

La producción de petróleo y gas natural en el horizonte global del 2030

Durante el próximo cuarto de siglo, carbón, petróleo y gas, seguirán siendo indispensables para cubrir el crecimiento de la demanda energética global. Para ello, aparentemente, el mundo dispone de suficientes reservas y recursos. Sin embargo, el aumento continuado de la producción de petróleo y gas natural a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen una seria amenaza para asegurar las previsiones de demanda a medio y largo plazo. Al margen de consideraciones geopolíticas diversas, dichos riesgos incluyen: la disminución del volumen de los descubrimientos, un rápido declive de la producción de los campos de petróleo en explotación y la existencia de barreras que pueden dificultar la concreción de las inversiones necesarias. Para mitigar estos riesgos no cabe otra alternativa que apostar por la eficiencia, el ahorro y la diversificación de las fuentes de suministro energético, prestando especial atención al desarrollo de fuentes autóctonas como las renovables.

Orain arte bezalaxe, hurrengo mendearen laurdenean ere, ikatza, petrolio eta gasa ezinbestekoak izango dira energia-eskaintza globalaren hazkundera erantzuteko. Antza, munduan behar beste erreserba eta baliabide daude horretarako. Dena den, etengabe hazten ari da iturri konbentzionale-tik ateratzen den petrolioaren eta gas naturalaren produkzioa; horrek gero eta arrisku gehiago dakartza, eta kolokan jartzen du epe ertainean eta luzean aurreikusitako eskaerari behar bezala erantzuterik egongo ote den. Hona arrisku horietariko batzuk, gogoeta geopolitikoak albo batera utzirik: aurkikuntzak gutxitzea, esplotatzen ari diren petrolio-eremuetako ekoizpenak gainbehera etortzea berehala eta beharrezko inbertsioak gauzatzeko oztopoak egotea. Alternatiba bakarra dago arrisku horiek leunduko baditugu: apustua egitea energiaz hornitzeko iturri eraginkorren alde, bai eta aurreztearen eta dibertsifikatzearen alde ere, iturri autoktonoak garatzean arreta berezia jarritz (berriztagarriak kasu).

During the next twenty five years, coal, oil and gas will remain indispensable to meet growing global energy demand. Apparently, the world has sufficient reserves and resources. However, the continued increase in production of oil and natural gas from conventional sources presents increasing risks, and these pose a serious threat for meeting the forecasted demand in the medium and long term. Apart from geopolitical considerations, these risks include: a significant drop in the volume of discoveries, a rapid decline in production of oil fields in operation and barriers that may hinder the realization of the necessary investments. To mitigate these risks we should boost energy conservation, efficiency, and diversify energy sources putting particular emphasis in indigenous sources such as renewable ones.

ÍNDICE

1. Introducción
 2. Tendencias globales en el uso de los hidrocarburos
 3. La producción de petróleo: riesgos e incertidumbres
 4. La producción de gas natural: riesgos e incertidumbres
 5. Barreras a la inversión en exploración y producción de petróleo y gas
 6. El auge del 'petronacionalismo'
 7. Conclusiones
- Referencias bibliográficas

Palabras clave: petróleo, gas natural, previsiones oferta y demanda.

Keywords: Oil, naturalgas, supply and demand forecast.

N.º de clasificación JEL: L71, Q41, Q34, Q32.

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es el de ofrecer una prospectiva sobre la producción de combustibles fósiles, particularmente de petróleo y gas natural, a escala global y en el horizonte del 2030. Para cubrir este objetivo, básicamente se disponía de dos estudios recientes de síntesis, elaborados por organismos oficiales de reconocida solvencia internacional. Estos son el *World Energy Outlook*, 2008 (WEO 2008) de la Agencia Internacional de la Energía¹ y el *International Energy Out-*

look, 2008 (IEO 2008) de la *Energy Information Administration* del Departamento de Energía del Gobierno de los EE.UU.

Este trabajo se basa exclusivamente en el primero de los estudios citados y, más concretamente, en las proyecciones del denominado escenario de referencia². La

va Zelanda, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza y Turquía. La Comisión Europea también participa en los trabajos de la AIE.

² El *World Energy Outlook* 2008 de la Agencia Internacional de la Energía presenta otros dos escenarios, elaborados en base a dos hipótesis diferentes sobre las políticas que la comunidad internacional podría adoptar en el futuro (tras la próxima cumbre de Copenhague) en materia de la lucha contra el cambio climático. Dichos escenarios, se denominan «450 Policy Scenario» y «550 Policy Scenario», dependiendo de que a largo plazo se persiga el objetivo de fijar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera en 450 o 550 partes por millón de equivalente de CO₂. Ambos escenarios rebajan sustancialmente las proyecciones sobre el uso de los combustibles fósiles en el horizonte del 2030 presentadas en el escenario de referencia.

¹ La Agencia Internacional de la Energía (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 los siguientes países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Luxemburgo, Nue-

razón por la que nos hemos decantado por el WEO 2008 en detrimento del IEO 2008 es que el estudio de la Agencia Internacional de la Energía es el más reciente y el único publicado con posterioridad al inicio de la crisis financiera y económica desencadenada a mediados de 2008. Sin embargo, debe advertirse que la fecha de publicación del WEO 2008 (noviembre de 2008) no garantiza que este estudio haya tenido en cuenta en sus proyecciones todos los efectos derivados de la crisis. Probablemente, buena parte de los análisis habían sido ya elaborados con anterioridad al reconocimiento oficial de esta y, por otra parte, la valoración de su magnitud real ha ido adquiriendo tintes cada vez más pesimistas en el transcurso del tiempo. Es probable que los estudios de prospectiva global que se publiquen en 2009, al incorporar los previsible efectos a medio y largo plazo de la actual fase de crisis económica y financiera, varíen en mayor o menor medida las cifras que se exponen a continuación.

En este sentido es importante destacar que, como sucede en cualquier estudio de prospectiva, dichas cifras no deben ser tomadas como valores exactos, sino más bien como orientaciones que permiten identificar determinadas tendencias.

2. TENDENCIAS GLOBALES EN EL USO DE LOS HIDROCARBUROS

2.1. Hipótesis de partida

El escenario de referencia del WEO 2008, prevé que la demanda mundial de energía primaria aumentará un 45% durante el periodo 2006-2030, pasando de 11.730 a 17.010 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que implica una

tasa anual media de crecimiento del 1,6%. Dichas proyecciones se basan en las siguientes hipótesis de partida:

- El ritmo medio de crecimiento demográfico mundial será del 1%, de modo que la población pasará de 6.500 millones de habitantes en 2006, a 8.200 millones en 2030 (la tasa media anual de crecimiento durante el periodo 1990-2006 fue del 1,3%).
- Durante el periodo 2006-2030 el PIB mundial crecerá a una media anual del 3,3% (el promedio entre 1990 y 2006 fue del 3,2%).
- El precio medio del barril de petróleo importado por los países que forman parte de la AIE se situará en torno a los 100 dólares entre 2008 y 2015, para alcanzar en 2030 los 200 dólares nominales (unos 120 dólares reales del 2007). Estos valores suponen una revisión sustancial de los asumidos en el WEO 2007 que preveía precios de 57,30 dólares en 2015 y de 62 dólares en 2030 (todos ellos expresados en dólares reales del 2006)³.
- Por lo que respecta a los precios del gas natural, muy ligados a los del petróleo, el escenario de referencia del WEO 2008 estima que éstos aumentarán hasta mediados del 2008 en los tres principales mercados mundiales (Europa, Japón y EE.UU.) para después caer ligeramente hasta el 2010, antes de iniciar de nuevo, a partir de 2015 y en línea con lo previsto para el petróleo, una suave remontada.

