

La situación actual del petróleo y las perspectivas de futuro

Mariano Marzo

Catedrático de Estratigrafía y
profesor de Recursos energéticos en
la Universidad de Barcelona.

Nota: La presente ponencia ha servido de base para la redacción del documento *“Automóvil y medio ambiente. Cuando lo verde sale a cuenta: la hora del consumidor”*, junto a las redactadas por los otros miembros de la Comisión de expertos en movilidad y medio ambiente.

LA SITUACION ACTUAL DEL PETROLEO Y LAS PERSPECTIVAS DE FUTURO

Mariano Marzo

Introducción

Sin duda, el petróleo es mucho más que transporte. De los 159 litros contenidos en una barril, alrededor de la mitad se utiliza como combustible en el transporte (terrestre, 81%; aéreo, 12%; y marítimo, 7%), un treinta y cinco por ciento como fuente de energía en los sectores industrial y residencial, y el quince por ciento restante en la petroquímica para la manufactura de fibras, plásticos, detergentes, medicamentos y un largo etcétera de más de tres mil productos de uso cotidiano, entre los que destacan los abonos y fertilizantes, básicos para la producción a gran escala de alimentos. Sería imposible, vestir, curar y alimentar a la población mundial sin los productos derivados del petróleo. Y hay que recordar que desde los años cincuenta esta se ha multiplicado por dos y para el 2050 se espera un aumento cercano al 40%.

Sin embargo, transporte es sinónimo de petróleo. Hoy en día, cerca del noventa y cuatro por ciento de la energía primaria consumida en el mundo por el sector del transporte proviene del petróleo. Un cinco por ciento proviene del gas natural, ya sea en forma líquida o comprimida, y un uno por ciento de los biocombustibles. No es exagerado, por tanto, concluir que el sector del transporte es absolutamente dependiente de los combustibles líquidos derivados del petróleo.

Este elevadísimo nivel de dependencia del petróleo es específica del sector del transporte, ya que otros sectores -generación de electricidad y calor, industrial, residencial y servicios- muestran una mayor diversificación de fuentes de energía primaria. La razón subyacente a la dependencia del sector del transporte de los combustibles líquidos derivados del petróleo es que la inmensa mayoría de los vehículos actualmente en uso utilizan el motor de combustión interna que - de manera harto ineficiente, por cierto- convierte en movimiento la energía química almacenada en las moléculas de los hidrocarburos.

De cara al futuro, los escenarios previstos por la Agencia Internacional de la Energía¹ en su *World Energy Outlook 2007* no dejan entrever grandes cambios respecto a la situación actual. Si seguimos con los hábitos y tendencias actuales, el escenario de referencia de la Agencia prevé rebajar la dependencia del petróleo del sector del transporte en un uno por ciento en el 2015 y en un dos por ciento en el 2030,. Lo malo es que, tal y como se recoge en el escenario alternativo de la Agencia, incluso apostando decididamente por

¹La AIE, con sede en París, es un organismo autónomo, fundado en 1974, como consecuencia del *shock* petrolero de 1973, dentro del marco de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE). Su objetivo es diseñar y llevar a la práctica un programa energético internacional. La AIE está integrada por: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Luxemburgo, Méjico, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, Republica Checa, Republica Eslovaca, Suecia, Suiza y Turquía. La Comisión Europea también participa en los trabajos de la AIE.

las energías renovables, muy especialmente por los biocarburantes, las previsiones apuntan a que en el 2015 el transporte todavía dependería en un noventa y dos por ciento del petróleo, para posteriormente, en el 2030, situarse en torno al ochenta y nueve por ciento.

De concretarse estas previsiones, la estrecha y aparentemente indisoluble relación existente entre petróleo y transporte constituye una clara amenaza para el medio ambiente. No en vano, el escenario de referencia de la Agencia Internacional de la Energía calcula que las emisiones globales de dióxido de carbono generadas por el sector transporte pasarían de los 5.370 millones de toneladas (Mt) alcanzadas en 2005, a 6 524 Mt en 2015, y a 8.293 Mt en 2030. Unas cifras, las dos últimas que en el escenario más verde o alternativo se rebajan, respectivamente, a 6.188 y 7.102 Mt, pero que en todo caso seguirían representando alrededor del veinte por ciento de las emisiones totales a escala global.

Pero eso no es todo. Además de la amenaza ambiental comentada, el binomio petróleo-transporte constituye ya en estos momentos el eslabón más débil del sistema energético global. Básicamente, porque existen serias incertidumbres a propósito de la seguridad del suministro de petróleo a medio y a largo plazo. En los párrafos que siguen se exponen tales incertidumbres y se concluye la necesidad de adoptar urgentemente estrategias para gestionar y mitigar los riesgos asociados.

Previsiones sobre la demanda global de petróleo

Existen diversos informes centrados sobre la previsión a largo plazo del crecimiento de la demanda y consumo de petróleo. Entre estos destacan el *World Energy Outlook (WEO)* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y el *International Energy Outlook* de la *Energy Information Administration* del Departamento de Energía del Gobierno de los Estados Unidos. Por razones de espacio y simplicidad, las líneas que siguen se estructuran en torno a las conclusiones del escenario de referencia de la AIE publicadas a finales de 2007. El análisis que sigue tiene un alcance esencialmente global, aunque en algún párrafo se presta especial atención a la situación en la Unión Europea.

Las proyecciones del escenario de referencia de la AIE se basan en un conjunto de hipótesis sobre políticas gubernamentales, condiciones macroeconómicas, crecimiento demográfico, precios de los combustibles fósiles y desarrollo tecnológico. Tales proyecciones deben tomarse como una aproximación que solo resulta válida si los gobiernos no toman rumbos diferentes al marcado por los compromisos internacionales adquiridos en el momento de publicación del informe citado en el párrafo precedente.

