más, los gobiernos se verán en la disyuntiva de atajarla elevando mucho el tipo de interés, con lo cual deprimirán la economía aún más, o aceptar una hiperinflación (y sus efectos desestabilizadores para la economía) y evitar deprimir la economía aún más. Pero esta situación tendrá una gravedad creciente, si no se toman medidas para realizar un fuerte y rápido desenganche del petróleo.

Cuando los gobiernos se enfrenten a estas profundas crisis recurrentes, se verán forzados a adoptar políticas de emergencia, que supondrán de facto un reforzamiento de su soberanía. Tendrán que enfrentarse a una aguda escasez de dinero, porque el sistema financiero los bancos lo crean a partir del endeudamiento. Lo más probable es que, al igual que en la década de los 30 del siglo XX, se creen numerosos sistemas de dinero local. Los gobiernos se verán obligados a alentar tales prácticas y, en general, a tomar las riendas de la generación de dinero, que ahora está en manos de la banca privada. Además, se hundirá el SMI basado en el

dólar y si las reformas que proponen en la situación actual no son adecuadas, habrá que crear otro que realmente controle los flujos financieros internacionales. El comercio se reducirá drásticamente y especialmente el más lejano. Lo cual obligará a crear economías fuertemente descentralizadas a todos los niveles: local, comarcal, regional y estatal. Cada nivel tendrá una capacidad de descentralización que se incrementará en proporción al tamaño de la población y de los recursos naturales de cada territorio. Los sectores con más potencial descentralizador serán el energético y el agrícola. Las grandes empresas financieras verán reducido su volumen fuertemente, por el colapso del sistema financiero internacional. Las de producción verán imposible continuar con su potente comercio intraempresarial (supone alrededor del 40% comercio internacional), lo cual hará inviables numerosas plantas (aparte de la reducción del volumen de producción producida por el impacto de la crisis económica). Así que su tamaño será mucho menor y sus plantas situadas en estados diferentes serán mucho más autónomas. El comercio internacional se realizará básicamente con los estados geográficamente más próximos. Se producirá y construirá poco, pero aumentarán las actividades de reparación, remanufactura, rehabilitación, reciclado, etc. El mantenimiento de las infraestructuras de trans-



porte menos necesarias será muy precario. Los capítulos principales de inversión serán en eficiencia, en sistemas de captación de energías renovables y en la adaptación y modernización de las redes de transporte colectivo y de mercancías. La capacidad de gasto de los gobiernos se reducirá mucho, al mismo tiempo que se dispararán las necesidades de inversión en las reconversiones sectoriales y las de gasto social.

Estas transformaciones suponen el fin del proceso liberalizador y la eliminación de los elementos centrales del proceso globalizador que hemos venido sufriendo en las dos últimas décadas. J. Rubin y B. Tal (2008), economistas del banco CIBC, afirman que es posible en la primera frase de un estudio sobre el tema: "La globalización es reversible". Muchos autores hablan ya de un proceso de desglobalización. Proliferan los signos de la reversión: reducción y regionalización del comercio internacional; y signos de la proximidad del fin del actual SMI. Se ha hundido el sistema financiero mundial. Además, se vienen manifestando otras señales: el fracaso de la última iniciativa liberalizadora (la Ronda del Milenio) y el incumplimiento creciente de los acuerdos de la OMC. Las potencias no renuncian a las prácticas condenadas por este organismo y pagan las penalizaciones y multiplican los obstáculos al comercio cuando éste les resulta lesivo. Es un ejemplo

la negativa sistemática del Senado estadounidense a que compañías extranjeras compren empresas estratégicas (petroleras, compañías que gestionan servicios esenciales, como los que proveen los puertos, etc.). Por último, estamos viendo cómo en los procesos de absorciones de compañías claves de países europeos (de energía, aéreas, bancos, etc.) los gobiernos adoptan medidas proteccionistas, a pesar de las condenas de Bruselas (Wessel, 2008).

El impacto del techo será menor cuanto más predominen los factores siguientes: rentas altas; administraciones con finanzas saneas; baja dependencia de combustibles fósiles (especialmente del petróleo); alta eficiencia energética; grandes recursos de petróleo y gas; fuerte desarrollo de las tecnologías solares; rentas altas (elevada capacidad de cambio tecnológico, de compra de combustibles, etc.); baja apertura de la economía; alta diversidad de tejido económico; instituciones sólidas; alta cohesión social. Los países en los que predominan los factores contrarios se encontrarán en la posición más difícil. Por otro lado y aunque la subida generalizada de los precios del petróleo es la misma en todo el mundo, salvando las pequeñas diferencias en los precios entre los mercados de Londres y Nueva York (los dos mercados principales), la incidencia de los mismos varía ampliamente según regiones.



En las zonas en que los impuestos sobre combustibles fósiles son más bajos, la subida de precios son relativamente mayores que en las zonas con fiscalidad alta. También, afectan los movimientos en la paridad de las monedas.

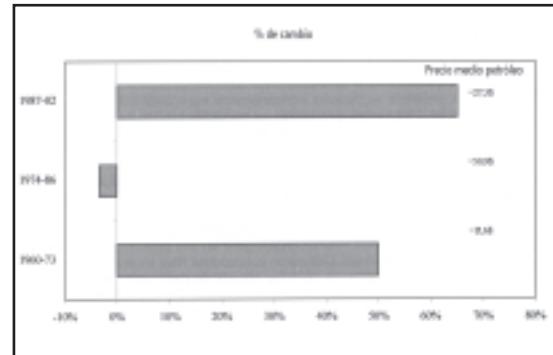
## 2.3 Efectos estructurales

### 2.3.1 Sobre el comercio

Históricamente un fuerte y prolongado encarecimiento de los combustibles ha tenido un efecto depresivo del comercio, especialmente del internacional a larga distancia, y de recanalización del mismo hacia el comercio regional. En el periodo 1960-1972 el indicador de exportaciones en relación con el PIB mundial creció un 50% y más de un 60% en el periodo 1986-2002. En ambos periodos el petróleo era muy barato (en el primer periodo estaba a 16\$/b y en el segundo a 27\$/b, a precios de hoy) y se redujeron los aranceles. Por el contrario, si comparamos los periodos de 1974-1986 y 1987-2000, vemos que en ambos periodos el PIB mundial creció al ritmo medio anual del 3,5%, pero en el primero el indicador de exportaciones en relación con el PIB mundial permaneció inalterado, debido a la fuerte escalada del precio del petróleo, mientras que en el segundo creció más de un 60%. También, se produjo una disminución del comercio a larga distancia a favor del de