³ Para un listado detallado de la historia de los precios del petróleo, véase: *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, pp 16-17, (<http://www.bp.com>). Véase también *Energy Information Administration* (http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm).

- En relación a los precios del *steam coal* (o tipo de carbón predominantemente usado para la generación de electricidad⁴) el escenario de referencia del WEO 2008 estima que tras alcanzar precios record en la primera mitad de 2008, los precios se estabilizarán en términos reales en torno a los 120 dólares por tonelada en 2010, para después permanecer prácticamente sin variación hasta 2015, y luego descender ligeramente hasta 110 dólares en 2030, debido al desarrollo de una nueva capacidad minera y de transporte. Como, por el contrario, los precios del petróleo y el gas natural mostrarán una ligera tendencia al alza, el WEO 2008 prevé que el carbón resultará un combustible cada vez más competitivo, por lo menos en aquellos países que no se impliquen activamente en la reducción de las emisiones de CO₂. Sin embargo, cabe la posibilidad de que la introducción de una tasa sobre las emisiones de CO₂, así como el endurecimiento de las regulaciones medioambientales terminen afectando tanto al precio como a la demanda de carbón.
- Respecto al desarrollo tecnológico, se espera que durante el periodo 2006-2030 se producirán avances tecnológicos, pero que estos serán incrementales más que revolucionarios. No se espera que antes del 2030 se produzca el despliegue a gran escala de nuevas tecnologías, diferentes a las actualmente en uso, tanto en el ambi-

to del suministro como en el de la demanda. Las tres únicas tecnologías que desde la perspectiva del suministro podrían alcanzar un importante grado de penetración a partir del 2020 son: la captura y secuestro del carbono, los biocombustibles de segunda generación y la conversión de carbón a líquidos mediante la tecnología Fischer-Tropsch.

2.2. Demanda

El escenario de referencia del WEO 2008 señala que en 2030 los combustibles fósiles todavía representarán algo más del 80% del mix de energías primarias global. De entre ellos, el carbón será el que experimentará una tasa media de crecimiento más rápida, alrededor de un 2% anual, de forma que su cuota sobre el total de la demanda mundial pasará de un 26% en 2006, a cerca de un 29% en 2030. Por su parte, el petróleo seguirá siendo el combustible fósil más usado, aunque su participación en el mix energético global caerá de un 34% en 2006, a un 30% en 2030. La demanda de gas natural aumentará a un ritmo promedio del 1,8% anual, de manera que en 2030 este combustible representará ya algo más del 21,5% del total de la energía primaria consumida en el mundo, frente al 20,5% de 2006.

Además de certificar la continuación del papel dominante de los combustibles fósiles en las próximas dos décadas, el escenario de referencia del WEO 2008 aporta otro dato de especial relevancia: desde 2005, la demanda de energía primaria será mayor en el conjunto de países que no pertenecen a la OCDE⁵ que en los países

⁴ El término «steam coal», engloba, aproximadamente, los «bituminous coals» y, más ocasionalmente, algunos «sub-bituminous coals» de Norteamérica. En nuestro país, estos tipos de carbón equivalen a la hulla y a los lignitos sub-bituminosos, respectivamente.

⁵ La lista de países pertenecientes a la OCDE es la misma que la de los países integrados en la Agencia In-

desarrollados integrados en dicha organización. Como consecuencia de un crecimiento económico y una expansión industrial continuada, así como de un mayor incremento de la población y del ritmo de urbanización, los países ajenos a la OCDE absorberán el 87% del incremento de la demanda mundial proyectada para el periodo 2006-2030, con China e India contabilizando una cuota sobre el total del citado incremento del 37,6% y 13,5%, respectivamente. Durante el mismo periodo, la tasa promedio de crecimiento anual de la demanda para el conjunto de países que no pertenecen a la OCDE será un 2,4%, frente al 0,5% de la OCDE. Como resultado, en 2030, los países ajenos a la OCDE pasarán a representar el 62% del total de la demanda global de energía primaria, frente al 51% en 2006.

Según el WEO 2008, el incremento de la demanda energética de China durante el periodo 2006-2030 empujara la del resto de países y regiones. Dicho incremento, estimado en casi 2.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo, será casi cuatro veces superior a la de la suma de todos los países de América Latina y África, y más de tres veces al experimentado por la OCDE. La contribución de China al aumento de la demanda mundial de petróleo se situará alrededor del 43%, mientras que la de India rondará el 19%. Otro dato de importancia es que los países de Oriente Medio, muchos de los cuales son en la actualidad productores y exportadores clave de petróleo y gas, están llamados a convertirse en grandes consumidores de estos hidrocarburos, como resultado de su rápido crecimiento económico y de su política de subsidio de los precios; así, el escenario de

referencia del WEO 2008 estima que la participación de esta región en el aumento de la demanda mundial de petróleo será del 20%, el segundo porcentaje más alto tras China. En el caso del carbón, las previsiones para el periodo 2006-2030 señalan que China contabilizará el 66% del aumento de la demanda global, mientras que a finales del citado periodo el uso del carbón en los países de la OCDE representará menos de un cuarto del total global (una tendencia que es fruto del previsible impulso que experimentarán las renovables en estos países, que acumularán el 46% del crecimiento global experimentado por dichas fuentes entre 2006 y 2030).

Durante el periodo 2006-2030, los cambios experimentados por el llamado *mix energético* variarán notablemente según las regiones. En los países de la OCDE, en los que el crecimiento de la demanda aumentará casi imperceptiblemente, el escenario de referencia del WEO 2008 prevé que el consumo de petróleo se reduzca ligeramente, mientras que el gas natural y las renovables (hidráulica excluida) absorberán la mayor parte del aumento de la demanda energética. En cambio, en los países de Europa Oriental y Eurasia (Rusia incluida), el 60% del incremento de la demanda entre 2006 y 2030, cifrada en unos 336 millones de toneladas equivalentes de petróleo, será cubierto por el gas natural y el petróleo. Por otra parte, mientras que China e India seguirán apostando por el carbón, el aumento del consumo energético proyectado para otros países asiáticos y América Latina se apoyará en fuentes más diversas. Por lo que respecta a Oriente Medio, pese a experimentar la tasa de incremento regional más alta en el consumo de carbón, las nuevas necesidades energéticas del periodo 2006-2030 continuarán siendo cubiertas

ternacional de la Energía (ver nota a pie de página nº 1).

por el petróleo y el gas, con la particularidad de que el aumento de la demanda de este último combustible representará el 26% del incremento global, lo que llevará al conjunto de los países de Oriente Medio a situarse en el tercer lugar del ranking mundial de consumidores de gas natural, tras Norteamérica y los países europeos de la OCDE. La escalada prevista en el consumo de gas llevará a los países de Oriente Medio a superar en 2030 la demanda de la Unión Europea.

A pesar del creciente protagonismo de los países emergentes y en vías de desarrollo en la demanda mundial de energía primaria, las proyecciones del escenario de referencia del WEO 2008 señalan que en 2030 el consumo energético per cápita seguirá siendo mayor en los países desarrollados de la OCDE, con la excepción de Rusia y Oriente Medio. Las proyecciones indican que en 2030 el consumo per cápita en Rusia será el más alto del mundo, situándose en torno a las 7 toneladas equivalentes de petróleo (tep), y que el de Oriente Medio habrá sobrepasado al de la Unión Europea. Asimismo, se prevé que el consumo per cápita aumentará rápidamente en China, desde 1,4 tep en 2006, a 2,7 tep en 2030, mientras que durante el mismo periodo el de India aumentará mucho más lentamente, de 0,5 a 0,9 tep. Un dato adicional, que revela la desigualdad que todavía existirá en el mundo en materia de consumo energético, es que en 2030 el consumo medio per cápita en el África subsahariana tan sólo será de 0,5 tep, una cifra equivalente a un tercio del de América Latina y a una novena parte del de los países de la OCDE.