El crecimiento económico es probablemente el factor que más incide en la demanda energética. La AIE asume que el Producto Interior Bruto mundial crecerá a un promedio del 4,2% anual entre 2005 y 2015, para luego caer al 3,3% durante el periodo 2015-2030.

. Por lo que respecta al crecimiento demográfico, la AIE pronostica un aumento de la población mundial que va de los cerca de 6.400 millones de habitantes del 2005, a algo más de 8.200 millones en el 2030. Hipotéticamente, el precio promedio del barril de petróleo importado (expresado en dólares del

2006) se situaría en torno a los 59 dólares en el 2010, para luego incrementarse gradualmente hasta alcanzar los 62 dólares en el 2030².

Los cambios tecnológicos y de política de los gobiernos, constituyen, junto a las hipótesis formuladas sobre las condiciones macroeconómicas y los precios de los combustibles fósiles, los principales elementos de incertidumbre en el escenario de referencia de la AIE. Ambos factores, el tecnológico y el político, afectarán tanto a la demanda de servicios energéticos como a la tasa de inversión en infraestructuras de suministro. Obviamente, estas incertidumbres se acentúan a medida que nos alejamos del presente, acercándonos al horizonte del 2030.

En relación al desarrollo tecnológico, la AIE piensa que durante el periodo considerado se producirán avances tecnológicos, pero que estos serán incrementales más que revolucionarios. Durante las próximas décadas algunas tecnologías hoy existentes se comercializarán a gran escala y se asistirá a una evolución gradual hacia el empleo de tecnologías menos contaminantes, particularmente de aquellas basadas en la utilización de energías renovables para la generación eléctrica. Pudiera ser que de aquí al 2030 se produjeran avances espectaculares en algunos campos, como en la comercialización del hidrógeno, pero predecir el momento en que esto ocurriría y su magnitud es imposible. Sin duda, los gobiernos pueden jugar un papel clave en el desarrollo de dichas tecnologías, propiciando e impulsando los programas de investigación y desarrollo en materia energética.

La AIE pronostica que durante el periodo 2005-2030 los hidrocarburos (petróleo, gas y carbón) cubrirán cerca del 84% del incremento previsto en la demanda mundial de energía primaria y que su porcentaje en el mix global aumentará ligeramente, de un 81% en el 2005, a un 82% en el 2030. El petróleo seguirá siendo el hidrocarburo más utilizado, a pesar de que su porcentaje sobre el total de la demanda descenderá ligeramente, del 35% en el 2005, al 32% en el 2030. Se prevé que su demanda crezca anualmente un 1,3%, de los 84,7 millones de barriles diarios (Mbd) del 2006, a 98,5 Mbd en el 2015 y 116,3 Mbd en el 2030

Del incremento de 31,6 Mbd previstos entre el 2006 y el 2030, las regiones en desarrollo contabilizarán el 77,5%, con China e India absorbiendo el 42% del citado incremento. La demanda en India crecerá más rápidamente, a un promedio del 3,9% anual, frente al 3,6% de China, aunque este último país será el que registrará el mayor aumento en términos absolutos (9,4 Mbd) entre todos los países o regiones. El consumo de petróleo en América del Norte también crecerá con fuerza, de 24,9 Mbd en el 2006, hasta cerca de 30 Mbd en el 2030. La demanda en otros países de la OCDE³ se incrementará solo modestamente, en unos 0,4-0,5 Mbd. En el caso de la UE⁴, las

² A la luz de acontecimientos recientes, que han llevado el precio del barril a superar los 140 dólares, puede pensarse que estas previsiones resultan excesivamente "optimistas". Otro informe más reciente (*International Energy Outlook 2008*), del Departamento de Energía de los Estados Unidos, considera un escenario de referencia que estima para el 2030 un precio promedio del barril de importación en torno a los 70 dólares (expresados en términos del 2006).

³ La OCDE está formada por los países enumerados en la nota a pie de página nº 1

⁴ Las proyecciones se refieren a la UE de los veintisiete: Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Dinamarca, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Rumania y Suecia.

proyecciones de la AIE no prevén un crecimiento de la demanda para el periodo 2006-2030, de forma que esta se estabilizaría alrededor de los 13,8-14 Mbd. América del Norte, seguirá siendo, de lejos, el mayor mercado para el petróleo.

El sector del transporte será el principal impulsor de la demanda de petróleo en la mayoría de regiones. A escala global, el porcentaje del consumo total de petróleo atribuible al transporte aumentará del 47% en 2005, al 52% en 2030. Como ya se ha comentado en el apartado de introducción, a pesar de que los biocarburantes aumentarán su cuota de mercado, especialmente en el transporte por carretera, los derivados del petróleo no perderán durante el periodo proyectado su condición de combustible prácticamente hegemónico en el sector del transporte, experimentando tan solo una leve caída: del 94% en 2005 al 92% en 2030.

Las proyecciones del escenario de referencia de la AIE indican que el consumo mundial de petróleo por el sector del transporte crecerá a un ritmo anual del 1,7% durante el periodo 2005-2030. La demanda aumentará más rápidamente en las regiones en vías de desarrollo, en la medida que sus habitantes disfrutaran de un mayor poder adquisitivo y sus gobiernos incrementarán las inversiones en infraestructuras. En la actualidad, existen alrededor de 900 millones de vehículos (excluyendo los ciclomotores) en las carreteras del mundo y para 2030, se espera que su número sobrepase los 2.100 millones. La mayor parte de los nuevos vehículos circularán en Asia y se espera que el parque en los países que no pertenecen a la OCDE sobrepase al del conjunto de los países de la OCDE en 2025, superándolo en un 30% en 2030. Con toda seguridad, en la mayoría de las regiones, las mejoras en las prestaciones de los carburantes ralentizará el crecimiento de la demanda de gasolina y diesel, pero no serán suficientes para revertir la tendencia.