menor recorrido. En el periodo 1966-1973 la distancia media del comercio aumentó en un 30%, pero en el periodo 1974-1986 el comercio de largo recorrido disminuyó un 30%. Entre 1973 y 1980, periodo en el que la subida nominal del barril fue un 400%, la proporción de importaciones a larga distancia (de Asia y Europa) a EE.UU. cayó un 32%, mientras que el comercio regional (Latinoamérica y Caribe) se incrementó un 30% (Rubin y Tal, 2005).

GRÁFICO 17: RATIO DE EXPORTACIONES MUNDIALES EN RELACIÓN CON EL PIB GLOBAL



Fuente: Rubin, J. y Tal, B. (2008)

Nota: precios del petróleo a precios constantes.

El análisis del comercio convirtiendo los costes de transporte en aranceles clarifica más el efecto de los precios del petróleo

sobre el mismo. En 2000, cuando el barril estaba 20\$, los costes del transporte equivalían a un arancel del 3% para EE.UU. En 2008 equivalen a un arancel del 9%, con 130\$/b. A 150\$/b el arancel equivalente es del 11% y a 200\$/b el arancel se pone en los niveles de principio de los 60, cuando apenas había empezado el proceso liberalizador. Cada aumento de la distancia de 10%, los costes de transporte suben un 4,5%. Estos ratios explican la reducción actual del comercio a larga distancia de las mercancías con un ratio peso/precio elevado, como son los de productos siderúrgicos, electrodomésticos, calzado, maquinaria industrial, etc. Estos son productos típicos de las exportaciones chinas, por lo que este comercio se está reduciendo. En 2004 suponían el 52% de las exportaciones chinas a EE.UU. En 2008 alcanzan el 42%. Estos hechos están produciendo dos tendencias: aumenta mucho la producción autóctona de los productos mencionados (por ejemplo, la producción de acero estadounidense está alcanzado cotas no vistas desde hace décadas) y su importación de los países latinoamericanos y del Caribe. Las exportaciones mejicanas a EE.UU. crecen al ritmo anual del 7% (Rubin y Tal, 2008).

### 2.3.3 Sobre el sistema financiero

La revolución industrial produjo también otra revolución: la financiera. Se pasó de un

sistema en el que los bancos centrales creaban el dinero a otro en el que la banca privada lo genera (en su inmensa mayoría) a partir del endeudamiento privado. Prestan más dinero del que tienen disponible y esto no genera ningún problema, si la economía está en constante crecimiento. El consiguiente aumento de rentas permite a los deudores hacer frente a sus obligaciones financieras. Es un sistema basado en la confianza en el crecimiento perpetuo. Pero si esta premisa no se cumple, el sistema colapsa. Y aunque se cumpla, puede colapsar por lo que se podría definir un mal uso del sistema. Durante la burbuja inmobiliaria se intensificó la tendencia de los bancos a prestar dinero a personas y entidades poco o nada solventes, debido al contexto estructural en el que operan. Caracterizado por una fuerte competencia en el sector y el interés por fortalecerse rápidamente ante la proliferación en todos los sectores de OPAs inamistosas. Los bancos sabían que tal política era arriesgada, pero la mayor parte de ellos se vieron arrastrados a aplicarla, porque los que empezaron con ella estaban ganando mucho dinero. Las tensiones inflacionarias de la escalada del petróleo, aunque muy moderadas, impedían que los bancos centrales rebajaran los tipos de interés. Todo ello desembocó en el estallido mundial de la burbuja inmobiliaria.



El estallido de la burbuja inmobiliaria ha provocado el derrumbe del sistema financiero internacional. Siempre se ha afirmado que la debilidad de este sistema se encontraba en la esfera internacional, ya que carece de instituciones capaces de regular un mercado caracterizado por sus excesos, debido a su carácter eminentemente especulativo. Por el contrario, que a escala nacional existían instituciones que regulan los mercados y evitan los excesos. Aparte de que es ya prácticamente separar ambas escalas, en el caso de la burbuja inmobiliaria ha quedado patente que los Bancos Centrales han tolerado el mercado fraudulento originado en los préstamos sin garantía de devolución (las subprimes). También, ha quedado de manifiesto que las agencias de certificación han venido dando una alta valoración a semejantes productos. Así que todo el mundo financiero ha conspirado para que se produjera esta situación. Pero este fenómeno no es coyuntural, sino estructural, como lo demuestran otros muchos comportamientos. Las ingentes masas de fondos financieros (en muchos casos generados por fondos de pensiones) que buscan rentabilidad en los mercados internacionales generan una dinámica crecientemente especulativa. Las acciones de las empresas alcanzaron cotizaciones muy superiores al precio de mercado de las mismas. Desde mediados de 2003 los precios de casi

todos los activos financieros habían mostrado una tendencia al alza prácticamente continua. Y ni el estallido de la burbuja inmobiliaria, ni la fuerte escalada del precio del petróleo evitaron a finales de 2007 que las Bolsas siguieran alcanzando máximos de cotización. Destaca las altas ganancias de la bolsa china, que en 2006 produjo una revalorización del 130%. Este panorama es descrito por el BIS (2007: 7-10) como "irracionalmente exuberante" y lo explica como una tendencia natural: "parece existir una tendencia natural en los mercados a que los éxitos pasados conlleven un aumento de la asunción de riesgo, del apalancamiento de la financiación, de los precios, de las garantías y, con ello, que se asuma más riesgo". Y éste ha dado lugar a una profunda crisis financiera, provocando una situación de pánico en las bolsas.