Por sectores, las previsiones del escenario de referencia del WEO 2008 apuntan a que la generación de electricidad y calor

absorberá un porcentaje creciente de la demanda de energía primaria, pasando de un 38% en 2006, a un 42% en 2030. El carbón seguirá siendo el combustible mas usado por este sector, con una cuota que permanecerá sin grandes cambios en torno al 47%, mientras que la participación del petróleo caerá de un 6% en 2006, a un 3% en 2030, y la del gas aumentará del 21% al 23%.

En cuanto a la energía final, el WEO 2008 considera que durante el periodo 2006-2030 la demanda mundial por parte del sector industrial es la que crecerá más rápidamente, a un ritmo medio del 1,8% anual, desplazando al sector del transporte del segundo puesto del ranking a partir de 2010, para situarse tras el sector que combina el consumo residencial, agrícola y el de servicios, que seguirá ocupando el primer lugar. La demanda industrial se incrementará en todas las regiones, pero especialmente en Oriente Medio y en los países asiáticos no integrados en la OCDE. Por lo que se refiere a la demanda de energía final por parte del sector del transporte, las previsiones apuntan a una ralentización de su tasa de crecimiento, que durante el periodo 2006-2030 sería del 1,5 % anual, frente al 2,3% de 1980-2006. Esta desaceleración se explicaría principalmente por una mejora en la eficiencia de la flota de vehículos. El consumo del sector que engloba los usos residenciales, agrícolas y de los servicios, crecería a una tasa media del 1,2% por año entre 2006 y 2030, lo que supone un ritmo inferior al 1,5% anual experimentado entre 1980 y 2006, reflejando una mejora en la eficiencia y cambios en el combustible utilizado.

El escenario de referencia del WEO 2008 asume que entre todas las fuentes de energía final, la electricidad es la que crecerá

más rápidamente a escala global, promediando un 2,5% anual entre 2006 y 2030, de modo que su consumo casi se duplicará durante el periodo citado y su participación sobre el total del consumo de energía final pasará de un 17% a un 21%. Esta expansión en el uso de la electricidad sería mayor en los países no integrados en la OCDE, cuyo consumo crecería a un ritmo anual medio del 3,8%, frente al 1,1% de la OCDE.

El escenario de referencia del WEO 2008 prevé que durante el periodo 2006-2030 la cuota del carbón sobre el total del consumo global de energía final permanecerá sin grandes cambios, en torno al 9%. Su uso se expandiría en la industria, pero solo en los países que no pertenecen a la OCDE. De forma semejante, la cuota del gas natural, cuyo uso crecería a una tasa media del 1,3% anual, también se mantendría prácticamente inalterada, en torno al 12%.

La demanda de petróleo aumentaría un 1,2% por año, con casi el 75% de este aumento proveniente del sector del transporte, aunque su cuota de participación sobre el total del consumo global de energía final caería de un 43% en 2006, a un 40% en 2030. El uso de los biocombustibles (principalmente de primera generación) podría representar en 2030 un 4% de la demanda total en el sector del transporte, frente al 1% de 2006.

2.3. Producción y comercio

El escenario de referencia del WEO 2008, considera que el mundo dispone de suficientes recursos energéticos para cubrir el crecimiento de la demanda previsto en el horizonte del 2030. Sin embargo, advierte que para disponer de dichos recursos será indispensable efectuar una gran inversión y

que ésta no sufra retrasos. Al respecto, conviene no perder de vista que los riesgos geopolíticos y las restricciones políticas existentes en muchas de las zonas más interesantes desde el punto de vista prospectivo, ocasionan que las inversiones en petróleo y gas no siempre pueden destinarse al desarrollo de las reservas más baratas. Esto significa que un porcentaje creciente del suministro de combustibles fósiles deberá proceder de yacimientos cuya explotación resulta más difícil y costosa, como es el caso de los recursos de petróleo y gas no convencionales y de aquellos localizados en aguas profundas. La tecnología para explotar tales tipos de recursos está experimentando una constante mejora pero los costes de exploración y producción serán, sin duda, más altos en el futuro.

Según el WEO 2008, entre 2006 y 2030, la mayor parte del incremento en la producción de petróleo provendrá de un pequeño número de países que concentran las reservas y los recursos que quedan por explotar. Entre estos cabe citar diversos países que forman parte de la OPEP⁶, muy especialmente los de Oriente Medio, así como un puñado de productores ajenos al cartel, entre los que destacan Canadá (con sus grandes reservas de recursos no convencionales), los países que rodean el mar Caspio y Brasil.

Durante el periodo citado, muchos de los países productores de petróleo no integrados en la OPEP verán declinar su extracción, mientras que los de la OPEP verán aumentar su cuota en la producción mundial, pasando del 44% actual, al 51% en 2030, siempre que las inversiones requeri-

⁶ Arabia Saudita, Argelia, Angola, Ecuador, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Unión de Emiratos Árabes y Venezuela.

das lleguen a tiempo, una condición que no siempre se ha cumplido en el pasado. La contribución al suministro global a partir de los líquidos del gas natural y de los recursos no convencionales (especialmente las arenas bituminosas de Canadá) también experimentará un notable incremento.

El escenario de referencia del WEO 2008 prevé que durante el periodo 2006-2030 la producción de gas natural aumentará en todas las regiones, excepto en los países europeos de la OCDE. Los mayores incrementos tendrían lugar en Oriente Medio y en África, regiones que albergan buena parte de los recursos mundiales de bajo coste, de modo que la producción se multiplicaría por tres en la región citada en primer lugar y por más de dos en la segunda. Las proyecciones apuntan a un aumento de los costes de suministro, en respuesta a la inflación, que previsiblemente seguirá afectando a todos los sectores de la industria energética, así como a la creciente longitud de la cadena de suministro a medida que los países consumidores dependan de fuentes de aprovisionamiento cada vez más distantes.

Por lo que respecta al carbón, aunque las reservas están regionalmente mejor repartidas que las de petróleo y gas, probablemente la producción quedará concentrada en aquellos países en los que los costes de minería, procesado y transporte sean más bajos. El escenario de referencia del WEO 2008 prevé que entre 2006 y 2030 China reforzará su posición como primer productor mundial, contabilizando cerca de dos tercios del aumento mundial de la producción, aunque esto no será suficiente para satisfacer el crecimiento de la demanda interna. Estados Unidos, India y Australia, ocuparán los siguientes puestos en el ranking de productores.

El cambio previsto por el WEO 2008 en la procedencia de los nuevos suministros energéticos necesarios para cubrir el aumento de la demanda durante el periodo 2006-2030 resulta muy llamativo. Por ejemplo, la producción de gas en el conjunto de la OCDE se reducirá en 31.000 millones de metros cúbicos, lastrada por un descenso de 88.000 millones de metros cúbicos en los países europeos. Por otra parte, la producción de petróleo en la OCDE tan solo aumentará en 1,4 millones de barriles diarios (gracias a la contribución de los petróleos no convencionales de Canadá) mientras que la de los países no integrados en la OCDE aumentará en 20 millones de barriles por día. Asimismo, este último grupo de países cubrirá la mayor parte del aumento mundial de la producción de carbón, ya que los países de la OCDE apenas aportarán el 10% del mencionado incremento.

