

El Suministro Global de Petróleo. Retos e Incertidumbres

Dr. Mariano Marzo Carpio

Académico Numerario de la Real Academia de
Ciencias y Artes de Barcelona
Catedrático de Estratigrafía, Facultad de Geología,
Universidad de Barcelona

PAPELES *DE*
CUADERNOS
DE ENERGÍA

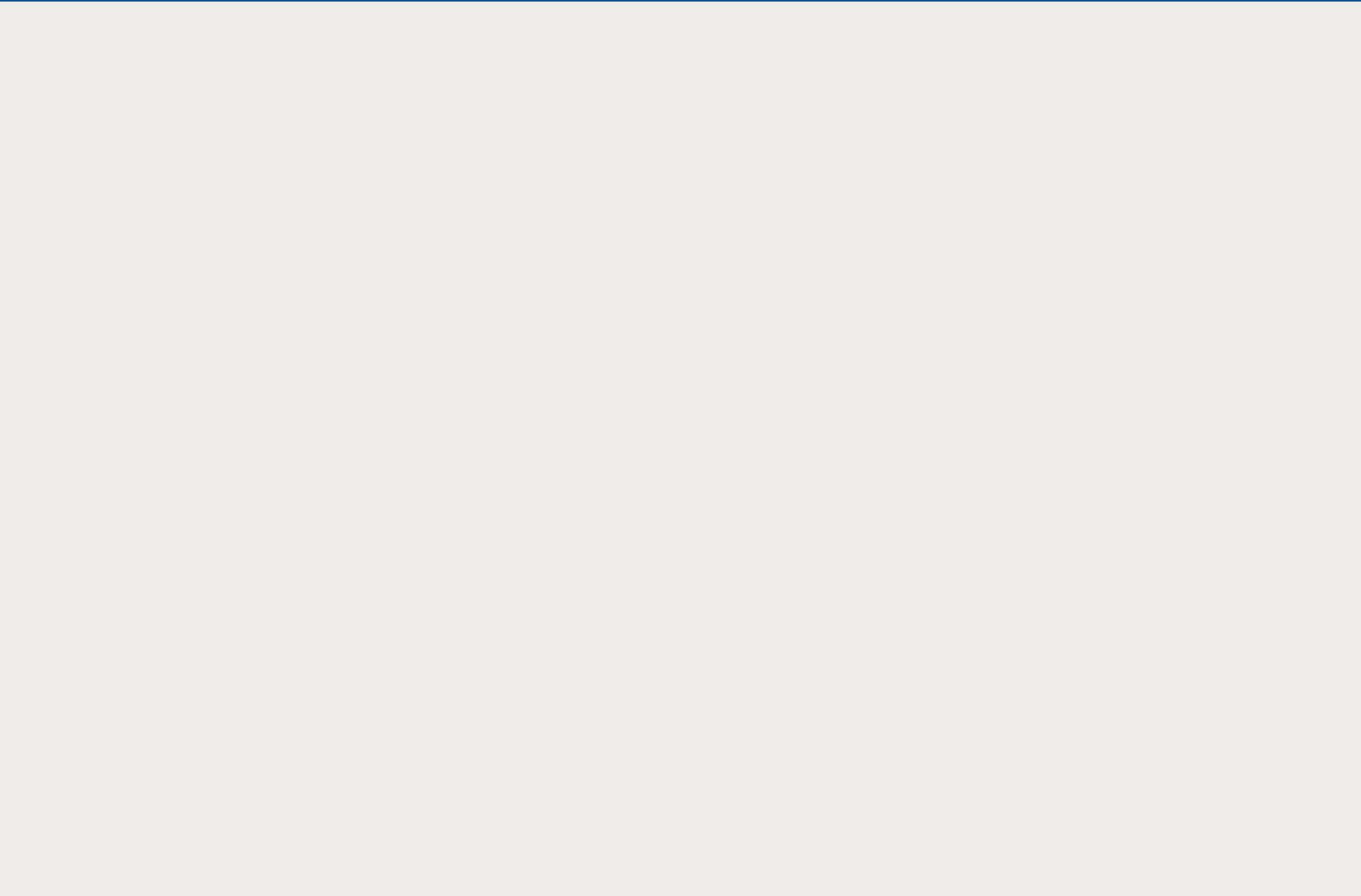


EDITADO POR:



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA

INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



El Suministro Global de Petróleo. Retos e Incertidumbres

Memoria de ingreso del **Dr. Mariano Marzo Carpio** como Académico Numerario en la **Real Academia de Ciencias y Artes de Barcelona**, en el acto solemne celebrado el día 22 de abril de 2010.