Así que el derrumbe del sistema financiero enseña que éste no puede despegarse permanentemente de la economía real. Periódicamente se producen crisis bursátiles y colapsos financieros de países y regiones y, a pesar de que las autoridades financieras han desarrollado mecanismos para minimizar tales impactos, no siempre pueden lograrlo, como ocurrió con el estallido de la burbuja inmobiliaria japonesa a principios de la década de los 90, con la crisis financiera del sudeste asiático de finales de esta década (pro-



vocada por la retirada masiva y en tiempo récord de los inversores internacionales) y ahora se ha producido la mayor de todas, como consecuencia de la orgía especulativa que hemos vivido.

## 2.4 Efectos sectoriales

En este apartado sólo citaré los rasgos generales de los procesos de cambio en el sector energético, debido a que el impacto directo sobre él de la crisis energética determina la necesidad de dedicarle un tratamiento amplio, que no es posible en este texto. Al estudiar su impacto en los otros sectores, lo centraré especialmente en los países OCDE, porque es donde existen mejores fuentes de información y, además, se están empezando a producir cambios importantes, aparte de los colapsos que están sufriendo numerosos países pobres. Vamos a ver que la escalada del precio del petróleo no está produciendo transformaciones estructurales claras, sino que está incentivando algunas tendencias de cambio. Sólo en el caso de aguda escasez de gas natural debido a la producción de techos regionales se están produciendo algunas transformaciones estructurales en sectores. Los efectos sectoriales varían según los países en función de diversos factores: el indicado anteriormente de que las subidas de precios tienen repercusiones diferentes; las tecnologías son diferentes (por ejemplo, el

petróleo y el gas natural se utilizan para producir electricidad y en la química básica, pero en proporciones muy diversas). Por último, los efectos sectoriales son de varios tipos: produce el debilitamiento de subsectores, el deslocalización de plantas y la emergencia de subsectores que ocupan mercados inicialmente pequeños, pero que se expanden frecuentemente a ritmos explosivos. Entre los sectores que van a verse especialmente impactados (además del energético) destacan por su importancia los de transporte y algunos subsectores industriales.

### 2.4.1 Energía

Por las razones indicadas, aquí sólo cito los efectos principales de la escalada del petróleo:

- Se intensifica el consumo del carbón, sobre todo, para la generación eléctrica. Esta tendencia es particularmente fuerte en países que tienen las mayores reservas (China, EE.UU. e India), con la excepción de Rusia.
- Se intensifica el uso del gas natural en la generación eléctrica, especialmente en los países OCDE.
- La opción nuclear vive un cierto renacimiento, pero no es previsible que desempeñe un papel relevante en el futuro.
- Continúa la escalada de la producción de agrocombustibles, pero se ralentiza en la



UE, debido a los terribles efectos colaterales que genera. La mayor parte de la producción de países No-OCDE se exporta a los países OCDE.

- Han empezado a proliferar políticas y comportamientos de reducción del consumo de energía.
- Se está produciendo un crecimiento explosivo del uso de las tecnologías más maduras de captación de la energía solar. Este fenómeno se centra en los países OCDE, con las excepciones significativas de China e India, pero se empieza extender por todo el mundo.
- La economía del hidrógeno empieza a despegar.
- En los próximos años se van a producir grandes revoluciones tecnológicas en la captación de energía solar y en la producción y uso del hidrógeno.

Pero la transformación será larga y nos faltará un combustible con propiedades inigualables.

#### 2.4.2 Transporte

El transporte representa el 30 % del consumo de energía de la Unión Europea. El petróleo supone el 98% de la energía consumida por el transporte y el 75% de la cantidad anterior es consumido en el transporte de carretera. La tendencia dominante en la mayor parte de los países comunitarios ha

sido la de reforzamiento de la fuerte hegemonía del transporte por carretera y un fortísimo crecimiento de los desplazamientos de viajeros por avión. Por otro lado, es evidente el abuso de la utilización del coche. El 50% de los desplazamientos en coche son de menos de 5 Km y el 30% son de menos de 2 Km. Según la Comisión Europea (2007), menos del 10% de los desplazamientos se realizan en transporte público. El 5% de los desplazamientos se realizan en bicicleta y los desplazamientos conjuntos de a pie y en bicicleta han venido disminuyendo. La Comisión Europea (2007) prevé en un escenario lineal que para 2030 el consumo energético del transporte se incremente en un 30%, repartiéndose el consumo en un 45% para el transporte de mercancías y en un 55% para pasajeros. La escalada de precios del petróleo hará inviable el cumplimiento de tales previsiones. La última escalada de precios ha empezado a cambiar el reparto modal de mercancías y pasajeros, mediante trasvases de pasajeros y mercancías hacia el ferrocarril y de mercancías hacia el barco. Por el contrario, se está contrayendo el sector aéreo. Estas tendencias se agudizarán con el tiempo y van a producir una gran transformación en este sector, que se puede sintetizar en la sustitución del paradigma predominante hasta ahora (que concreta en la tendencia a más movilidad, más rápida y



más lejana) por el inverso (menos movilidad, más lenta y más próxima). Veremos numerosos signos del cambio que se han producido durante la última escalada de precios.