Previsiblemente, el comercio internacional de energía entre regiones experimentará en el futuro una notable expansión para cubrir el desajuste existente entre la localización de la producción y la demanda. Según el escenario de referencia del WEO 2008, entre 2007 y 2030, el volumen de petróleo que será objeto de intercambio comercial aumentará en un 35%, a medida que la producción vaya quedando cada vez más concentrada en un pequeño número de países productores. Asimismo, el declive de la producción de gas en la OCDE conllevará a un aumento de las importaciones, especialmente del transportado como gas natural licuado. El comercio del carbón también está llamado a experimentar un notable crecimiento e incluso China, el mayor productor mundial, deberá incrementar sus importaciones para cubrir una demanda interna galopante.

El WEO 2008 subraya que el creciente comercio internacional de combustibles fósiles tendrá importantes implicaciones para la seguridad del suministro. En el seno de la OCDE, los países europeos y asiáticos, que hoy en día ya son importadores netos de petróleo, verán aumentar su dependencia de las exportaciones entre 2007 y 2030, mientras que los países de Norteamérica y de la región del Pacífico, aunque seguirán siendo importadores, reducirán dicha dependencia. Por otra parte, Oriente Medio, que en la actualidad es la principal región exportadora, aumentará su participación en el comercio internacional de petróleo de un 49% en 2007, a un 52% en 2030. Estas previsiones implican una mayor vulnerabilidad global frente a potenciales subidas de precios causadas por interrupciones temporales del suministro. Asimismo, no hay duda que el mantenimiento de la seguridad de las vías de transporte marítimo y de las grandes conducciones internacionales de hidrocarburos, será una tarea cada vez más complicada, a medida que se alarguen las cadenas de suministro de petróleo y gas.

2.4. Inversiones

El escenario de referencia del WEO 2008 calcula que cubrir la demanda mundial de energía prevista entre 2007 y 2030 requiere una inversión acumulada de 26,3 billones de dólares (del 2007). Más de la mitad de esta suma, es decir 13,6 billones, correspondería al sector de generación de electricidad, mientras que los sectores del petróleo y el gas natural demandarían 6,3 y 5,5 billones, respectivamente (incluyendo infraestructuras de transporte y refino). Las necesidades de inversión por parte de la industria del carbón (excluyendo el transporte) son relativamente más modestas, totalizan-

do menos de 730.000 millones, ya que la producción de carbón es mucho menos intensiva en capital que la de petróleo, gas y electricidad.

Las inversiones comentadas deberán destinarse tanto a expandir la capacidad de suministro para adecuarla a la creciente demanda, como a reemplazar las instalaciones existentes y futuras cuya vida útil caduque entre 2007 y 2030. Según el WEO 2008, algo más de la mitad de la inversión total estimada deberá destinarse a mantener la capacidad de suministro actual, ya que en los sectores del petróleo, gas, carbón y electricidad, gran parte de dicha capacidad tendrá que ser reemplazada antes de 2030. Por otro lado, muchas plantas de generación de electricidad, refinerías de petróleo e instalaciones de transmisión y distribución de gas y electricidad, también tendrán que ser reemplazadas o renovadas.

De la inversión por regiones prevista en el WEO 2008 para el periodo 2007-2030, el 61,5% del total, así como el 58% de la requerida por el sector de la electricidad, corresponderán a países que no pertenecen a la OCDE. Por lo que se refiere a los combustibles fósiles, este mismo grupo de países contabilizaría el 74% de la inversión requerida por el sector del petróleo, el 56% de la del gas y el 72% de la del carbón. Sin duda, todos estos porcentajes son preocupantes.

En el caso del petróleo y el gas, los elevados porcentajes comentados en el párrafo precedente reflejan la creciente dependencia del mercado global de los suministros provenientes de Oriente Medio, África y otros países no integrados en la OCDE. En la mayoría de estos países, la movilización de las inversiones requerirá superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales.

Muchos de los países productores de África, Oriente Medio y América Latina, reconocen la necesidad (y el valor) de implicar activamente la participación extranjera. Argelia, Egipto, Libia, Nigeria y varios países de Oriente Medio han concretado acuerdos de inversión con compañías internacionales de capital privado, pero, en general, no cabe duda que en muchos países las empresas petroleras estatales están incrementando el control sobre el sector de la exploración y producción de hidrocarburos. Una tendencia que en la práctica supone restringir el acceso a la inversión extranjera, con las consecuencias negativas que ello conlleva para la mejora de la gestión, la disponibilidad de tecnologías avanzadas y el acceso al capital.

3. LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO: RIESGOS E INCERTIDUMBRES

3.1. Disponibilidad de recursos y reservas

La cantidad de recursos de hidrocarburos fósiles contenidos en el subsuelo terrestre es finita. Estos recursos pueden clasificarse según el grado de certeza que tengamos sobre su existencia y la probabilidad de que su extracción pueda resultar provechosa. Existen diferentes protocolos para la clasificación de recursos, muchos de ellos desarrollados por organismos estatales. Este hecho es la causa de no poca confusión e inconsistencia a la hora de medir y comparar los citados recursos.

Para solucionar esta problemática se ha intentado lograr un enfoque internacional armonizado. La Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros para

la Evaluación del Petróleo, publicaron conjuntamente en 2007 una serie de directrices sobre la definición y clasificación de recursos, denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRM). Este sistema es compatible con la Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Minerales de Naciones Unidas (UNFC), desarrollado en 2004 por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa. El PRM clasifica los recursos y reservas de acuerdo con el nivel de certidumbre sobre los volúmenes recuperables y la probabilidad de que éstos puedan ser explotados de forma rentable.

En los sistemas PMR y UNFC se denominan «reservas probadas (o reservas 1P) a aquellos hidrocarburos acumulados en yacimientos cuya existencia ha sido certificada tras una campaña prospectiva coronada por un descubrimiento y para los cuales existe un 90% de probabilidad de que puedan ser extraídos de manera rentable (asumiendo una serie de hipótesis acerca de costes, geología, tecnología, comerciabilidad y precios futuros). Las «reservas probadas y probables» (o reservas 2P) incluyen volúmenes adicionales existentes en acumulaciones puestas de manifiesto tras un descubrimiento y que se espera resulten comerciales, aunque la probabilidad de que puedan ser extraídos de forma rentable es tan solo de un 50%. Las «reservas posibles» (o reservas 3P) suman a las reservas 2P aquellos volúmenes evidenciados por un descubrimiento pero cuya probabilidad de ser extraídos de forma rentable es de un 10%. Las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo, en la medida que los supuestos de partida para su cálculo se modifiquen o se disponga de nueva información.

Es interesante señalar que aunque las empresas petroleras se basan, cada vez con más frecuencia, en datos sísmicos para precisar la extensión en el subsuelo de las rocas que contienen hidrocarburos, la Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU. (SEC) –encargada de imponer y supervisar el cumplimiento de una determinada normativa en la declaración de reservas a las compañías que cotizan en las bolsas de los EE.UU.– hasta ahora no ha permitido a las empresas presentar estimaciones de reservas elaboradas exclusivamente a partir de datos sísmicos. También requiere pruebas derivadas de la perforación de un determinado número de sondeos.