Publicación - Separata del nº 29 de Cuadernos de Energía

Edita

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

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257, 8ª Planta
28046 Madrid
Tf. 91 323 72 21
Fax. 91 323 03 89

www.enerclub.es

Depósito Legal: M-21638-2008

MEMORIA LEIDA POR EL ACADEMICO ELECTO Dr. MARIANO MARZO CARPIO

En el acto de su ingreso el día 22 de Abril de 2010

Excelentísimo Señor Presidente,
Excelentísimos miembros de la Reial Acadèmia de Ciències i Arts de Barcelona,
Señoras y Señores:

Permítanme que las primeras palabras de este discurso sean para agradecer a los miembros de esta Reial Acadèmia que me hayan propuesto para ingresar en una institución de tan dilatada historia. Agradezco a todos aquellos que me han votado y aceptado, entre los cuales quisiera mencionar de un modo muy especial al doctor Oriol Riba Arderiu, a la doctora Carmina Virgili Rodón y al doctor Salvador Reguant Serra. Es para mi un gran honor y espero saber estar a la altura de esta gran institución.

Creo firmemente que un acto de este tipo significa también un reconocimiento para todas aquellas personas e instituciones que, con sus decisiones, consejos y críticas, han contribuido a mi formación humana y científica. La lista sería muy larga y, para no cometer el error imperdonable de omitir algún nombre, quizás lo más oportuno sea mencionarlos de manera genérica, con la única excepción de aquellos que me son más próximos. Me estoy refiriendo a mi familia, muy especialmente a mis padres y hermanos, a mis suegros y, como no, a mi mujer e hijo, Laura y Pablo. Sin olvidarme de mis maestros, ni de mis compañeros de profesión, amigos y alumnos con los que he tenido la suerte de compartir tantas ilusiones y esperanzas.

Cuando echo la vista atrás, tras más de treinta y cinco años de ininterrumpida tarea docente e investigadora, me parece identificar tres grandes etapas en mi carrera universitaria que en la actualidad configuran otros tantos ejes que definen mis inquietudes intelectuales. El primero se centra en actividades puramente académicas y de investigación básica, el segundo en la búsqueda de una mayor y mejor colaboración con la industria, y el tercero en una decidida apuesta por la interacción entre el mundo universitario y la sociedad.

A la hora de decidirme sobre el tema del discurso a pronunciar con motivo de esta solemne ocasión, me he inclinado por someter a su consideración mis ideas sobre una problemática que por su trascendencia y actualidad se inscribe de lleno en la tercera de las facetas arriba comentadas. Solo me cabe esperar que la elección haya sido acertada y que esta distinguida audiencia considere interesantes y pertinentes las líneas que siguen.

Índice

1.- Introducción	7
2.- ¿Cuánto petróleo necesitamos y para qué?	8
2.1. La importancia del petróleo	9
2.2. ¿Petróleo o combustibles líquidos?	10
2.3. Previsiones sobre la demanda	10
3.- Recursos y reservas disponibles	11
3.1. Clasificación	12
3.2. Fiabilidad de las estimaciones	12
3.3. Reservas probadas	13
3.4. Crecimiento de reservas y técnicas de mejora de la recuperación	14
3.5. Recursos finalmente recuperables de petróleo convencional	14
3.6. Recursos no convencionales	16
3.6.1. Petróleos extrapesados y arenas petrolíferas	16
3.6.2. Esquistos bituminosos (<i>oil shales</i>)	17
3.6.3. Conversión de gas a líquidos (<i>gas-to-liquids o GTL</i>)	18
3.6.4. Conversión de carbón a líquidos (<i>coal-to-liquids o CTL</i>)	18
3.7. Recursos convencionales y no convencionales a largo plazo y el coste del suministro	19
4.- Algunos datos y tendencias preocupantes	20
4.1. Los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído	21
4.2. La exploración y producción es cada vez más cara	22
4.3. La producción mundial de petróleo convencional está en declive	23
4.3.1. Análisis campo a campo	23
4.3.2. Tamaño, edad y distribución geográfica de los campos en producción	24
4.3.3. El perfil de la producción de un campo	24
4.3.4. Tasas de declive observadas	25
4.3.5. Tasas de declive natural	25
4.4. Muchos países han sobrepasado el cenit de la producción	26
4.5. La producción convencional ajena a la OPEP ha superado el cenit	26
4.6. Cada vez somos más dependientes de las exportaciones de la OPEP	27
4.7. Las inversiones necesarias podrían no concretarse a tiempo	28
4.7.1. Políticas de control del ritmo de extracción y agotamiento de recursos en los países productores	28
4.7.2. Menos oportunidades de inversión para las compañías internacionales	29
4.7.3. Limitaciones políticas, conflictos bélicos y terrorismo	30
4.7.4. Disponibilidad de personal cualificado	30