Disponibilidad de recursos y reservas de petróleo

En párrafos precedentes hemos comentado el comportamiento de la demanda de petróleo, prevista por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en el horizonte del 2030. A la vista de dichas cifras, cabe preguntarse si el mundo dispone de suficientes reservas y recursos para afrontar tal demanda.

Las estimaciones sobre los recursos de petróleo recuperables del subsuelo del planeta difieren considerablemente entre sí, según que los cálculos incluyan, o no, los petróleos no convencionales (petróleos pesados o muy viscosos, arenas asfálticas y pizarras bituminosas), el petróleo que se encuentra en el subsuelo de áreas marinas ultra-profundas o en zonas árticas, y de que se maximice o minimice los efectos del previsible progreso tecnológico futuro en las actividades de exploración y producción.

Simplificando la cuestión, puede afirmarse que las opiniones de los expertos varían entre dos polos extremos: la de los "pesimistas" y la de los "optimistas". Los primeros consideran que la posibilidad de ampliar el volumen de reservas conocidas -mediante una mejor y más intensa explotación de los campos ya descubiertos y el uso masivo de los petróleos no convencionales- es muy limitada y que los recursos globales por descubrir totalizan una cifra inferior a una cuarta parte de las reservas mundiales inventariadas. Los segundos, toman como ciertos los cálculos del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) los cuales invocan al progreso tecnológico y el acceso

a nuevas áreas, hasta ahora inaccesibles, para incrementar notablemente el volumen de las reservas extraíbles de yacimientos ya conocidos, así como para encontrar y desarrollar nuevos recursos, tanto a partir de fuentes convencionales como no convencionales.

La AIE se decanta por la posición más optimista, afirmando que los recursos y reservas mundiales de petróleo, aunque no se encuentran uniformemente distribuidos, son suficientes para cubrir la demanda prevista para el 2030⁵. Para el citado organismo, las incertidumbres radican más en los denominados “recursos de superficie” que en los del subsuelo, de forma que, como veremos más adelante, el principal escollo a superar es evitar que las tensiones geopolíticas, u otros factores económicos o políticos, retrasen las inversiones de capital y el despliegue científico-técnico requeridos para que la producción mundial de crudo no se estanque o entre en declive con anterioridad a la fecha citada. De la magnitud del desafío planteado nos da una idea el hecho de que el monto global de las inversiones ha sido cifrado en unos 4,3 billones de dólares (del 2005) para la totalidad del periodo 2005-2030, lo que equivale, aproximadamente, a un promedio de 170.000 millones por año.

En este contexto, no cabe duda que los países de Oriente Medio y Norte de África juegan un papel clave en el futuro del mercado mundial del petróleo. La AIE, considera que el subsuelo de la región alberga el 61% de las reservas probadas de crudo que quedan en el planeta, totalizando 764.000 millones de barriles, de los cuales 262.000 millones corresponden a Arabia Saudita. Esta cifra dobla a la de Irán, país que ocupa el tercer lugar en el ranking mundial, tras Canadá, aupado al segundo lugar en base a la contabilización de sus recursos en petróleos no convencionales (arenas asfálticas). Tanto Irak como Kuwait, con unas reservas superiores a los 100.000 millones de barriles, ocupan los lugares cuarto y quinto, de forma que cuatro de los cinco primeros lugares del citado ranking está ocupado por países de Oriente Medio. Además de su potencial en reservas probadas, la AIE estima que la región de Oriente Medio y Norte de África también alberga el 35,5 % de los recursos mundiales de petróleo convencional todavía por descubrir, estimados en 883.000 millones de barriles por el USGS.

En cualquier caso, merece la pena señalar que la AIE no oculta que las cifras de reservas probadas arriba apuntadas son las suministradas por los gobiernos y que existen dudas sobre la fiabilidad y exactitud de las mismas, ya que nunca han sido sometidas a auditorias o verificaciones por parte de organismos externos independientes. En concreto, existen serias sospechas sobre la fiabilidad de un brusco incremento de reservas anunciado hace unas décadas por los países de Oriente Medio. Dichas reservas pasaron de 400.000 millones de barriles a principios de los ochenta a 700.000 millones en 1989, alcanzando los 764.000 millones a finales del 2004. Durante la segunda mitad de la década de los ochenta, tanto Arabia Saudita como Kuwait incrementaron sus reservas en un 50% y algo similar hicieron la Unión de Emiratos Árabes e Irak. Como resultado, las reservas totales de Oriente Medio pasaron de 398.000 millones de barriles en 1985 a 663.000 millones en la década de los noventa, de forma que las reservas probadas mundiales experimentaron un brusco aumento de más del 40%. Es posible que la citada revisión al alza

⁵ Para un listado detallado de la distribución de reservas de petróleo por países y regiones, véase: *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, pp 6-7. (<http://www.bp.com>).

refleje estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP y también, quizás, el cambio de propiedad de las reservas, que al pasar a manos estatales se libraron de la estricta normativa que la *US Securities and Exchange Commission* impone a las petroleras internacionales a la hora de contabilizar reservas. En cualquier caso, la opacidad que envuelve la cuestión de las reservas en los países de Oriente Medio es preocupante y resulta sorprendente constatar como durante la década de los noventa las reservas totales de muchos países permanecieron sin cambios. Por ejemplo, desde 1991 a 2002, las reservas oficiales de Kuwait se mantuvieron inalteradas en 96.500 millones de barriles a pesar de que durante el periodo considerado se habían extraído más 8.000 millones de barriles y no se habían realizado descubrimientos importantes. El caso de Arabia Saudita es aún más chocante: a pesar de la cantidad extraída y de la ausencia de grandes descubrimientos, en los últimos 15 años la cifra de reservas probadas tan solo ha sufrido una pequeña oscilación del 2%, entre 258.000 y 262.000 millones de barriles.