### **Transformaciones que se han producido**

Analizaré las políticas promovidas por los gobiernos y las reacciones más o menos autónomas de los agentes del transporte. En los últimos años las tendencias de cambio más importantes que han sido promovidas por algunos gobiernos se basan en algunos de los motivos siguientes: reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, reducir la dependencia del petróleo, reducir la contaminación atmosférica de las ciudades, avanzar hacia un transporte sostenible, transformación del modelo de transporte ante el techo del petróleo, etc. Aumenta rápidamente el número de gobiernos que adoptan medidas tendentes a: incentivar la compra de los vehículos más eficientes; obligar a los fabricantes a mejorar la eficiencia de los vehículos a incrementar el uso de los medios de transporte colectivo; construir nuevas líneas ferroviarias y/o modernizar las existentes; y, por último, adoptar medidas importantes de presión para provocar un trasvase modal de mercancías y pasajeros desde los modos más ineficientes a los más eficientes. Pero también es cierto que los gobiernos de los países OCDE han venido claudicando ante las protestas,

cada vez más frecuentes, de transportistas demandando "precios profesionales" de las gasolinas, es decir, subvenciones crecientes. Estas actuaciones retrasan los inevitables cambios estructurales, como el trasvase de mercancías de la carretera al barco y el ferrocarril, el de pasajeros del coche a medios colectivos o no motorizados y las reconversiones de los modos que se debilitan. Pero los gobiernos deben actuar para impulsar estos cambios de la forma más rápida posible y para disminuir los costes sociales y económicos de las reconversiones.

Crece el número de gobiernos que establecen sistemas bonus malus: impuestos de matriculación de coches que favorecen la compra de los más eficientes y desincentivan la de los vehículos más ineficientes. Se aprecia una preocupación creciente en numerosos gobiernos por mejorar las cuotas modales del ferrocarril y del barco en el transporte de mercancías, aunque estas políticas están mucho más retrasadas que las anteriores. Como fruto de ello se está incrementando la inversión en el ferrocarril, tanto metropolitano como de larga distancia. Muchas ciudades están construyendo y ampliando líneas de Metro y de tranvías. Además, promueven una reordenación del espacio urbano a favor de los desplazamientos no motorizados, obstaculizan e, incluso, prohíben el acceso del coche a las zonas centrales o, al menos, de



los coches más contaminantes. Por ejemplo, Toronto, Melbourne y varias ciudades de su entorno están poniendo en marcha un plan para dar prioridad de las zonas centrales a los desplazamientos no motorizados y colectivos, aumentando mucho el espacio dedicado a los mismos (aceras, pasos de peatones, etc.) y programando los semáforos para dar prioridad a tales modos (Lucas, 2008).

Por otro lado, se han empezado a mostrar cambios de comportamientos en los usuarios de coches y en las empresas de transporte, tanto de pasajeros como de mercancías, que constituyen respuestas autónomas a la escalada de los precios de las gasolineras. Sin embargo, frecuentemente resulta difícil determinar cuáles han sido los factores más determinantes (los precios de los combustibles, las políticas públicas o la reducción en el crecimiento del PIB) en los cambios de comportamiento. EE.UU. constituye una experiencia piloto, a causa de que la escalada del petróleo le ha impactado de forma especial, porque el dólar se depreció frente al resto de monedas de referencia a lo largo de la escalada y los impuestos sobre combustibles son bajos.

Las empresas de transporte de mercancías se han enfrentado a una fuerte escalada de costes en todo el mundo. Lo cual les ha obligado a tomar medidas para ahorrar combustible y las productoras de vehículos a mejo-

rar la eficiencia de sus vehículos. Las empresas productoras están acelerando la reducción de los consumos de sus vehículos bajando su peso e intensifican sus esfuerzos para poner en el mercado vehículos con tecnologías muy avanzadas. Las compañías de transporte multiplican sus esfuerzos para reducir costes como: trasvase de mercancías de la carretera al barco o al ferrocarril; sustitución de los vehículos más veloces, pero más consumidores, por otros más lentos y eficientes; disminución de la velocidad de los vehículos; eliminar los trayectos deficitarios, etc. Además, exigen a los gobiernos inversiones en infraestructuras, como la construcción de nuevas líneas ferroviarias exclusivas para mercancías.

Algunos subsectores de transporte han sido impactados especialmente. Son notables los problemas de las empresas aeronáuticas en todo el mundo, pero especialmente de EE.UU. Las compañías han agotado las medidas de reducción de costes a corto plazo: eliminación de la distribución gratuita de diversos artículos; reducción del peso estructural de los aviones; reducción a los mínimos imprescindibles del combustible y el agua; reducción de la velocidad de desplazamiento; etc. Muchas compañías están reduciendo unos 20 Km/h la velocidad en vuelos de largo recorrido, con el fin de ahorrar combustible. No pueden reducirla más por-



que la IATA (International Air Transport Association) obliga a mantener una velocidad alta en los corredores internacionales. Donde sí pueden hacerlo es en vuelos regionales, donde cada vez utilizan más aviones de hélice, son más lentos, pero reducen el consumo hasta en un 70%. En 2007 se vendieron 400 unidades, frente a 250 reactores. Las compañías chinas e indias son las principales compradoras de los primeros. Una vez agotadas las medidas de reducción de costes a corto plazo, las compañías se ven forzadas a tomar medidas más drásticas. La mayor parte de las compañías han eliminado los trayectos poco rentables, aumentado los precios, prescindido de personal, retirado los aviones menos eficientes y comprado los aviones más eficientes. Pero, como es habitual, las pequeñas son más débiles y está quebrando a ritmo acelerado. En el primer semestre de 2008 quebraron 24 compañías en el mundo y se espera que otras muchas les sigan a corto plazo. En EE.UU. más de 400 aeropuertos redujeron vuelos y cerca de 30 se quedaron sin vuelos regulares en 2007 (Whipple, 2008; Blakely, 2008; Maynard, 2008).

El papel de la navegación marítima se ha reforzado con la escalada del petróleo, porque es la más eficiente. Lo cual no impide que las compañías hayan sufrido, también, el aumento de costes. Para limitarlos han acu-

dido a medidas similares a las de otros modos. Vuelven a usar barcos más antiguos, retiran los más modernos (por ser más rápidos), compran buques más eficientes y empiezan a aprovechar la energía eólica. La empresa alemana SkySails y la estadounidense KiteShips venden cometas para impulsar los barcos. La compañía Baluga ha empezado a instalarlos en sus 50 naves. Las compañías de ferrys están retirando o disminuyendo la utilización de las embarcaciones que construyeron en el periodo de petróleo muy barato (desde mediados de la década de los 80 hasta finales de los 90), porque consumen mucho al ser muy rápidas. En su lugar utilizan barcos más antiguos y lentos, una vez modernizados (Webster, 2007; Tverberg, 2008c; Rubin y Tal, 2008).