4.8. La amenaza del <i>petronacionalismo</i>	31
4.8.1. El fortalecimiento de las empresas estatales	32
4.8.2. El debilitamiento de las compañías internacionales de capital privado	34
4.8.3. Consecuencias para la inversión y el suministro	36
4.9. Riesgos de interrupciones temporales de suministro	36
4.10. Atención al EROEI	37
5.- El suministro global de petróleo a largo plazo	38
5.1. Breve perspectiva histórica: <i>peak oilers</i> frente a <i>BAU's</i>	38
5.2. La polémica en nuestros días	40
5.3. La visión de la Agencia Internacional de la Energía	40
5.3.1. Declive de la producción de los campos actualmente en explotación	41
5.3.2. Contribución de los nuevos campos por explotar y descubrir	41
5.3.3. Contribución de la mejora de la recuperación (EOR)	41
5.3.4. Contribución de los líquidos del gas natural (LGN)	42
5.3.5. Contribución de los petróleos no convencionales	42
5.3.6. Calidad del crudo	42
5.3.7. Desglose regional y por países	43
5.4. Otras previsiones que sitúan el cenit más allá de 2030	43
5.5. El modelo de la Universidad de Upsala: ya hemos pasado el cenit	44
5.6. El pronóstico de Energyfiles: cenit en 2017	45
5.7. El pronóstico de Total: meseta de producción a partir de 2015	45
5.8. Conclusiones del análisis comparativo de UKERC	46
6.- Conclusiones	47
7.- Una reflexión final	50
8.- Bibliografía	50
Resumen	54
Summary	54
Discurso de respuesta por el académico numerario	55

El suministro global de petróleo. Retos e incertidumbres.

1. INTRODUCCIÓN

Según la mitología griega, dos titanes, Prometeo y su hermano Epimeteo, tenían encomendada la tarea de proporcionar a cada animal un poder que les ayudara en su lucha por la supervivencia. Las serpientes recibieron colmillos para inyectar veneno, los osos una enorme fuerza y las gacelas una gran velocidad. Pero cuando llegó el turno del hombre ya no quedaban poderes por distribuir. Conmovido por su desamparo, Prometeo robó el fuego a los dioses y se lo dio a los humanos. Encolerizado, Zeus, el rey del Olimpo, encadenó al titán a una montaña donde permaneció hasta que Hércules lo liberó. Con el mito de Prometeo, los griegos expresaron la enorme importancia que el fuego tenía en sus vidas.

Con anterioridad al fuego, la potencia de los humanos se fundamentaba en la fuerza de sus músculos. El «descubrimiento» y control del fuego cambió el día a día del hombre primitivo, permitiéndole ver en la oscuridad, calentarse, mantener a raya a los predadores, cocinar, secar y endurecer la madera, así como acceder al uso de los metales. ¿Cuándo se produjo el «regalo» de Prometeo? Las primeras pruebas de la utilización del fuego por los humanos provienen de China y se remontan unos 500.000 años en el pasado.

Habría que esperar cientos de miles de años para que se produjera otro gran salto cualitativo en la utilización de la energía por el hombre. Éste consistió en la domesticación de los animales. Ciertas pruebas arqueológicas sugieren que, hace unos 12.000 años, los perros ya estaban domesticados en China y el suroeste asiático. Ovejas, cabras y cerdos lo habrían sido alrededor del 8.000 aC, el ganado vacuno hacia el 6.000 aC y los caballos, burros y búfalos en torno al 4.000 aC. La utilización de la potencia de los animales permitió a los humanos multiplicar su productividad, de modo que la extensión de tierra cultivable y el número de cosechas por unidad de superficie experimentaron un crecimiento espectacular.

Con un suministro alimenticio más adecuado y seguro, el hombre empezó a evolucionar hacia el sedentarismo, lo que le permitió crear y acumular herramientas nuevas, mejores y más grandes. A consecuencia de ello, los avances en el desarrollo de la tecnología

energética empezaron a sucederse a mayor velocidad. Pero incluso así, con las excepciones de la vela, el molino de viento, la noria y la pólvora, la tecnología utilizada por la gente corriente no cambió mucho en el transcurso de varios milenios. Los romanos contemporáneos de Jesucristo posiblemente habrían entendido sin demasiadas dificultades la ciencia del siglo XVI.