Aquellos volúmenes de hidrocarburos descubiertos, pero que no resultan comerciales y no pueden ser puestos en producción, son conocidos bajo el nombre de «recursos contingentes». Asimismo, los volúmenes de hidrocarburos que puedan existir en una determinada región pero que todavía permanecen por descubrir reciben el nombre de «recursos prospectivos». Conviene, por tanto, separar claramente los términos reservas y recursos, y cuando se habla de las primeras, aclarar si se trata de probadas, probables o posibles. Algo que queda muy lejos de las prácticas habituales de muchas petroleras estatales.

Una cuestión importante es que si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos, la manera en que éstos se miden en la práctica, todavía difiere ampliamente según el país y la jurisdicción. No hay un nivel de referencia o normativa legal acordados internacionalmente sobre qué pruebas se necesitan para demostrar la existencia de un descubrimiento, ni sobre las hipótesis que deberán utilizarse para

determinar si el petróleo descubierto puede ser extraído de forma rentable. Esta situación refleja, en parte, el hecho de que existen diferentes sistemas y diseños para la elaboración de informes según el propósito de estos. Por ejemplo, las normas para la presentación de informes financieros, como las exigidas por la SEC, suelen ser las más estrictas y en consecuencia las estimaciones de reservas resultantes suelen ser las más bajas. Además, el grado de exigencia existente sobre las empresas para que estas divulguen la información sobre sus recursos y reservas es muy variable. Las auditorías sobre reservas y la publicación de los resultados no constituyen una práctica universal. Muchas compañías petroleras, especialmente las petroleras internacionales de capital privado, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen.

Un caso concreto que ilustra la situación es el de las sospechas existentes 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 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 SEC 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 de 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.

Todas estas contradicciones han acrecentado la confusión sobre cuánto petróleo podrá ser realmente puesto en producción a medio y a largo plazo. Diversos organismos están trabajando juntos para tratar de armonizar la forma en la que los diferentes tipos de reservas son medidas en la práctica, con el objetivo de lograr una mayor transparencia en la contabilidad de los recursos. Sin embargo, su labor se ve obstaculizada por la renuencia de los países y las industrias que han desarrollado sus propios sistemas de contabilidad a aceptar nuevas normas, así como por las dificultades inherentes a la adaptación de los sistemas nacionales a un sistema universal.

A pesar de la poca transparencia y la disparidad de criterios existentes a la hora de contabilizar las reservas probadas de petróleo, la Agencia Internacional de la Energía afirma que estas son suficientes para cubrir el aumento de la demanda mundial previsto entre 2007 y 2030 en el escenario de referencia del WEO 2008. Al margen de algunas evaluaciones extremas, tanto por exceso como por defecto, existe un cierto consenso en la industria petrolera internacional sobre que las reservas probadas de petróleo crudo y de líquidos del gas natural que quedan por explotar oscilan entre 1,2 y 1,3 billones de barriles (incluyendo cerca de 0,2 billones de barriles de petróleo no convencional), de modo que, en teoría, al ritmo actual de consumo, este volumen sería suficiente para asegurar el suministro mundial durante los próximos 40 años⁷.

La AIE señala que la cifra de reservas probadas casi se ha duplicado desde 1980, aunque reconoce que la mayor parte del aumento procede de revisiones poco justificadas técnicamente efectuadas durante la década de los ochenta en los países de la OPEP y no que provengan de nuevos descubrimientos. Asimismo, la AIE destaca el hecho de que aunque desde el año 2000 el volumen anual medio de petróleo descubierto ha sido superior al contabilizado durante la década de los noventa (gracias al aumento de la actividad exploratoria y las mejoras tecnológicas) la realidad es que desde los años ochenta los volúmenes extraídos superan a los inventariados mediante nuevos descubrimientos (a pesar de algunos grandes hallazgos recientes, tales

⁷ Para un listado detallado de las reservas probadas de petróleo por países y regiones, véase: *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, pp 5-6, (<http://www.bp.com>). Véase también: *World Oil and Gas Review 2008*, ENI, Oil (<http://www.eni.it>).

como los efectuados recientemente en aguas profundas de Brasil).

Las estimaciones de reservas dan una idea aproximada de cuanto petróleo puede ser extraído a corto y medio plazo. Los recursos finalmente recuperables (RFR) nos informan sobre el volumen total de petróleo que en última instancia podrá ser producido de forma comercialmente rentable. El WEO 2008 estima que los RFR de petróleo convencional (que incluyen las reservas iniciales probadas y probables existentes en los yacimientos ya descubiertos, el crecimiento de las reservas y el petróleo que todavía queda por descubrir) se aproxima a los 3,5 billones de barriles, de los cuales, hasta la fecha, tan solo hemos consumido un tercio. Del volumen recuperable restante, un tercio correspondería a campos por descubrir.

Los RFR de petróleo no-convencional, que prácticamente no han sido desarrollados hasta la fecha, también son muy grandes. Entre estos, las arenas bituminosas y los petróleos extra-pesados (principalmente localizados en Canadá y en Venezuela, respectivamente) podrían totalizar entre 1 y 2 billones de barriles económicamente recuperables. Si a estos recursos no convencionales se le añade el potencial de los esquistos bituminosos, el total recuperable podría ascender a 6,5 billones de barriles. Y si a esta cifra le sumamos el potencial de las tecnologías de transformación de carbón o gas a líquidos (CTL y GTL, respectivamente) la cifra final de RFR no convencionales podría ascender a 9 billones de barriles.

Aparte de que algunos estudios rebajan sensiblemente estas cifras, en el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos, así como los costes de producción dependerán de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. La

explotación de los recursos no convencionales supone un importante impacto ambiental y la emisión de mayores cantidades de gases de efecto invernadero durante el proceso extractivo que las originadas durante el mismo proceso por los combustibles convencionales. Por ello, la introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO₂ tendría una gran repercusión sobre los costes de extracción. Además la explotación de estos recursos no convencionales implica un balance energético (relación entre la energía utilizada para su obtención y la energía suministrada por su uso) considerablemente menor que el de los petróleos convencionales.

3.2. El declive de la producción de petróleo convencional

Los datos sobre reservas probadas y recursos recuperables finales expuestos en el apartado anterior pueden llevar a la conclusión, errónea, de que aunque posiblemente el petróleo será más caro en el futuro, su suministro esta garantizado. Sin embargo, ello no es así. Al margen de conocer con mayor o menor precisión la disponibilidad de reservas y recursos, conviene analizar la situación y perspectivas existentes en torno a la producción para saber si la transformación de los recursos y reservas en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. A este respecto, el WEO 2008 destaca, por primera vez, la importancia de estimar de forma precisa la tasa de declive de la producción de los campos de petróleo actualmente en explotación en el mundo. Conocer dicha tasa —que mide la pérdida de producción anual de un yacimiento cuando éste entra en fase de madurez— resulta esencial para

prever la nueva capacidad de producción y las inversiones necesarias para satisfacer la demanda global. Por esta razón, la AIE ha abordado el análisis detallado de las tendencias históricas de producción de 800 campos que en 2007 totalizaron más del 60% de la producción mundial. Los resultados obtenidos muestran que la tasa de declive observada para los campos que han pasado su cenit productivo promedia un 6,7% anual a escala global y en el escenario de referencia se contempla que este porcentaje se elevará al 8,6% en 2030.

Por otra parte, si definimos la tasa de declive natural (o tasa de declive subyacente) como la caída de la producción anual que hubiera tenido lugar si no hubiera sido corregida mediante un programa adecuado de inversiones en tecnología, resulta que dicha tasa promediaría a escala mundial un 9% anual (un 2,4% más que la tasa de declive observada). Esto significa que si no se hubiera invertido en los campos que han pasado su cenit productivo, el declive de la producción de los campos actualmente en explotación hubiera sido aproximadamente un 30% más rápido.