En EE.UU. algunas compañías de transporte de mercancías por carretera han bajado la velocidad que permiten los limitadores de velocidad. Y la American Trucking Associations (ATA), que representan a las compañías citadas, ha reivindicado la vuelta a la limitación de 55 m/h que fue aprobada en 1974 y después derogada, aunque de momento pretende un límite de 65 m/h, para todo tipo de vehículos. Y, como el transporte por camión se encareció en relación con el ferroviario, este modo ha incrementado fuertemente su mercado y, por el contrario, el del camión se ha reducido. En



2007 este modo de transporte se redujo en 1,5%, según la ATA, mientras las compañías ferroviarias tienen un aumento constante de viajeros y mercancías. En el primer semestre de 2008 ha disminuido la flota de camiones en un 3%. Por otro lado, hay compañías de transporte que están cambiando de modo. Aumenta la utilización de ríos y canales para el transporte de mercancías. En GB la compañía Tesco ha comenzado a utilizar este modo y pretende intensificar su uso. En Australia, el monopolio de transportes Paul Little pide que el gobierno construya una línea ferroviaria entre Melbourne y Brisbane, ante la subida de los costes del transporte por camión (Vades-Dapena, 2008; Uchitelle, 2008). La Unión Europea pretende crear para 2012 un corredor europeo especializado en mercancías ([www.vialibre.org](http://www.vialibre.org)).

Se ha venido especulando sobre la existencia de cambios de comportamiento entre los usuarios del coche ante la escalada del precio del petróleo. Ahora este comportamiento se está haciendo evidente. Se ha incrementado claramente el número de individuos que limita su uso y que compra vehículos más eficientes. En los países OCDE se han producido reducciones históricas del consumo de gasolina para automoción. En EE.UU. se prevé una reducción en el consumo de petróleo del 10% para 2008. Las ventas de coches están cayendo fuertemente (por la

combinación de precios de gasolinas altos y de la crisis económica), pero especialmente las de coches de mayor consumo. En los países donde se introducen sistemas fiscales importantes en función de la eficiencia de los vehículos, se producen cambios fuertes a favor de la eficiencia (Oberman, 2007; Cohen, 2007; Whipple, 2008; Campoy, 2008).

Una consecuencia de lo dicho, se fortalece el tren, tanto en viajeros como en mercancías. La UIC (Unión Internacional de Ferrocarriles) notifica un aumento del 1,9% de viajeros y de viajeros-kilómetro europeos en el primer trimestre de 2008, sin tener en cuenta los ferrocarriles rusos que perdieron viajeros, por el deterioro de su sistema ferroviario. En los sistemas ferroviarios chino e indio el número de viajeros crece a ritmos en torno al 10%. En EE.UU. las mercancías transportadas por tren crecen al ritmo del 6%, según un informe de la American Public Transportation Association. El transporte de viajeros por autobús, tren y ferrys creció un 3% en el primer trimestre de 2008. FirstGroup, compañía británica líder en transporte, informó a finales de 2007 sobre el aumento de los ingresos provenientes de su negocio de autobuses y lo achacaba a un incremento de pasajeros procedentes del coche. La Association of Train Operating Companies (Atoc) de GB afirma que en 2007



aumentó un 7% el número de viajeros. Tal escalada empieza a desbordar la capacidad de las actuales redes ferroviarias. GB, por ejemplo, prevé el colapso del ferrocarril de cercanías en 10 años, si no se invierte mucho y rápido en aumentar la capacidad (Ward, 2007; Gordon, 2008; Taylor, 2008; [www.via-libre.org](http://www.via-libre.org));).

### **Las transformaciones previsibles en el futuro. Hacia un nuevo modelo de movilidad**

Hemos visto que el paradigma de movilidad que ha dominado hasta recientemente (más movilidad, más rápida y más lejana) está siendo sustituido por otro que es el inverso. La crisis energética provocará una fuerte reducción de la movilidad. Así que resulta particularmente desacertados los planes de construcción de grandes infraestructuras de transporte en base a la extrapolación de las tendencias, dominantes hasta hace poco, de crecimiento de la movilidad. Resulta indudable que el actual flujo internacional de personas y mercancías se reducirá. La gente priorizará la proximidad de los centros trabajo y servicios a la hora de comprar la vivienda. Primará vivir en ciudades densas y de tamaño medio, que garanticen desplazamientos cortos (y en transporte público) para ir a trabajar, para acceder a servicios, etc. Lo cual multiplicará las necesidades de mejora de las redes actuales (puntualidad, frecuen-

cia, comodidad, etc.) y de su ampliación (Faesta, 2007: 43).

En general, se reducirá aún más la velocidad de los desplazamientos de mercancías y de viajeros. Hemos visto que esta empieza a ocurrir en mercancías y en navegación aérea, pero no sólo porque los vehículos irán más lentos sino, también, porque se producirá un fuerte trasvase de los modos más rápidos a los más lentos. Serán muy raros los transportes de mercancías por avión y el fuerte trasvase de mercancías del camión en largas distancias al ferrocarril y al barco, también, supone una reducción de la velocidad. También, se producirá una reducción de las distancias. Se intensificará la tendencia actual hacia la regionalización del comercio, por lo que serán muy raros los desplazamientos a largas distancias de mercancías, exceptuando el caso de mercancías de poco peso y precio alto. Un proceso semejante se producirá en el transporte de viajeros, debido a que los desplazamientos muy largos y/o los muy frecuentes serán muy caros. Es muy probable que sean abandonados muchos de los proyectos de ampliación de aeropuertos y de construcción de líneas ferroviarias de alta velocidad. También lo es que gran parte de las existentes sean reconvertidas en otras de velocidad alta (hasta 200 Km/h) y, por tanto, multifuncionales.