No fue hasta finales del siglo XVII, con la invención de la máquina de vapor, cuando se produjo el definitivo despegue tecnológico. Con posterioridad a este acontecimiento, la vida de las personas empezó a cambiar a un ritmo frenético, marcado por los continuos progresos tecnológicos y la sustitución gradual de las fuentes de energía primaria. Una trayectoria que ha desembocado en una absoluta dependencia de los hidrocarburos, es decir, del carbón, el petróleo y el gas natural. El uso global de estos combustibles se ha multiplicado por un factor de 800 desde 1750 y por 12 en el transcurso del siglo XX. No en vano alguien ha afirmado que el hombre moderno es, en realidad, el «hombre del hidrocarburo».

Estos compuestos abarcan un amplio muestrario de moléculas orgánicas, generadas tras un complejo y largo proceso: la lentísima transformación, bajo la acción combinada de altas presiones y del calor generado por la desintegración de los elementos radioactivos de la corteza terrestre, de la materia orgánica inicialmente sintetizada en la biosfera y luego acumulada como detritus animales y vegetales en el lecho de cuencas sedimentarias. La madre naturaleza ha posibilitado, mediante el proceso descrito, el almacenamiento de la energía solar en los enlaces químicos de los átomos de hidrógeno y carbono que integran las moléculas de los hidrocarburos fósiles. El ser humano se las ha ingeniado para diseñar tecnologías que le permiten reconvertir esta energía en su provecho. Sin embargo, conviene no olvidar que la combustión de un hidrocarburo equivale a liberar instantáneamente la energía concentrada durante un proceso geológico cuya duración generalmente supera los 250.000 años que el *homo sapiens* lleva sobre el planeta.

Este proceso acelerado de combustión de los hidrocarburos y de la biomasa tradicional ha situado a la humanidad frente a un inesperado desafío: las elevadas cantidades de dióxido de carbono y otros

gases de efecto invernadero emitidas a la atmósfera están sobrecalentando el planeta.

En este contexto de preocupación mundial por el cambio climático, la industria del petróleo acaba de cumplir 150 años.

El 28 de agosto de 1859, el coronel Edwin Drake culminaba con éxito en Oil Creek, cerca de la localidad de Titusville, en Pensilvania (EE.UU.), la perforación del primer pozo comercial de petróleo de la historia. Con anterioridad a Drake (en realidad, desde tiempos bíblicos) ya se extraía petróleo del subsuelo en diversas partes del mundo. Sin embargo, este fluía en pozos excavados en busca de agua o salmueras, de modo que su aparición constituía más un fastidio que un motivo de celebración. Por contra, el interés del coronel se centró desde el principio en la búsqueda de petróleo para sustituir al cada vez más escaso y caro aceite de ballena utilizado como combustible en las lámparas. Por ello, nadie discute a Drake el mérito de haber sido el fundador de la industria del petróleo.

El pozo de Drake tenía una profundidad de 28 metros y producía 25 barriles por día. Un siglo y medio después, la industria global ha multiplicado esta cifra hasta más de 85 millones de barriles diarios (Mbd) y el petróleo se ha convertido en un producto estratégico, imprescindible en el devenir cotidiano de gran parte de la humanidad. Conseguir estos objetivos ha requerido de las petroleras una revolución tecnológica espectacular.

Esta revolución queda perfectamente ejemplarizada con el anuncio realizado por BP el 2 de septiembre de 2009, confirmando el éxito del sondeo de exploración Tiber, en el golfo de México, unos 400 kilómetros al sureste de Houston. Este descubrimiento constituye un hito histórico porque tuvo lugar tras la perforación del pozo más profundo realizado hasta la fecha. Tras atravesar una lámina de agua de 1.259 metros y taladrar 9.426 metros de rocas por debajo del fondo marino, el sondeo alcanzó su objetivo a una profundidad total de 10.685 metros. Y, pese a la espectacularidad de las cifras, el sondeo Tiber no es un caso aislado en el golfo de México. Durante el período 2000-2008, la industria petrolera perforó 80 pozos de exploración en zonas cubiertas por una lámina de agua de más de 2.250 metros y 190 en zonas situadas entre los 1.500 metros y los 2.250 metros. El porcentaje de éxito rondó el 20 % ¿Demasiado riesgo? Probablemente. Pero el planeta tiene sed de petróleo, la producción se estanca o cae en muchos países, el *petronacionalismo* ha puesto coto al oro negro de fácil acceso y, ante esta tesitura, las petroleras deben expandir horizontes, operando al límite del conocimiento. En este sentido, algunas estimaciones señalan que las rocas bajo los fondos marinos del planeta (excluyendo los del Ártico) todavía albergan alrededor de 120.000 millones de barriles de pe-

tróleo, con un 70 % de ellos ubicados en áreas cubiertas por 2.000 metros a 4.000 metros de agua.