Las proyecciones del escenario de referencia del WEO 2008 implican que en 2030 la tasa promedio de declive natural post-cenit habrá experimentado, a nivel mundial, un incremento porcentual de un punto, situándose en torno al 10%. Ello obedece a que todas las regiones experimentarán una caída en el tamaño medio de los campos en producción, al mismo tiempo que en la mayoría de ellas se asistirá a un desplazamiento de la actividad desde tierra hacia aguas marinas. Todo ello implica que en algunos países, sólo para compensar el declive natural de la producción, el total de la inversión en el sector de exploración y producción debe incrementarse significativamente.

3.3. La producción de petróleo: un futuro en condicional

Teniendo en cuenta el fenómeno del declive comentado y otros factores, la AIE advierte en el WEO 2008 de la existencia de serias incertidumbres y riesgos en el sector de la producción de petróleo para satisfacer la demanda mundial, a medio y a largo plazo. Las más importantes son las siguientes:

- El escenario de referencia prevé que el suministro mundial de petróleo aumente de 84 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 106 Mbd en 2030. Descontando las ganancias en el proceso de refino, la producción mundial sería de 104 Mbd. Aunque la AIE no espera que la producción global de petróleo alcance su cenit antes de 2030, asume que la extracción de petróleo convencional —petróleo crudo, líquidos del gas natural (LGN) y ganancias provenientes de la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación— adoptará un perfil prácticamente plano hacia finales del periodo proyectado.

En realidad, entre 2007 y 2030, la producción de petróleo crudo convencional solo aumentará modestamente (5 Mbd), debido a que el volumen proveniente de la explotación de nuevos yacimientos apenas compensará el perdido a causa del declive productivo de los campos actualmente existentes. De hecho, el grueso del incremento neto en la producción total de petróleo provendrá del LGN (lo que requiere una rápida expansión de la explotación de yacimientos de gas natural) y de los recursos no convencionales, especialmente de las arenas bituminosas de Canadá.

- La mayor parte del aumento de la extracción mundial de petróleo provenirá de los países de la OPEP. Estos pasaran de producir el 44% del petróleo mundial en 2007, al 51% en 2030. Aunque existen dudas sobre el volumen exacto de las reservas declaradas por dichos países, la AIE asume que, en principio, dicho volumen es suficientemente grande (y sus costes de explotación lo suficientemente bajos) para alcanzar los porcentajes previstos. Sin embargo, existen temores de que la inversión en los países de la OPEP pueda verse limitada por factores diversos, entre los que se incluyen las cuestiones geopolíticas y la aplicación de una política de ralentización del agotamiento de las reservas. Arabia Saudita seguirá siendo el mayor productor mundial, aumentado su extracción de 10,2 Mbd en 2007, a 15,6 Mbd en 2030.
- Fuera de la OPEP, la producción de petróleo convencional se encuentra ya estancada, o en fase de meseta (*plateau*), y empezará a declinar a mediados de la próxima década, acelerando su caída hacia finales del periodo proyectado. En la mayoría de los países ajenos a la OPEP, la producción ha alcanzado ya el cénit (*peak*) y antes de 2030 lo alcanzará en muchos de los que restan. Sin embargo, la AIE confía en que el descenso de la producción de petróleo crudo y LGN se verá compensada por un aumento de la producción de petróleo no convencional, de modo que el volumen total extraído permanecerá constante a partir de 2015. En estos países, una vez descontado el declive natural de la producción en los campos actual-

mente en explotación, la capacidad de producción convencional crecerá a corto plazo, pero la disminución en el número de descubrimientos y el menor tamaño de estos impulsará al alza los costes marginales de desarrollo, lo que acarreará una disminución de la producción.

- El incremento global de la producción proyectado en el escenario de referencia del WEO 2008 depende de manera crítica de la concreción, sin retrasos, de una inversión adecuada. Entre 2007 y 2030, debe ponerse a punto una capacidad adicional bruta de 64 Mbd, un volumen que equivale a seis veces la actual producción de Arabia Saudí. Y para 2015 dicha capacidad bruta debería ser de 30 Mbd. La Agencia Internacional de la Energía advierte de que existe el riesgo real de que una inversión insuficiente cause una crisis de suministro antes de esta última fecha. Tras analizar, una por una, las inversiones en nuevos proyectos actualmente en curso o previstas, se detecta un déficit en el suministro de 7 Mbd en 2015 y este agujero podría empezar a hacerse patente a partir de 2011. Los efectos de la actual crisis económica y financiera podrían rebajar la demanda, pero también retrasar algunas inversiones contabilizadas como seguras.

3.4. El debate sobre el cénit de la producción global de petróleo

En sus previsiones, la Agencia Internacional de la Energía estima que si las inversiones previstas llegan a tiempo y los paí-

ses productores se comprometan a estas (ver apartados 5 y 6), el cenit de la producción global de petróleo, o momento en el que ésta entrará en declive, no se producirá antes del 2030. Una previsión en línea con las del Departamento de Energía de EE.UU. (véase WOOD *et al.*, 2004) y el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS, 2000), que asumiendo para el futuro un incremento medio anual de la extracción 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. Los resultados obtenidos asumiendo tasas de crecimiento de la extracción del 1% o del 3%, en vez del 2% utilizado con anterioridad, retrasarían o adelantarían las fechas citadas, dependiendo de la probabilidad de la base de recursos recuperables que se elija (5%, 50% o 95%). Este análisis, junto al hecho de que las proyecciones comentadas del USGS no tienen en cuenta los hidrocarburos no convencionales, han llevado a algunos analistas a afirmar que en los próximos veinticinco a cincuenta años el mercado dispondrá de una cantidad ilimitada de petróleo. Dentro de este grupo de previsiones optimistas cabe citar también la de la consultora CERA (*Cambridge Energy Research Associates*) que prevé que la producción mundial de petróleo convencional y no convencional alcanzará su máximo en torno al 2030, para luego entrar en un periodo de estancamiento con altibajos (*bumpy plateau*) seguido por otro de suave declive.

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 mundial de petróleo 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 recuperables finales de Campbell y Laherrère (1998) que sostienen que en estos momentos hemos consumido ya casi la mitad de los recursos recuperables del planeta.

La visión de la industria petrolera sobre la cuestión del cenit global de la producción de petróleo también es dispar. Mientras algunas compañías, como ExxonMobil y BP, se sitúan en línea con las previsiones más optimistas arriba citadas (USGS y CERA), otras, como las de Total (Mosconi, 2008), sostienen que entre 2015 y 2020 la producción mundial de petróleo convencional y no convencional, condensados y líquidos del gas natural, alcanzará su cenit en torno a los 95 millones de barriles diarios, para luego situarse en una suave meseta ligeramente descendente que se prolonga hasta 2030. La empresa Total advierte que incluso añadiendo al volumen citado los biocarburantes y los combustibles sintéticos derivados del carbón (CTL) y del gas natural (GTL), la producción mundial de líquidos alcanzaría su cenit en 2020, para luego mantenerse prácticamente plana, en una prolongada meseta, hasta 2030. La conclusión de Total es clara: a partir de 2020, la demanda de productos del petróleo tendrá que adaptarse a un suministro limitado, del orden de 100 millones de barriles diarios. Una afirmación que no parece entrar en contradicción con las proyecciones del Escenario de Referencia del WEO 2008 en el horizonte 2015, pero que si contradice la previsión de un consumo y una oferta en torno a los 106 millones de barriles diarios en 2030.