En la aviación se producirá una fuerte reducción de actividad y como consecuencia se fortalecerá el ritmo actual de grandes fusiones de compañías. La gran mayoría de las compañías de bajo coste desaparecerán, porque los altos costes de combustibles dejarán poco margen para reducir otros costes. Muchos aeropuertos pequeños tendrán que cerrar, debido a la desaparición de las compañías de bajo coste, que suelen operar en los mismos, y porque las convencionales eliminarán estos vuelos. Los aeropuertos pequeños y medios no son rentables y viven de las subvenciones públicas.

Los modos de transporte colectivo más eficientes y los que no utilizan petróleo serán los más demandados. Pero habrá diferencias entre los transportes de viajeros y de mercancías. En mercancías, es imposible eliminar el uso del camión en trayectos cortos. Sin embargo, sus altos costes llevarán a reducir al máximo su uso. Se empiezan a manifestarse algunas tendencias en este sentido. Se busca acercar el tren lo más cerca posible a las zonas de distribución. Los ferrocarriles franceses han inaugurado en 2008 un servicio de trenes de mercancías que llegan hasta la estación parisina de Bercy, desde allí se distribuye la carga por carretera por las tiendas de una importante cadena de distribución. En el transporte marítimo se está dando un fenómeno que tiene varias conse-

cuencias y entre ellas la de acercar la carga a los puntos de destino. Hasta ahora los grandes puertos monopolizaban el transporte marítimo de mercancías, incluso las destinadas a lugares alejados. Ahora las llamadas "autopistas del mar" transportan los camiones sin las cabezas tractoras y en los puertos de destino otros transportistas las recogen. Pero con este sistema se utilizan los puertos más cercanos a los destinos de las mercancías, lo cual supone una disminución en el uso del camión y un fortalecimiento de los puertos pequeños ([www.vialibre.org](http://www.vialibre.org)).

Hemos visto que son muy cortos la mayor parte de los desplazamientos diarios de las personas en la UE, por lo que pueden realizarse de forma no motorizada, bien en bici o andando. Por todo el mundo proliferan estos comportamientos cuando existen infraestructuras que permiten un desplazamiento seguro. Esta tendencia es muy importante por el ahorro de energía que supone y porque aliviará la presión sobre los sistemas de transporte colectivo como consecuencia del trasvase modal. En resumen, los problemas mayores de capacidad se producirán en los transportes de viajeros de cercanías y en el ferroviario de mercancías. Por el contrario, las carreteras y aeropuertos se verán infrautilizados.



### 2.4.2 Sobre la industria

Es difícil hacer un análisis de los impactos generales que la última escalada de los precios de los combustibles fósiles ha producido en la industria. Hay falta de información y el periodo transcurrido desde 2002, año en el que inició la escalada, es demasiado corto. Por otro lado, las diferencias de precios regionales y de tradiciones industriales hacen que su incidencia sea variable entre las regiones. A pesar de ello, se constatan varias tendencias que se van a intensificar en el futuro: un desplazamiento de las industrias intensivas en energía hacia los países exportadores de energía; un extraordinario desarrollo de la industria de energías renovables; una sustitución de derivados del petróleo por agroproductos; y un renacimiento de la producción industrial en los países OCDE como consecuencia de la reducción del comercio.

El caso más evidente de deslocalización de empresas se ha producido en EE.UU., debido a que el techo del gas natural de Norteamérica generó durante varios años una gran escalada de su precio y también de la electricidad, por su creciente dependencia del mismo. Han sido deslocalizadas numerosas plantas de aluminio y de petroquímica hacia el Golfo Pérsico, en busca de energía barata. Pero más allá de deslocalizaciones industriales, el fenómeno más importante es la intensificación de las inversiones en la pro-

moción de los tipos de industrias intensivas en energía en los países exportadores de petróleo. En el Golfo Pérsico la capacidad de producción de etileno (la principal materia prima de la industria química, obtenida indistintamente del petróleo y del gas natural) ha aumentado en 10 años (desde mediados de la década de los 90) en 7 millones de toneladas y se espera que crezca hasta 32 millones a principios de la década próxima. También, está creciendo mucho el subsector de metálicas básicas (muy intensivo en energía) y con industrias de alto consumo eléctrico, como la producción de aluminio de la bauxita. ALCAN está construyendo una planta de aluminio en Arabia Saudita que producirá 2 millones de toneladas para 2016. Un consorcio malayo ha llegado a un acuerdo con el gobierno saudí para invertir 30.000 millones de dólar (al 50%) en plantas de producción de aluminio, acero, cobre, etc. Empezará con una inversión de 3.000 millones en una planta de aluminio. Dubai pretende producir en Dubai otra planta de aluminio que entrará en producción en 2010 y que llegará a producir 1,4 Mt/año (American Chemistry Council, 2005; Milmo, 2005; [www.odac-info.org](http://www.odac-info.org)).

Se está produciendo un extraordinario crecimiento de la producción de sistemas captadores de las energías renovables. Además, se está intensificando la sustitución de produc-



tos derivados del petróleo y del gas por bioproductos. Se multiplican las plantas que utilizan la biomasa, sobre todo, para producir agrocombustibles, pero también para la elaboración de otros múltiples productos industriales: bioplásticos, aceites industriales, disolventes, tintes, tintas, productos de higiene y belleza, etc. La glicerina de origen natural tenía ya en 2005 un precio inferior a la obtenida del petróleo. También se está intensificando la utilización de la madera para construcción, de fibras naturales en los automóviles (Alemania es un país pionero en este campo), en la industria textil (Bermejo, 2005; REN21, 2008).