Pero, pese a todo este impresionante despliegue, son muchas las voces autorizadas que advierten que los años dorados de la industria del petróleo quedan atrás y que se avecinan tiempos de crisis. Porque, a fin de cuentas, el petróleo es un recurso finito y en un futuro próximo el ya hoy precario equilibrio entre oferta y demanda acabará decantándose definitivamente del lado de la última. No solo por las previsiones de crecimiento del consumo. También porque gran parte de los campos de petróleo muestran síntomas de envejecimiento, con una producción que declina año tras año, y porque, pese a todo el esfuerzo financiero y tecnológico puesto en juego, los nuevos descubrimientos no son capaces de reponer las reservas agotadas.

Enmarcado en este panorama general, este escrito se plantea como objetivo analizar, de la manera más objetiva posible, la situación actual del suministro global de petróleo para de esta manera identificar los retos e incertidumbres que nos depara el futuro.

2. ¿CUÁNTO PETRÓLEO NECESITAMOS Y PARA QUÉ?

Desde finales del siglo XIX hasta mediados del siglo XX, el carbón fue el principal impulsor del desarrollo del mundo industrializado y es posible que en las próximas décadas lo sea el gas natural. Sin embargo, desde hace medio siglo, nuestra forma de vida y modelo socioeconómico dependen del petróleo. No solo el transporte de mercancías, la movilidad de las personas y la producción de alimentos, sino también la manufactura de algunos productos derivados tan importantes como los plásticos y las medicinas.

En los últimos sesenta años, la población mundial se ha duplicado, al mismo tiempo que el PIB global se multiplicaba por siete y el consumo de petróleo por más de ocho. Desde enero hasta octubre de 2009, en una coyuntura de profunda crisis económica, la producción mundial de petróleo¹ (biocombustibles² incluidos) ha promediado 85,6 millones de barriles³ diarios (Mbd). Una cifra que, traducida a unidades de uso más común, equivale a 157.528 litros por segundo. Un flujo difícil de imaginar y que, sin embargo, deberá incrementarse en las próximas décadas para satisfacer una demanda creciente, particularmente centrada en los países en desarrollo y en las grandes demografías emergentes. Así, diversas proyecciones indican que en 2030 la demanda de petróleo se situará en torno a los 106-108 Mbd. Es decir, que en los próximos veinte años la producción deberá incrementarse aproximadamente entre 20 y 22,5 Mbd.

¹ Véase el apartado 2.3.

² Combustibles sintéticos derivados de la biomasa. Incluyen el bioetanol y el biodiesel.

³ Un barril son 159 litros, aproximadamente.

Y eso sin contar con que la producción de los campos actualmente en explotación en el mundo está cayendo a un ritmo promedio cercano al 6,7 % anual (IEA, 2008a). Lo que significa que, para satisfacer el crecimiento de la demanda y al mismo tiempo compensar el declive citado, la industria petrolera tendrá en realidad que desarrollar de aquí al 2030 una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd. Un volumen que equivale a más de seis veces la cantidad extraída hoy en día por Arabia Saudita. Y el tiempo apremia, ya que, de aquí a cinco años, en 2015, la nueva capacidad requerida será de 30 Mbd.

La pregunta es: ¿podrá la industria del petróleo hacer frente a este desafío? La cuestión resulta pertinente porque diversas petroleras dudan de que pueda superarse de manera sostenida el listón de los 100 Mbd (Mosconi, 2008) y el promedio de las previsiones efectuadas por doce de ellas pone en evidencia la existencia de un balance excesivamente ajustado entre oferta y demanda en las dos próximas décadas (NPC, 2007; Kerr, 2007).

La respuesta que obtengamos a la pregunta formulada reviste una gran trascendencia. De todos es conocida la estrecha relación existente entre crecimiento económico y aumento del consumo de petróleo. Desde 1980, incrementar en un 1 % el PIB mundial ha supuesto elevar en una media del 0,3 % la demanda de petróleo (IEA, 2008a). De esta relación, se desprende que la existencia de limitaciones en el suministro futuro de petróleo podría cuestionar la vigencia del actual paradigma socioeconómico, basado en el dogma del crecimiento exponencial e ilimitado.

2.1. La importancia del petróleo

Según la Agencia Internacional de la Energía⁴ (IEA, 2009a), en 2007, el petróleo representó el 34 % del total del suministro mundial de energía primaria, frente al 25,5 % del carbón, el 20,9 % del gas natural, el 9,8 % de la biomasa, el 5,9 % de la nuclear, el 2,2 % de la hidráulica y el 0,7 % de otras renovables, como la eólica, la solar y la geotérmica.

A escala global, el petróleo es, por tanto, la principal fuente de energía primaria.

Un hecho que nos es bien conocido en España, donde el porcentaje correspondiente al petróleo sobre el total del consumo de energía primaria alcanzó el 47,9 % en 2008 (MITYC, 2009). Y también en Cataluña, donde dicha cifra se situó en el 48,2 % en 2007 (ICAEN, 2009).