3.5. Flujos de producción a corto y medio plazo

El debate en torno al momento en que se producirá el cenit de la producción mundial de petróleo resulta difícil de cerrar por las discrepancias existentes sobre las reservas y recursos disponibles, el volumen de recursos finalmente recuperables, así como sobre otros factores técnicos, económicos y políticos. Por ello, sin obviar dicho debate, algunos organismos y analistas prefieren seguir una aproximación más pragmática para evaluar el balance futuro, a corto y medio plazo, entre oferta y demanda. Esta aproximación no se basa en las estimaciones globales de reservas y recursos del subsuelo, sino en la cuantificación de los «flujos de producción». Se trata de contabilizar la producción resultante de la suma de todos y cada uno de los proyectos que en teoría (suponiendo que no hay retrasos) deben entrar en producción en un determinado periodo de tiempo, para luego cotejar el resultado obtenido con las proyecciones sobre la demanda para el mismo periodo. Como ya se ha dicho en el último sub-apartado del punto 3.3, mediante la aplicación de este tipo de análisis de abajo a arriba (*bottom-up*), el escenario de referencia del WEO 2008 detecta una importante brecha potencial entre oferta y demanda en el transcurso del periodo 2011-2015.

4. LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL: RIESGOS E INCERTIDUMBRES

Los recursos globales de gas natural son grandes, aunque, como sucede en el caso del petróleo, están concentrados en un pequeño número de países. A finales de 2007

las reservas probadas de gas natural se situaban entre 175 y 178 billones de metros cúbicos, equivalentes a unos 60 años de consumo. Tres países –Rusia, Irán y Qatar– acumulan el 56% de las reservas probadas por explotar del mundo, y tan solo 25 campos de gas contienen el 48% de las mismas. Oriente Medio totaliza, en conjunto, el 41% de las reservas y Rusia el 25%. Según el WEO 2008, los volúmenes aportados por los nuevos descubrimientos es todavía grande y, a diferencia del caso del petróleo, aunque el tamaño de los yacimientos de gas descubiertos ha declinado en las últimas tres décadas, el volumen de gas encontrado durante el periodo 2000-2006 todavía supera al producido. Debe destacarse que más del 40% de las reservas mundiales de gas (y el 60% de las de Oriente Medio) presentan un elevado contenido de SH_2 y CO_2 , lo que supone un importante desafío técnico y económico, tanto desde el punto de vista de la perforación y producción, como desde el punto de vista de deterioro medioambiental.

Los recursos finalmente recuperables de gas natural convencional pendientes de explotación –incluyendo las reservas probadas por explotar, el crecimiento de las reservas y los recursos por descubrir– podrían ser aproximadamente 400 billones de metros cúbicos. A efectos comparativos, cabe destacar que la producción acumulada hasta 2007 representa menos de una sexta parte de este volumen. Según el WEO 2008, los recursos no convencionales de gas natural son mucho mayores y podrían alcanzar la cifra de 900 billones de metros cúbicos, con alrededor del 25% de los mismos concentrados en EE.UU. y Canadá, países a los que siguen, China, India y la antigua Unión Soviética, con un 15% cada uno. En esta estimación de recursos no convencionales

no se incluyen los hidratos de gas. Estos compuestos, cuya explotación comercial a gran escala parece todavía lejana, podrían albergar entre 3,4 trillones y 300.000 billones de metros cúbicos de gas.

De acuerdo con los dos puntos anteriores, las reservas y recursos de gas natural son más que suficientes para satisfacer la demanda prevista hasta 2030. Sin embargo, el WEO 2008 también advierte que las incertidumbres acerca de si las infraestructuras necesarias para desarrollar dichos recursos, así como para transportar el gas desde los países productores a los principales centros de demanda, podrán ser construidas a tiempo, es enorme especialmente si se tienen en cuenta las barreras económicas, geopolíticas y técnicas existentes para la inversión (ver apartados 5 y 6). El escenario de referencia del WEO 2008 prevé que la producción aumente algo menos de 3 billones de metros cúbicos (Bcm) en 2006, a 4,4 Bcm en 2030. El 46% de dicho crecimiento tendría lugar en Oriente Medio, donde en 2030 se prevé alcanzar un volumen de 1 Bcm (tres veces más que los niveles de 2006). La mayor parte de este aumento debería provenir de Irán y Qatar y el resto de Rusia, África y América Latina.

Como sucede en el caso del petróleo (ver apartado 3.4) la AIE asume en sus previsiones que si las inversiones previstas llegan a tiempo y los países productores se abren a estas (ver apartados 5 y 6), el cénit de la producción global de gas natural, o momento en el que ésta entrará en declive, no se producirá en ningún caso antes del 2030. Una suposición que parece venir avalada por la gran disponibilidad de reservas y recursos, convencionales y no convencionales, que todavía quedan por explotar. Algunos analistas, como Jean Laherrère

de la *Association for the Study of Peak Oil & Gas* (ASPO) han sugerido que el cénit global de la producción del gas natural, incluyendo tanto el procedente de fuentes convencionales como el obtenido de recursos no convencionales, se alcanzará para una producción acumulada cercana a los 140 billones de metros cúbicos, en una fecha próxima a 2030. Otros autores, como Mohr y Evans (2007) sitúan el cénit de la producción convencional en torno a la misma fecha, pero consideran que si a la citada producción se le suma la procedente de fuentes no convencionales, el cénit se retrasaría en unos diez años.

5. BARRERAS A LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

El WEO 2008 constata que la inversión total en exploración y producción de petróleo y gas ha aumentado rápidamente en los últimos años, triplicándose durante el periodo 2000-2007, hasta alcanzar la cifra de 390.000 millones de dólares nominales. La mayor parte de este aumento se destinó a cubrir la subida de los costes propiciada por la inflación, de modo que una vez ajustada esta última, la inversión en 2007 fue en realidad un 70% mayor que la del 2000. En promedio, durante el mismo periodo y a escala global, los costes en exploración y producción aumentaron en aproximadamente un 90%.

De cara al futuro, el WEO 2008 presenta una previsiones sobre la inversión en exploración y producción de petróleo y gas a escala mundial, elaboradas en función de los planes de cincuenta grandes petroleras mundiales que en conjunto aglutinan más del 75% de la producción global de petróleo

y gas. Según dichos planes, cabe esperar que la citada inversión continúe aumentando, hasta superar los 600.000 millones de dólares en 2012. Si se asume una estabilización de los costes, ello supondría un aumento de la inversión real en torno al 50% para el periodo 2007-2012, lo que representaría un aumento medio anual del 8%.

Las proyecciones para el periodo 2007-2030 del Escenario de Referencia del WEO 2008 prevén la necesidad de una inversión acumulada en el sector de la exploración y producción de petróleo y gas de 8,4 billones de dólares (del 2007), lo que equivale a un promedio anual de 350.000 millones de dólares. Una cantidad que queda por debajo de las invertidas en la actualidad. Esta discrepancia puede interpretarse como una indicación de que el ritmo inversor va por buen camino. Pero esto no es tan evidente ya que el importe total de las inversiones necesarias previstas en el WEO 2008 tiene en cuenta que a lo largo del periodo proyectado se producirá un cambio importante en el destino de la inversión. A medida que la producción de petróleo vaya declinando en las regiones ya maduras, la actividad de exploración y producción se desplazará hacia regiones de menor coste, especialmente Oriente Medio, de modo que la inversión necesaria caerá durante la segunda mitad del periodo proyectado, pasándose de una inversión anual media de 500.000 millones de dólares (del 2007) durante el periodo 2007-2012, a alrededor de 300.000 millones en el intervalo 2016-2030.