Previsiones sobre la producción y el comercio global de petróleo.

Asumiendo que no hay problemas en cuanto a la disponibilidad de recursos y reservas de petróleo, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que para cubrir la demanda prevista durante el periodo 2005-2030 la producción de petróleo debería aumentar de 84,6 millones de barriles diarios (Mbd) en 2006 a cerca de 116,3 Mbd en el 2030. Durante este periodo dicha extracción seguirá concentrada en un pequeño número de países⁶. Los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), particularmente los de Oriente Medio, verán aumentar sus porcentajes de producción, a medida que esta declinará en regiones ya maduras

Las previsiones son que la extracción en los países que no son miembros de la OPEP alcance su cenit en el 2010, tras situarse un poco por debajo de los 48 Mbd y que a partir de ese momento se iniciará un lento declive. A medio plazo, fuera de la OPEP, los únicos países productores que experimentaran un auge significativo en la extracción de crudo son Rusia, Kazajstán, Azerbaiyán, Brasil y Angola. En el caso de Rusia, las previsiones de producción son las de pasar de 9,7 a 10,6 millones de barriles diarios (Mbd) en el periodo 2006-2010, para continuar en ascenso hasta alcanzar los 11,2 Mbd en el 2030. Sin embargo, esto no será posible sin enormes inversiones en el desarrollo de los campos y en la construcción de oleoductos. Aumentar la extracción de la región del Caspio requerirá construir nuevos oleoductos para la exportación, lo que demanda acuerdos de financiación y de tránsito que todavía están por concretar. Suponiendo que tales líneas de exportación se construyan, la extracción combinada de Kazajstán y Azerbaiyán podría pasar de 2,7,1 Mbd en el 2006 a cerca de 3,4 Mbd en el 2010. Aumentar la producción de crudo de los importantes campos marinos de Brasil y Angola implica el despliegue de tecnologías avanzadas para la extracción en aguas profundas y la existencia de un régimen estable de regulaciones e impuestos en ambos países.

⁶ Para encontrar un listado detallado de la extracción y comercio internacional de crudo por países y regiones, véase BP, *Statistical Review of World Energy June 2008*, pp 8-21. (<http://www.bp.com>).

Un reducido número de países de la OPEP que poseen vastas reservas y recursos deberán cubrir el déficit que existirá entre la producción desde fuera de la OPEP y la demanda global. La lista incluye Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, la Unión de Emiratos Árabes, Nigeria y Venezuela. Estos países deberán incrementar su extracción de 35,8 Mbd en 2006, a 40,6 Mbd en 2010, para alcanzar los 60,6 Mbd en el 2030.

En gran medida, el desarrollo por parte de los países de la OPEP de la nueva capacidad de producción requerida por el incremento de la demanda dependerá de que dichos países encuentren el capital necesario. A priori, esto no parece una tarea difícil, sobre todo si se comparan los actuales precios del barril de crudo con el hecho de que el coste total de desarrollar nuevos suministros en Oriente Medio es el más bajo del mundo, situándose en torno a los 4 dólares por barril. Sin embargo, a nadie se le escapa que las políticas de precios y de producción de la OPEP son cuestiones muy inciertas, que los riesgos políticos para invertir en Oriente Medio son altos y que, además, no está claro que todos los países decidan abrirse a tiempo a la inversión financiera y tecnológica procedente del exterior. De estas incertidumbres nos ocuparemos con algo más de detalle en páginas posteriores.

Para el 2030, se espera que los petróleos no convencionales contribuyan con cerca del 7,5% al suministro mundial de petróleo. Esto representa una extracción de 8,5 millones de barriles diarios (Mbd), lo que significa un fuerte incremento respecto a los 1,8 Mbd de 2006.

La mayor parte de estos recursos no-convencionales provendrán de las arenas asfálticas de Canadá y de los crudos pesados de Venezuela. Se estima que ambas regiones contienen 580.000 millones de barriles de reservas recuperables, es decir, más que la totalidad de las reservas de crudo convencional de Oriente Medio. La proximidad de Canadá y Venezuela al mercado de los EE.UU. puede facilitar que estas fuentes energéticas lleguen a ser competitivas respecto a otras de menor coste de producción pero provenientes de regiones más alejadas geográficamente. Por tanto, a medida que la producción de los países de la OCDE entre en declive, la explotación de los recursos no convencionales constituye una oportunidad para reducir su dependencia de Oriente Medio, muy particularmente en el caso de los EE.UU.

En el periodo 2006-2030, la ampliación de la brecha entre producción indígena y demanda acarreará un considerable aumento del comercio internacional del petróleo. El comercio neto interregional evolucionará al alza, de 41 millones de barriles por día (Mbd) en 2006, a 51 Mbd en 2015 y 65 Mbd en 2030. Todos los países y regiones que hoy en día son importadores netos, serán más dependientes al final del periodo considerado, tanto en términos absolutos como porcentuales.