Esta posición dominante del petróleo en la mixtura energética global se hace aún más evidente si en vez de energías primarias consideramos energías finales.⁵ De este modo, el consumo mundial de derivados del petróleo representó el 42,6 % del total en 2007 (IEA, 2009a) mientras que en España este porcentaje se situó entorno al 56,6 % en 2008 (MITYC, 2009), frente al 50,7 % de Cataluña en 2007 (ICAEN, 2009).

La constatación es clara: tanto en España como en Cataluña más de la mitad de la energía final consumida fueron productos derivados del petróleo.

Por sectores, en 2007, el 61,2 % del consumo global de derivados del petróleo correspondió al transporte (IEA, 2009a); un porcentaje que se elevó en España hasta el 65 % (IEA, 2009b). Por otra parte, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) señala que, en 2006, el 94,5 % de la energía utilizada mundialmente por el sector del transporte fue aportada por los derivados del petróleo. Los biocombustibles representaron el 1,1 %, y el 4,4 % restante proviene de otras fuentes.

Estos datos nos indican que, aunque el petróleo no solo se utiliza en el transporte, este último sector es completamente dependiente de los derivados del petróleo. Sin duda, hoy en día, la palabra transporte resulta prácticamente sinónima de petróleo. Sin este hidrocarburo, el transporte de personas y mercancías por agua, tierra o aire no sería posible, con lo que ello implica en un mundo globalizado.

Con demasiada frecuencia, el actual debate energético se centra exclusivamente en torno a la generación de electricidad (tal es el caso, por ejemplo, del debate suscitado alrededor de las fuentes renovables de energía frente a la energía nuclear), sin tener presente que el eslabón más débil del actual sistema energético es el transporte. A fecha de hoy, disponemos de diversas alternativas para

⁴ La Agencia Internacional de la Energía (AIE o IEA: International Energy Agency), 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, Nueva 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.

⁵ Las formas de energía más habituales que se utilizan en un país desarrollado e industrializado son la electricidad, la gasolina, el gasóleo, el gas natural y los gases licuados del petróleo (butano y propano). La mayoría de estas fuentes de energía provienen de una transformación a partir de otra fuente energética. Así, la electricidad puede generarse a partir de la energía hidráulica, de la energía nuclear, del carbón, del gas natural, de la leña, etc. y la gasolina y el gasóleo se obtienen del refinado del petróleo. En este proceso de transformación hay pérdidas debidas al propio proceso o el transporte, y consumos de energía asociados al proceso de transformación que hace que, en realidad, la energía necesaria para que, por ejemplo, se encienda una bombilla en nuestra casa sea más alta que la que es consumida por la bombilla. La energía consumida por la bombilla es lo que se denomina consumo de energía final, mientras que la energía que ha sido necesario utilizar en las diferentes centrales eléctricas que han generado esta electricidad es lo que se denomina consumo de energía primaria.

la generación de electricidad, pero no para la sustitución a gran escala del petróleo en el sector del transporte. Y a fin de cuentas, no deberíamos pasar por alto que en el mundo este último sector contabilizó, en 2006, el 27,5 % del consumo final de energía frente al 16,4 % del sector de la electricidad (IEA, 2008a). Porcentajes que en España se convierten, respectivamente, en el 37,9 % y el 21 % en 2008 (MITYC, 2009) y, en Cataluña, en el 39,9 % y el 25,1 % en 2007 (ICAEN, 2009).

Antes de finalizar con esta exposición de datos estadísticos que certifican la importancia del petróleo, debe subrayarse que el protagonismo del petróleo no incumbe exclusivamente al sector de la energía.

De un barril de petróleo, aproximadamente el 10 % (OPEC, 2009) se destina a la obtención de determinados compuestos que son la base de diversas cadenas productivas que acaban en la manufactura de más de 3.000 productos petroquímicos de uso cotidiano, entre los que se encuentran los plásticos, las fibras sintéticas, los cauchos sintéticos, los detergentes, los abonos nitrogenados y los medicamentos. Realmente, la vida moderna resultaría prácticamente imposible si prescindieramos de estos productos y, asimismo, la alimentación y la salud de los habitantes del planeta se verían seriamente comprometidas.

2.2. ¿Petróleo o combustibles líquidos?

Al hablar de petróleo, especialmente de su precio, los medios de comunicación suelen hacer referencia al barril de Brent o al WTI (*West Texas Intermediate*). Ambos son crudos ligeros, es decir, de baja densidad y viscosidad. El término *crudo* atiende a una mezcla de hidrocarburos que coexisten en el subsuelo en forma líquida y que permanecen en dicho estado tras su extracción. Si la densidad y viscosidad de estos hidrocarburos es elevada, hablamos de crudos pesados. Los crudos ligeros y pesados suelen catalogarse, junto con los denominados condensados,⁶ como *petróleos convencionales*.