La escalada de los costes del transporte está empezando a provocar una inversión de la tendencia dominante de globalización de la producción. Esto es particularmente palpable en los productos con baja relación de precio y peso, como ocurre con los productos siderúrgicos. En EE.UU. el sector siderúrgico está renaciendo porque el coste del acero chino ha dejado de ser competitivo. El mismo fenómeno empieza a manifestarse en la UE. Es decir, se intensifica la deriva hacia economías más autosuficientes. Las industrias priorizarán cada vez más la reducción de los costes energéticos, lo cual producirá: un mayor uso de la mano de obra en algunos procesos particularmente intensivos en energía; una utilización preferente de mate-

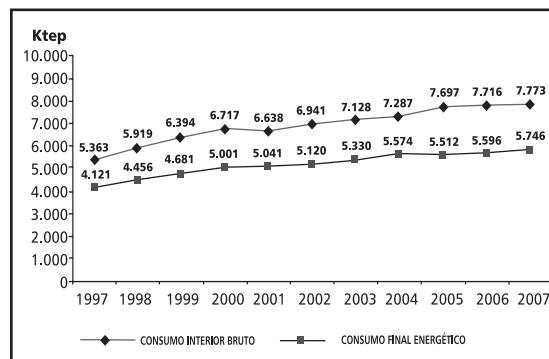
riales locales, frecuentemente debido al reciclado (metales, vidrio, plásticos, etc.); un uso masivo de envases reutilizables; un fortalecimiento de la remanufacturación, especialmente de vehículos de transporte colectivo, como trenes, barcos y aviones. La industria agroalimentaria verá reducirse su tamaño, porque los costes energéticos de los procesos industriales encarecerán mucho los precios de los alimentos elaborados (Faeta, 2007: 44 y 45).



## LA VULNERABILIDAD DE LA CAPV ANTE LA CRISIS ENERGÉTICA

En este apartado describo los consumos energéticos de Euskadi, sus tendencias y el grado de dependencia de fuentes energéticas exteriores. Después analizo cual es la visión del Gobierno Vasco sobre el futuro energético. Y termino comparando la auto-complacencia del Gobierno Vasco con la situación energética con las preocupaciones declaradas por la UE y evidente en la sociedad estadounidense y que ahora recoge Obama para convertirla en el eje de su política estratégica.

GRÁFICO CONSUMO INTERIOR BRUTO Y CONSUMO FINAL ENERGÉTICO



Fuente: EVE ([www.eve.es](http://www.eve.es))

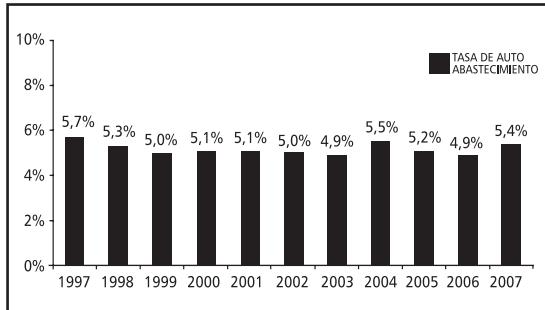
Tal como muestra el gráfico, el consumo energético vasco ha crecido a fuerte ritmo en los últimos 11 años, aunque este incremento se ha ralentizado en los tres últimos años. En 2007 el consumo final se incrementó en un 2,7%, frente al consumo de 2006. La demanda eléctrica aumentó un 1,6% en relación con el mismo año.

La dependencia exterior de energía en 2007 era superior al 95% por razones que iré explicando. El petróleo aportaba el 40,6% del consumo, el gas el 39,2%, las importaciones eléctricas el 8,9% y el carbón el 5,9%. Así que la abrumadora dependencia exterior es debida a los combustibles fósiles, que alcanza cerca del 85%. A ello hay que sumar las aportaciones directas del petróleo, el gas natural y el carbón que se emplean para producir la electricidad exterior que necesitamos. Ello es debido a que la energía eléctrica importada es en buena medida procedente del gas y del carbón, por lo que estimo que el aporte total de los combustibles fósiles se encuentra en torno al 90%. Todo lo cual suponía una dependencia exterior de alrededor del 95%. Por último, el 5,1% es aportado por las energías renovables y constituyen la única fuente energética interior de consideración y una parte importante de ella es biomasa importada, por lo que esta parte no debe ser contabilizada como producción



autóctona. Así que la dependencia del exterior supera ampliamente el 95%.

GRÁFICO EVOLUCIÓN DE LA TASA DE AUTOABASTECIMIENTO



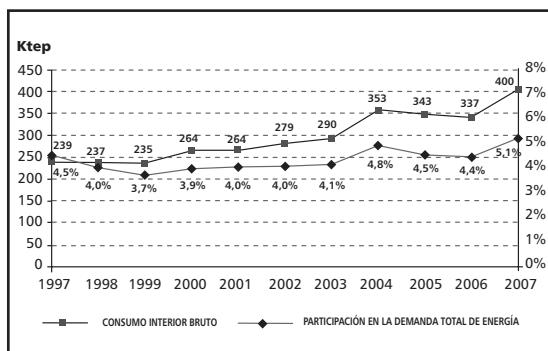
Fuente: EVE ([www.eve.es](http://www.eve.es))

La tendencia de consumo final del petróleo es de fuerte aumento (superior al 3% anual de media en los 11 años que vengo contabilizando). En 2007 subió un 3,7% en relación a 2006, debido al fuerte aumento de consumo del sector de transporte. Hemos visto que el consumo de gas natural es ligeramente inferior al del petróleo. En 2007 se incrementó en un 2,3% frente a 2006. Su consumo se reparte de la forma siguiente: generación eléctrica (42%), industria (35%), cogeneración (13%), sector residencial (7%) y de servicios (3%).