En el caso de Asia, este incremento será particularmente dramático, especialmente en China, un importador neto desde 1993 y que en el 2030 necesitará importar cerca del 60,6% de su demanda, es decir, unos 10 Mbd, lo que equivale a un volumen similar a las actuales importaciones de los EE.UU.

La dependencia de las importaciones de los países del Pacífico encuadrados en la OCDE, llegará al 95%. El aumento de la extracción en Méjico y de petróleos no convencionales en Canadá, ayudaran a moderar el aumento de las importaciones en América del Norte, cuya dependencia del exterior pasará de un 30% al 50%. En conjunto, en el 2030, los países de la

OCDE importarán el 80% de sus necesidades de petróleo, lo que contrasta con la cifra del 63% en el 2002.

En el caso de la UE, las importaciones de petróleo, actualmente cercanas al 76% de la demanda total, alcanzarán el 94% en el 2030. La producción en el Mar del Norte, la principal fuente de suministro indígena, ha alcanzado ya su cenit y en estos momentos ha entrado en declive. Este hecho, especialmente acusado en el sector británico, se acelerará en los próximos años, de modo que la producción de petróleo en el conjunto de la UE caerá de 5,2 Mbd en 2006, a 4,1 Mbd en 2010, para situarse en torno a 2,5 Mbd en 2030.

Oriente Medio será la región que experimentará un mayor auge en el volumen de las exportaciones, pasando de 19 millones de barriles diarios (Mbd) en el 2000 a 46 Mbd en el 2030. El destino final del grueso de tales exportaciones será Asia, con China, seguida de la India, emergiendo como grandes mercados. Las exportaciones provenientes de África, América Latina y de los países con economías en transición (Rusia en especial), también crecerán, pero menos espectacularmente.

Principales Incertidumbres y riesgos en el horizonte del 2015-2020

1) La importancia de cuantificar el declive natural de la producción

Al margen de las previsiones apuntadas en el apartado anterior, el *World Energy Outlook 2007* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) contiene un apartado especialmente dedicado a analizar la evolución de la capacidad de producción global de petróleo de aquí al 2015. Dicho análisis llega a una conclusión inquietante: la posibilidad de una crisis de suministro, acompañada por una abrupta escalada de los precios, no puede descartarse totalmente ¿En que se basa esta advertencia?

Como ya hemos señalado, en su escenario de referencia, la AIE prevé un crecimiento de la demanda mundial del 1,3% anual, de forma que esta pasaría de 84,7 millones de barriles diarios (mb/d) en 2006, a 98,6 mb/d en 2015. Este escenario asume como hipótesis de trabajo un crecimiento anual medio del PIB global del 4,2%, con China e India creciendo a un ritmo del 7,7% y 7,2%, respectivamente. En otro escenario, denominado de alto crecimiento, la AIE estima que si las dos potencias emergentes crecieran a un ritmo más alto, incrementando los porcentajes anteriores en un 1,5%, la demanda global de petróleo en el 2015 podría alcanzar los 99,6 mbd. Redondeando cifras, estas proyecciones implican que durante el periodo 2006-2015 la demanda global podría aumentar entre 14 y 15 mbd.

Desde el punto de vista de la oferta, la AIE espera para el próximo lustro una importante ampliación de la capacidad de producción. Los países miembros de la OPEP han puesto en marcha, o están a punto de hacerlo, alrededor de 90 megaproyectos que en el 2015 añadirían una nueva capacidad de producción de crudo y de líquidos del gas natural cifrada en unos 11,4 millones de barriles diarios (mbd). Asimismo, durante el mismo periodo (2006-2015), la ampliación de la capacidad de producción en los países que no pertenecen a la OPEP podría alcanzar los 13,6 mbd, incluyéndose en esta cifra la producción derivada de la conversión gas a líquidos y de hidrocarburos no convencionales. El grueso del volumen no-OPEP provendría de Rusia, los países ribereños del Caspio y de yacimientos localizados en las aguas marinas

profundas del Golfo de Méjico y de la costa occidental de África. En suma, pues, para 2015 el mundo podría disponer de una nueva capacidad de producción de líquidos que rondaría los 25 mbd. De acuerdo con las previsiones sobre la demanda expuestas esto significaría un superavit de la oferta de 10-11 mbd. ¿Por qué alarmarse entonces?

Simplemente, porque, además de cubrir el incremento de la demanda, un volumen importante del nuevo potencial de producción deberá utilizarse para compensar la pérdida de capacidad extractiva o declive natural que va emparejado al envejecimiento de los yacimientos. ¿De que volumen estamos hablando?

La AIE admite que no lo sabe a ciencia cierta. Aunque las petroleras invierten parte de sus beneficios en combatir el declive productivo de sus campos, muchas de ellas no suministran información detallada al respecto, ni sobre el impacto que las inversiones en curso podrían tener sobre los flujos de producción. Con los datos de los que dispone, la AIE calcula que el promedio mundial de declive de los campos actualmente en explotación se sitúa en torno al 3,7% anual. Esta tasa tan elevada refleja el hecho de que el 70% de la producción mundial de crudo proviene de campos con más de treinta años de historia a sus espaldas. Además, cerca de la mitad de la producción mundial procede de ciento veinte grandes campos, con una edad media de 42 años, cincuenta de los cuales se encuentran en un proceso de franco declive. Claramente, la producción mundial se apoya en un puñado de gigantes -campos con una producción igual o superior a los cien mil barriles diarios- viejos, cansados y en decadencia.