Pero desde hace aproximadamente cincuenta años, la palabra petróleo no es sinónima de petróleos convencionales. También incluye a los denominados *petróleos no convencionales*. Estos están representados por una amplia gama de combustibles líquidos o semilíquidos entre los que se encuentran (véase el punto 3.6 para más detalles) los crudos extrapesados, los líquidos derivados de los esquistos bituminosos y de las arenas petrolíferas, así como líquidos obtenidos mediante tecnología Fischer-Tropsch del gas natural (GTL) y del carbón (CTL). Algunos autores (Koppelaar, 2009) tam-

bién incluyen dentro de la categoría de petróleos no convencionales a los líquidos del gas natural (LGN),⁷ aunque otros (EIA, 2009a; UKERC, 2009) catalogan estos últimos como no convencionales.

De hecho, a efectos estadísticos, muchos autores prefieren utilizar el término *combustibles líquidos* o simplemente *líquidos*, en vez de referirse al petróleo. De esta manera, los combustibles líquidos incluirían a los crudos ligeros y pesados, los condensados, los petróleos no convencionales, los líquidos del gas natural y también los biocombustibles.

Según Koppelaar (2009), aproximadamente el 85 % de la producción mundial de líquidos en 2008 provino de crudos convencionales y condensados, mientras que el 15 % restante fue aportada por los biocombustibles y otros combustibles no convencionales. Entre estos últimos, además de los líquidos derivados de crudos extrapesados, arenas asfálticas y LGN, el autor incluye a los crudos provenientes de regiones árticas (o petróleos polares). De los datos de Koppelaar se desprende un dato interesante: en términos absolutos, la producción de líquidos no convencionales y biocombustibles ha venido experimentando un continuo incremento en el tiempo, pasando de 4 millones de barriles diarios (Mbd), a finales de los años setenta, a 12,9 Mbd, aproximadamente, en 2008. Durante dicho año, la mayor parte de la producción de combustibles líquidos no convencionales provino de los LGN, que totalizaron el 11 % del total del suministro de líquidos (7,94 Mbd), seguidos por los crudos extrapesados y las arenas petrolíferas, con un 3,4 % (o 2,68 Mbd). Los biocombustibles aportaron el 1,8 % (1,45 Mbd) y los petróleos polares, el 1,1 % (840.000 bd).

Estas aclaraciones no son baladíes, ya que a medida que se incrementa el porcentaje de la producción mundial de líquidos proveniente de fuentes no convencionales, decrece el contenido energético del conjunto de la producción. Por ejemplo, un barril de crudo convencional tiene un contenido energético cercano a 5,8 millones de BTU (*British Thermal Units*) mientras que un barril de igual volumen de LGN contiene 4,2 millones de BTU. Esto significa que, en términos estrictamente energéticos, un barril de LNG tan solo reemplaza 0,7 barriles de un crudo estándar.

2.3. Previsiones sobre la demanda

Las proyecciones del Escenario de Referencia⁸ de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2009e) indican que en el futuro el petróleo seguirá siendo el hidrocarburo dominante, a pesar de que su

⁶ Hidrocarburos muy ligeros que se encuentran en estado gaseoso en el subsuelo, pero que a las condiciones de presión y temperatura superficiales condensan a líquidos.

⁷ Hidrocarburos líquidos o licuados obtenidos tras la manufactura, purificación y estabilización del gas natural. Dichos hidrocarburos representan aquella porción del gas natural recuperable en forma de líquidos en separadores y plantas de procesado.

⁸ La Agencia Internacional de la Energía presenta otros escenarios, en base a hipótesis diferentes sobre las políticas que la comunidad internacional podría adoptar en el futuro en materia de la lucha contra el cambio climático. Dicho escenario se denomina 450 Escenario porque persigue para el año 2030 el objetivo de fijar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera en 450 partes por millón de equivalente de CO₂. Este escenario rebaja las proyecciones sobre el uso de combustibles fósiles en el horizonte del 2030 presentadas en el Escenario de Referencia.

porcentaje sobre el total de la demanda de energía primaria mundial descendería ligeramente, del 34 % en 2007 al 30 % en 2030. IEA (2009e) prevé que la demanda de petróleo (excluyendo los biocombustibles) crecerá anualmente un 1 %, de 85,2 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007 a 105,2 Mbd en 2030. Si se consideran los biocombustibles —que evolucionarían de 0,8 Mbd en 2008 a 1,6 Mbd en 2015, para alcanzar los 2,7 Mbd, en 2030— la demanda total de líquidos ascendería a 107,9 Mbd.⁹

Estas cifras difieren ligeramente de las proyectadas por otros organismos oficiales como la Oficina de Información Energética (*Energy Information Administration*) del Departamento de Energía del Gobierno de los EE.UU. (EIA, 2009a) o la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP, 2009). El primero prevé en su Escenario de Referencia una evolución para el conjunto de líquidos (biocombustibles incluidos) de 84,6 Mbd en 2006 a 106,6 Mbd en 2030. Por su parte, la OPEP prevé un incremento desde los 85,6 Mbd en 2008 a los 105,9 Mbd en 2030.