Este cambio implicará que las oportunidades de inversión de las compañías internacionales irán disminuyendo, al mismo tiempo que los países ricos en recursos de hidrocarburos deberán asumir una mayor carga inversora, ya sea directamente, a través de sus empresas estatales, o bien indi-

rectamente, en asociación con inversores extranjeros.

En este nuevo escenario, el WEO 2008 detecta la existencia de serios obstáculos potenciales a la inversión que podrían limitar el futuro suministro global de petróleo y gas. Entre dichos obstáculos potenciales se encuentran:

- las previsibles políticas de producción acordadas por los países ricos en hidrocarburos para ralentizar el ritmo de agotamiento de sus recursos,
- la creciente falta de oportunidades para las compañías internacionales de capital privado a la hora de invertir en dichos países,
- la preocupante carestía de personal cualificado y equipos, y
- las posibles limitaciones resultantes de la evolución del contexto geopolítico y del estallido de conflictos regionales.

6. EL AUGES DEL 'PETRONACIONALISMO'

Otro aspecto muy importante a tener en cuenta de cara al futuro suministro global de hidrocarburos es el relacionado con el denominado «petronacionalismo» o «nacionalismo de recursos». Desde hace una década estamos asistiendo a un cambio estructural en el sector de exploración y producción de la industria del petróleo y el gas, de forma que las compañías estatales (NOC) están adquiriendo una posición cada vez más preponderante, en detrimento de las grandes compañías internacionales de capital privado (IOC). De hecho, el escenario de referencia del WEO 2008 contempla que entre 2007 y 2030 las NOC deberán responsabilizarse del 80% del aumento total de la producción de

petróleo y gas. En la actualidad, en muchos de los países con las mayores reservas de hidrocarburos, las NOC dominan la industria de la exploración y producción, de modo que las compañías extranjeras, o bien no pueden inventariar como propias y desarrollar dichas reservas, o bien pueden hacerlo bajo condiciones muy duras y restrictivas. La subida del precio del petróleo y la creciente convicción de muchos líderes políticos de los países productores de hidrocarburos de que sus NOC sirven mejor que las IOC al interés general de sus ciudadanos, han impulsado la confianza y las aspiraciones de las petroleras estatales, algunas de las cuales rivalizan en capacidad técnica y eficiencia con las petroleras internacionales de capital privado. Estas últimas, que tradicionalmente han dominado la industria global del petróleo y el gas, están cediendo protagonismo ante el empuje de las NOC y los volúmenes de sus reservas y producción están disminuyendo, debido a que ante la falta de oportunidades en los países ricos en hidrocarburos deben concentrar su actividad en regiones maduras fuera de los países de la OPEP. Últimamente, las «súper petroleras» están teniendo dificultades para reemplazar sus reservas probadas y expandir su producción, al mismo tiempo que se ven forzadas a asegurar una mayor rentabilidad a sus accionistas, para lo cual deben aumentar el porcentaje de los beneficios destinados a tal fin.

Las repercusiones derivadas de la evolución estructural experimentada por la industria del petróleo y el gas podrían ser importantes para la inversión, la capacidad de producción y los precios. El creciente poder de las compañías estatales puede resultar un obstáculo para la concreción de las inversiones previstas en el escenario de referencia del WEO 2008. En función de sus intereses a largo plazo, los países ricos en

hidrocarburos pueden decidir ralentizar el agotamiento de sus reservas y recursos.

Asimismo, existen dudas sobre la preparación y eficiencia, tanto financiera como técnica, de muchas de las compañías estatales para poner a punto la capacidad de producción requerida.

Probablemente, a largo plazo, asegurar el suministro global de petróleo y gas, requeriría de la cooperación entre las petroleras estatales y las de capital privado. Su asociación resultaría mutuamente beneficiosa. Los gobiernos de los países productores y consumidores también podrían desempeñar un papel para impulsar esta cooperación. Los gobiernos de los productores introduciendo reformas institucionales, normativas y fiscales encaminadas a atraer la participación extranjera, así como a promover una mayor eficiencia comercial de sus compañías estatales. Los gobiernos de los países consumidores esforzándose para lograr un mejor entendimiento con los países productores, propiciando el diálogo y el comercio.

7. CONCLUSIONES

De lo expuesto puede concluirse que durante el próximo cuarto de siglo, carbón, petróleo y gas, seguirán siendo indispensables para cubrir el crecimiento de la demanda energética global. Para ello, el mundo dispone de suficientes reservas y recursos. Sin embargo, el aumento continuado de la producción de petróleo y gas natural a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen una seria amenaza para asegurar las previsiones de demanda a medio y largo plazo. Al margen de cuestiones geopolíticas, tales como la concentración de las reservas y recursos de petróleo y gas en unos pocos países, una

mayor dependencia futura de los países de la OPEP y el auge del fenómeno del «petronacionalismo» que pone en tela de juicio la existencia de un «libre mercado» en los sectores del petróleo y el gas, los citados riesgos incluyen: la progresiva disminución del volumen de los descubrimientos, un rápido declive de la producción de los campos de petróleo convencional actualmente en explotación que resultará difícil de compensar y, finalmente, la existencia de diversas barreras que pueden dificultar la concreción de las inversiones en exploración y producción de petróleo y gas necesarias para hacer frente a la creciente demanda

Probablemente, mitigar tales riesgos a escala global comportará expandir otras fuentes energéticas económicamente viables, tales como el carbón, la energía nuclear de fisión, las renovables y la explotación de los recursos no convencionales de petróleo y gas. Cada una de estas fuentes presenta importantes desafíos específicos

a superar en los campos de la seguridad, impacto ambiental, costes económicos y de aceptación política y social. Asimismo, su desarrollo y comercialización suscitará nuevas necesidades en materia de infraestructuras.

Dentro de este contexto global, la política energética de un país no debe confundir independencia energética con la necesidad de reforzar su seguridad energética. El primer concepto, hoy por hoy, no es realista, mientras que la seguridad puede ser sustancialmente mejorada mediante la moderación de la demanda a partir de la eficiencia y el ahorro, la expansión y diversificación de los recursos energéticos internos, especialmente de los asociados a fuentes renovables, así como por el robustecimiento de la inversión y el comercio internacional. Pero, en cualquier caso, conviene no olvidar que ningún país puede aspirar a su propia seguridad si no es dentro del marco de la seguridad energética global.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CAMPBELL COLIN J. Y LAHERRERE, JEAN H. (1998): «The End of Cheap Oil», *Scientific American*, 278(3), March 1998.
- BP (2008): Statistical Review of World Energy, June.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2008): «International Energy Outlook 2008», US. Department of Energy, Washington.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007): «World Energy Outlook», OECD/IEA, París, 2007.
- World Energy Outlook (2008): OECD/IEA, París.
- MOHR, S.H. Y EVANS, G.M. (2007): «Model proposed for world conventional, unconventional gas». *Oil & Gas Journal*, December 17: 46-51.
- MOSCONI, J.-J. (2008): «The Energy Outlook in 2030 According to Total», Energy & Environment Press Seminar, 2 June.
- UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (USGS) (2000): «World Petroleum Assessment 2000», USGS, Washington.
- WOOD, J.H., LONG, G. R Y MOREHOUSE, D.F. (2004): «Long-Term World Oil Supply Scenarios», Energy Information Administration, 7, Washington