Si se cumplieran las estimaciones del escenario de referencia, una tasa de declive del 3,7% anual significaría que la nueva capacidad de suministro global proyectada para el periodo 2006-2015 tan solo permitiría absorber el crecimiento de la demanda hasta el 2012. A partir de este momento y hasta el 2015, asumiendo que la tasa de declive se mantuviera constante y no creciera, se generaría un déficit de 12,5 mbd. Este volumen equivaldría al necesario para cubrir un aumento de la demanda de 4,2 mbd y una caída de la producción de 8,4 mbd. Por tanto, en realidad, de aquí al 2015 el mundo necesitaría añadir una nueva capacidad de producción de 37,5 mbd. Los 25 mbd actualmente en camino se quedarían cortos.

Y las malas noticias no acaban aquí. El agujero podría ser aún mayor. En primer lugar, porque la tasa de declive de la producción podría superar el 3,7% anual y un incremento de este porcentaje en tan solo 0,5 puntos acarrearía en 2015 un déficit extra de 2,6 mbd (una cantidad ligeramente inferior a la actual capacidad ociosa disponible globalmente para hacer frente a imprevistos). El asunto de estimar con la mayor exactitud posible la tasa global de declive y su previsible evolución en el tiempo es una tarea urgente –en la medida que el mayor envejecimiento de los campos hace cada vez más difícil mantener los niveles de extracción- y la AIE ya se ha comprometido a prestarle una especial atención en el *World Energy Outlook 2008*. Por otra parte, el clima de nacionalismo energético imperante en un buen número de países productores plantea dudas sobre la voluntad de las compañías estatales para incrementar su producción una vez que los proyectos comprometidos o en ejecución estén listos para su entrada en funcionamiento. Finalmente, no puede olvidarse el efecto negativo que sobre la concreción de la nueva capacidad de producción podrían tener los retrasos en la ejecución de los proyectos. En el último año

tales retrasos han promediado seis meses, pero se teme que este plazo pueda aumentar en el futuro como consecuencia del incremento de los costes. Un factor que podría incluso cuestionar la viabilidad de algunos de los proyectos más significativos.

2) Las consecuencias de un retraso de las inversiones

Las previsiones del escenario de referencia del *World Energy Outlook 2005* de la Agencia Internacional de la energía AIE señalan que para satisfacer la creciente demanda global, los países de Oriente Medio y Norte de África (OMNA) deberían ser capaces de incrementar la extracción de crudo de 29 millones de barriles diarios (Mbd) en 2004, a 50,5 Mbd en 2030, La AIE estima que alcanzar estos volúmenes requerirá una inversión acumulada de 614.000 millones de dólares, a un ritmo promedio de 23.000 millones por año

Sin embargo tales previsiones podrían no cumplirse por diversos motivos. Al margen de una hipotética escalada de la conflictividad e inestabilidad en los países de la región, que haría totalmente inviables alcanzar los objetivos arriba apuntados (el caso de Irak es significativo al respecto), los gobiernos pueden deliberadamente optar por expandir la capacidad extractiva a un ritmo más lento que el proyectado en el escenario de referencia de la AIE y también podría ocurrir que, independientemente de su voluntad, no pudieran disponer del capital necesario para acometer los proyectos previstos.

La situación de una ralentización deliberada de la capacidad extractiva podría producirse si los países de OMNA, especialmente los integrados en la OPEP, apostaran por mantener una relación entre oferta y demanda lo suficientemente ajustada para lograr precios altos en el mercado, incrementando así los beneficios netos derivados de sus exportaciones. Los riesgos asociados a esta opción son que otros países actuaran en sentido contrario, aumentando rápidamente su capacidad de extracción, y, sobre todo, que los precios altos, además de hacer más competitivas las energías renovables, podría acarrear una caída de la demanda global que reduciría las exportaciones y los beneficios derivados de las mismas.

Asimismo, los gobiernos podrían decidir ralentizar la extracción para asegurar a las generaciones futuras los beneficios generados por la venta de los hidrocarburos. Sin embargo, esta opción solo parece plausible para unos pocos países de OMNA (como por ejemplo la Unión de Emiratos Árabes) con un Producto Interior Bruto per capita elevado y con poca presión para incrementar, en un contexto de crecimiento demográfico moderado, los beneficios necesarios para financiar programas sociales y de infraestructuras. Además, una decisión de este tipo podría aumentar los precios internacionales del crudo con los efectos negativos apuntados en el párrafo precedente.

La posibilidad de que los países de OMNA no consiguieran reunir a tiempo el capital necesario para hacer frente a las inversiones previstas podría darse por dos razones. En primer lugar, porque en los países en los que la industria del petróleo está en manos de compañías estatales, la financiación de nuevos proyectos puede resultar problemática en el caso de que deba recurrirse a préstamos externos y la deuda externa sea alta. En segundo lugar, porque la mayor o menor apertura del sector petrolero a la inversión extranjera, así como los regímenes fiscales y los términos legales y comerciales ofertados, pueden bloquear o retraer dicha inversión.

En muchos países de OMNA, los gastos en educación, sanidad, defensa y otros sectores de la economía –que incluyen los servicios públicos de electricidad y agua– pueden demandar un creciente porcentaje de los beneficios gubernamentales y, por tanto, limitar el flujo de capital hacia el sector del petróleo y el gas. A este respecto no puede olvidarse que las previsiones del escenario de referencia de la AIE para el periodo 2003-2030 contemplan un rápido aumento de la población en todos los países de la región, con una tasa de crecimiento anual promedio del 1,7%. Esto significa que incluso en los países abiertos al capital foráneo, las necesidades derivadas de la expansión demográfica pueden forzar a los gobiernos a aumentar las tasas y royalties sobre la extracción de hidrocarburos, lo que tendría un claro impacto sobre los márgenes de beneficio y las inversiones.