Por último, el 5,1% de aportación de las renovables al consumo primario se debe a las aportaciones de la biomasa (86,0%), hidroeléctrica (7,3%), eólica (7,0%) y solar (0,4%). El EVE apunta que buena parte del aumento de la aportación de la biomasa se debe a los agro-combustibles, pero no aporta datos concretos. En el futuro próximo su aportación crecerá mucho porque, al menos, tres nuevas agro-refinerías (dos en el puerto de Bilbao y otra en Zambrana, la cual supone una ampliación muy fuerte de la que lleva funcionando desde hace años) entrarán en producción. Pero la mayor parte de la biomasa utilizada es importada y lo será en mucha mayor medida en el futuro, por ello se ponen la mayor parte de las agro-refinerías en los puertos. Por el contrario, el ritmo de instalación de parques eólicos ha disminuido en los últimos años y el ritmo de instalación de placas solares térmicas se ha estancado en los últimos años. En el gráfico se muestra un crecimiento apreciable de la energía aportada por las energías renovables al consumo primario. Pero, como el consumo primario crece a fuerte ritmo, la aportación al consumo total de las renovables ha permanecido estancado en torno al 4,5% y sólo 2007 alcanzó el 5,1%, debido al empuje de los agro-combustibles. La Consejería de Industria y Energía viene informando lo evidente: que no se cumplen los objetivos de

umentar la aportación de las renovables. El Plan energético (que después se convirtió en la Estrategia Energética de Euskadi 2010) del Gobierno vasco planteaba el objetivo de que las fuentes energéticas autóctonas alcanzaran una aportación del 18% en 2005 y ese año fue un 4,5%.

GRÁFICO PRODUCCIÓN PRIMARIA DE ENERGÍAS RENOVABLES



Fuente: EVE, [www.eve.es](http://www.eve.es)

La principal conclusión del panorama energético en la CAPV es la extraordinaria dependencia de los combustibles fósiles, todos de origen externo. La segunda conclusión importante es que la dependencia permanece estabilizada, porque las fuentes domésticas (todas de origen renovable) crecen sólo lo suficiente como para mantener el porcentaje de aportación doméstica, hecho que constituye un estrepitoso fracaso de la política

energética de la CAPV. Este panorama determina una extrema vulnerabilidad frente a los problemas del petróleo y del gas que he mostrado en este estudio. Hace meses, Luis Atienza, presidente de Red Eléctrica Española, dio una conferencia en Bilbao y desaconsejó la política del Gobierno vasco de basar la generación eléctrica en el gas natural.

Este diagnóstico debiera de crear una honda preocupación en el Gobierno Vasco, en los principales agentes económicos y en la sociedad vasca en general. Muy al contrario, se respira una gran complacencia. La citada Estrategia Energética nos informa que no hay nada de qué preocuparse en el mundo de la energía, porque hay una gran cantidad de reservas de combustibles fósiles a escala mundial:

"Existe en la actualidad una gran disponibilidad de los diferentes tipos de energías tradicionales (carbón, petróleo, gas natural) a nivel mundial (...) Los estudios realizados sobre las reservas probadas de combustibles fósiles indican que al ritmo actual de consumo, sin tener en cuenta las reservas adicionales que podrían ser aprovechadas con nuevas tecnologías de exploración y explotación, el carbón se agotaría en 220 años, el petróleo en 40 años y el gas natural en 60 años."

Así que, entre otros aspectos de tal declaración, no existen las curvas de extracción en



forma de campana y por, lo tanto, con un techo. Sin embargo, más de 50 países petroleros han llegado al techo y están bajando su ritmo de extracciones, algunos llegando ya a casi el agotamiento y lo mismo está ocurriendo con el gas natural. La afirmación, por ejemplo, de que hay petróleo para 40 años supone que durante estos años la oferta podrá satisfacer una demanda creciente y en el año 40 las extracciones se derrumbarán a cero. Pura ciencia. No importa que los principales expertos (incluidos los de la Agencia Internacional de la Energía) en combustibles fósiles nos alerten de la escasez. No importa que muchos gobiernos que van desde el ámbito local a Estados se declaren en emergencia energética y apliquen estrategias de transformación por el proceso de agotamiento del petróleo y gas. No importa que en la UE exista una preocupación muy grande por el declive del petróleo y el gas doméstico y porque lleva (si no se cambia la política energética) a que la dependencia de la energía exterior pase del 50% al 70% en 2030. No importa que en EE UU exista desde hace tiempo una gran preocupación por su creciente dependencia energética, que Obama ha asumido y convertido en el principal objetivo energético de su mandato lograr un rápido incremento de la producción autóctona, en base a energías limpias, especialmente renovables. Por último, en marzo

de 2007 el Consejo de la Unión Europea aprobó que se alcanzara para 2020 los objetivos generales siguientes: 20% de aumento de la eficiencia; 20% de aportación de las energías renovables al consumo final; 20% de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. La Estrategia Energética de Euskadi 2010 define como uno de sus objetivos "Intensificar los esfuerzos para lograr un mayor aprovechamiento de los recursos autóctonos y de las energías renovables en particular, en consonancia con los objetivos marcados por la Unión Europea".

Pero es evidente que el Gobierno vasco sigue apostando por el gas natural para la generación eléctrica, como lo demuestra este otro objetivo general de la Estrategia: "Promover el cierre progresivo de las centrales térmicas convencionales, y su sustitución por un parque de generación eléctrica más eficiente energética y medioambientalmente". Se aumenta la eficiencia y se reduce los impactos ambientales sustituyendo las centrales de petróleo y carbón por otras de gas natural. Por último, la Estrategia tiene el objetivo de cambio climático siguiente: "Contribuir al cumplimiento de los objetivos establecidos en el Protocolo de Kioto, y a mejorar la calidad ambiental a nivel local". Aparte de que las propuestas no son concretas y medibles, las políticas vigentes apuntan en dirección contraria. Por ejemplo, el modo



de transporte de carretera es el principal consumidor de petróleo y el que más rápidamente aumenta las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero las Diputaciones (con el consenso de Lakua) siguen construyendo carreteras a ritmo acelerado.