La AIE considera un escenario de inversiones aplazadas (*deferred investment scenario*) en el que explora las consecuencias que podrían derivarse de la concreción futura de algunas de las incertidumbres arriba apuntadas. Dicho escenario analiza como evolucionarían los mercados si las inversiones en exploración y producción en cada país de OMNA permaneciera sin cambios durante el periodo 2004-2030, situándose al nivel promedio de la década 1995-2004 en términos de porcentaje del Producto Interior Bruto, lo que significaría un descenso del 23% respecto a las inversiones totales previstas en el escenario de referencia para el caso del petróleo y del 19% en el caso del gas.

Sobre la base de esta hipótesis de partida, el análisis de la AIE concluye algunos puntos que resultan de especial relevancia a la hora de evaluar la incidencia que los acontecimientos que se desarrollan en OMNA tienen sobre el futuro energético mundial. De entre dichos puntos destacan los siguientes.

Una reducción de las inversiones de la cuantía comentada con anterioridad, ocasionaría unas caídas cercanas al 30% y 38,5% en la extracción y exportación de crudo, respectivamente. Así, en el 2030, la extracción en el conjunto de OMNA alcanzaría los 35 millones de barriles diarios (Mbd) en comparación con los 50 Mbd contemplados en el escenario de referencia, mientras que las exportaciones disminuirían de 39 a 24 Mbd.

Las caídas arriba apuntadas, difícilmente compensables desde fuera de OMNA, tendrían un serio impacto sobre los precios internacionales del petróleo importado y otros hidrocarburos (gas natural y carbón). En el escenario de inversiones aplazadas, los precios del crudo serían significativamente más altos (un 20% en promedio) que en el escenario de referencia, alcanzando en el 2030 una diferencia máxima de 13 dólares (del 2004) por barril, lo que implica un aumento del 32%. Este encarecimiento del precio de los hidrocarburos ocasionaría un descenso progresivo del Producto Interior Bruto global, de forma que la tasa media de crecimiento anual sería inferior en 0,23 puntos porcentuales a la contemplada en el escenario de referencia, lo que equivale a cerca de 3 billones de dólares (del 2004) por año.

Todas estas circunstancias alterarían de forma notable el balance energético mundial previsto en el horizonte del 2030. Respecto a las previsiones del escenario de referencia, el mundo tendría que reducir su consumo energético total en un 6%, poniendo especial énfasis en recortar su demanda de petróleo en un 9%.

3) Los crecientes riesgos de interrupciones temporales del suministro

Con toda probabilidad, la expansión del comercio global del petróleo comentado en un anterior apartado aumentará el riesgo de interrupciones temporales de suministro, no solo por la crónica inestabilidad política de algunos de los principales países exportadores, sino porque, para alcanzar los mercados, el crudo debe atravesar algunos estrechos especialmente vulnerables a acontecimientos (accidentes, piratería, ataques terroristas o conflictos bélicos) que pueden acarrear su cierre o bloqueo temporal.

La historia de las últimas décadas es significativa al respecto. Desde 1970, el mundo ha experimentado diecisiete interrupciones de una magnitud igual o superior a los 0,5 millones de barriles diarios (Mbd). Todas ellas, salvo tres, estuvieron relacionadas con acontecimientos en países de Oriente Medio y Norte de África. Cinco de las principales crisis (la guerra árabe-israelí de 1973, la revolución iraní de 1978-1979, la guerra entre Irán e Irak de 1980-1988, la guerra del Golfo de 1990-1991 y la guerra de Irak en 1993) provocaron cortes de suministro de entre 2,5 y 5,6 Mbd. Fuera de la región citada, las dos mayores interrupciones desde la década de los 90 fueron las originadas por la huelga en la compañía estatal de Venezuela (2,6 Mbd desde finales del 2002 a principios del 2003) y la causada por los huracanes en el Golfo de Méjico (1,5 Mbd en 2005).

Los puntos estratégicos de Oriente Medio y Norte de África a través de los cuales circula buena parte de las exportaciones de hidrocarburos son los estrechos de Ormuz y de Bab el-Mandeb, así como el Canal de Suez. En el 2004, los dos estrechos canalizaron 17,4 Mbd y 3,5 Mbd, respectivamente, lo que significó el 21% y 4% del suministro global de crudo. Por su parte el Canal de Suez hizo lo propio con 3,9 Mbd que representaron el 5% del suministro mundial. Para el 2030, las previsiones del escenario de referencia de la AIE son que las cifras citadas se incrementen a 32,5 Mbd en el estrecho de Ormuz, a 5,2 Mbd en Bab el-Mandeb y a 5,6 Mbd en el Canal de Suez. Estos datos, junto al hecho de que alrededor del 80% de las exportaciones totales de petróleo de Oriente Medio fueron embarcadas a través de al menos una de estas tres rutas marítimas, nos dan idea de la importancia de las mismas en el comercio global de crudo.

Otros puntos de importancia estratégica para el comercio internacional de petróleo son los estrechos de Malaca y el Bósforo. En el 2003, ambos pasos canalizaron un flujo de 11 y 3 Mbd de crudo, respectivamente. La cifra apuntada para los estrechos de Malaca, un paso clave para el suministro desde Oriente Medio a Asia, representó el 14% de la demanda mundial de crudo. Sin embargo, se espera que este porcentaje aumente hasta el 20% en el 2030. El Bósforo constituye la puerta de acceso a una parte importante de los recursos del Mar Caspio.

Paliar el impacto de las grandes interrupciones temporales en el suministro de crudo constituye precisamente uno de los objetivos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), un organismo fundado en 1974, tras las enseñanzas derivadas del conflicto árabe-israelí de 1973. Quizás, una de las disposiciones más conocidas de la AIE sea la de obligar a sus estados miembros, entre los que se encuentra España, a mantener en todo momento unas reservas estratégicas equivalentes a un mínimo de unos tres meses de consumo. La acción coordinada de todos los países miembros de la AIE, con la puesta a disposición de cualquier miembro en problemas de las reservas

estratégicas del resto, constituye, como se demostró en el caso de los huracanes Katrina y Rita en los EE.UU., un poderoso colchón de seguridad, cuya eficacia puede ser complementada, además, con otra serie de medidas.

4) ¿Nos estamos aproximando al cenit de la producción mundial de petróleo?

El petróleo no se encuentra formando bolsas en el subsuelo, sino impregnando los poros existentes entre las partículas minerales que integran las rocas. Utilizando el café como un símil, resulta que el fluido a extraer no está contenido en un termo, sino empapando terrones de azúcar. Esta inocente curiosidad científica resulta importante para comprender la irrelevancia de la típica y tópica pregunta de ¿cuándo se acabará el petróleo? Como sucedería en el caso del terrón, siempre quedará fluido por extraer, de modo que la respuesta es simple: nunca. Lo que si debemos plantearnos es otra pregunta mucho más importante: ¿podrá la producción de crudo seguir en las próximas décadas el tirón de la demanda?

Los informes de la petrolera BP a los que me he referido en páginas precedentes parecen concluyente al respecto. Al ritmo actual de producción, las reservas probadas, aseguran la disponibilidad de petróleo durante los próximos cuarenta años. ¿Incógnita despejada? En absoluto. Las estimaciones temporales resultantes de dividir reservas por producción son poco o nada significativas. Porque sugieren que no habrá problemas hasta que hayamos bombeado del subsuelo la última gota de crudo. Una conclusión lógica si equiparamos los yacimientos de petróleo con bolsas líquidas o con el depósito de gasolina de un coche, olvidándonos de la realidad geológica, más cercana al símil del terrón de azúcar empapado de café. La experiencia nos demuestra que la historia de explotación de un campo de petróleo sigue una curva en forma de campana, de trazado irregular al detalle, pero en la que pueden identificarse claramente dos limbos, uno ascendente y otro descendente. Ambos están separados por un punto o zona de inflexión que se inicia, aproximadamente, cuando se ha bombeado la mitad del crudo recuperable. Este punto o zona, conocido con el nombre del cenit o pico de la producción, se identifica con el momento en el que surgen los problemas: los esfuerzos técnicos y financieros pueden disminuir la tasa de declive, pero no invertir la tendencia a la baja de la producción. Así que la incógnita a despejar es cuando se alcanzará el cenit de la producción mundial de crudo.

La Agencia Internacional de la Energía argumenta que si las inversiones previstas llegan a tiempo y los países productores se abren a estas, el cenit no se producirá antes del 2030. Una previsión en línea con las del Departamento de Energía de los EE.UU. y el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS), que asumiendo para el futuro un incremento medio anual de la producción del 2% contemplan dos escenarios extremos. En el menos probable (5%) el cenit tendría lugar en el 2047 y en el más probable (95%) en el 2026. Si, en vez de escenarios extremos, consideramos uno de probabilidad intermedia (50%) el cenit se situaría en el 2037. Este análisis, junto al hecho de que las proyecciones del USGS no tienen en cuenta los hidrocarburos no convencionales, han llevado a algunos economistas, a afirmar que en los próximos veinticinco a cincuenta años el mercado dispondrá de una cantidad ilimitada de crudo.

Sin embargo, esta visión no es compartida por otros análisis que se muestran mucho más pesimistas. Por ejemplo, la “Association for the Study of Peak Oil & Gas” (ASPO) sitúa el cenit de la producción convencional de crudo en torno al 2010. Esta última, que incluye en su análisis los petróleos no convencionales, toma como punto de partida las estimaciones de reservas y recursos de Campbell y Laherrère, que sostienen que en estos momentos hemos consumido ya casi la mitad de los recursos recuperables del planeta, de modo que aplicando la curva de Hubbert cabe esperar que el cenit de la producción ocurra durante la presente década o principios de la siguiente.

Una reflexión final

De todo lo expuesto podemos concluir que el futuro del suministro global de petróleo aparece plagado de desafíos e incertidumbres. No existe acuerdo sobre los recursos y reservas disponibles, ni sobre la fecha exacta de cuando se alcanzará el temido cenit de la producción de crudo aunque casi nadie discute ya la realidad de esta amenaza y que esta podría concretarse, en el mejor de los casos, en unos pocos decenios.

El panorama es inquietante. El delicado equilibrio existente entre oferta y demanda, junto al creciente riesgo de interrupciones del suministro, podría acentuar la actual tendencia a la volatilidad en los mercados financieros, propiciar el juego geopolítico y exacerbar las tensiones entre los grandes consumidores. Asegurar tales suministros, cada vez mas concentrados en Oriente Medio, requerirá enormes inversiones en exploración y producción, que nos sitúan al final de la era del petróleo fácil y barato, con su consiguiente repercusión negativa sobre la economía. Una nueva situación que requerirá una reestructuración en profundidad del sistema energético global, muy particularmente en el sector del transporte. Este debería aplicar con urgencia políticas de eficiencia y ahorro y acelerar la búsqueda de fuentes de propulsión alternativas a los derivados del petróleo