Según IEA (2009a), los países que no pertenecen a la OCDE, especialmente Asia y Oriente Medio, estarían llamados a absorber la totalidad del incremento de la demanda previsto entre 2007 y 2030, mientras que para el conjunto de la OCDE se espera una caída del orden de 3,1 Mbd.¹⁰ Como consecuencia de ello, la participación de los países industrializados en la demanda mundial de petróleo caería del 57 % en 2007 al 43 % en 2030.

Las proyecciones de IEA (2009e) indican que el 97 % del incremento de la demanda mundial de petróleo provendrá del sector del transporte.¹¹ Este protagonismo del transporte sería muy acu-

sado en los países ajenos a la OCDE, particularmente China e India. IEA (2008a) estima que, en 2030, el transporte absorberá el 57 % de la demanda primaria mundial de petróleo, frente al 52 % de 2006 y el 38 % de 1980.

El aumento proyectado de la demanda, junto con los precios del petróleo previstos en el Escenario de Referencia de IEA (2009a),¹² sugieren un alto nivel de gasto en petróleo, tanto para los países de la OCDE, como para los que no pertenecen a esta organización. Expresado en términos de porcentaje sobre el PIB mundial, el gasto en petróleo ha aumentado de poco más del 1 % en 1999 al 4 % en 2007, y las expectativas son que dicho porcentaje se establezca en torno al 5 % durante la mayor parte del período 2006-2030 (IEA, 2008a). Un valor este último que únicamente se alcanzó a principios de la década de los ochenta.

3. RECURSOS Y RESERVAS DISPONIBLES

Para intentar responder a la pregunta formulada en la introducción al segundo apartado (¿podrá la industria del petróleo hacer frente al desafío planteado por el futuro incremento de la demanda?) resulta imperativo analizar los recursos y reservas de petróleo convencional y no convencional existentes en el subsuelo del planeta.

Esta tarea no resulta fácil, por la opacidad con la que algunos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas, los criterios dispares existentes a la hora de evaluarlos y cuantificarlos, así como por las incertidumbres inherentes a cualquier análisis del subsuelo y a las previsiones de futuro en materia de economía, desarrollo tecnológico y políticas gubernamentales.

⁹ La actual crisis financiera y económica ha tenido un importante impacto en el sector de la energía, cuya demanda ha disminuido en respuesta a la rápida desaceleración de la economía mundial. En particular, la demanda de petróleo se redujo en 2008 y se espera que caiga de nuevo en 2009. Estos serían los primeros dos años consecutivos de disminución de la demanda desde 1982 y 1983. En un informe de junio de este año (IEA, 2009d), la Agencia Internacional de la Energía ha reducido de manera significativa su evaluación previa sobre la demanda a corto y medio plazo de petróleo. Dicho informe estima que la demanda de petróleo en 2009 será aproximadamente de un 3 % (2,6 millones de barriles diarios) inferior a la de 2008.

¹⁰ De hecho, algunos analistas opinan que como consecuencia de las nuevas políticas energéticas emprendidas por los gobiernos y los cambios experimentados en materia tecnológica y de eficiencia en el sector del transporte, la demanda de petróleo en los países industrializados de la OCDE ha tocado ya techo y no volverá a recuperar los niveles alcanzados en 2005 (IHS CERA, 2009). Por razones similares, otros analistas (Sankey y otros, 2009) pronostican que la demanda mundial de petróleo tocará techo alrededor de 2016 para luego iniciar un lento declive hasta situarse en torno a los 80 Mbd en 2030.

¹¹ El World Oil Outlook 2009 de la OPEP (OPEP, 2009) ofrece un análisis muy completo sobre las previsiones de la demanda de petróleo por parte del sector del transporte.

¹² Los análisis del Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2009e) se basan en las siguientes hipótesis de partida:

- 1) El ritmo medio de crecimiento demográfico mundial será del 1 %, de modo que la población pasará de 6.600 millones de habitantes en 2007 a 8.200 millones en 2030 (la tasa media anual de crecimiento durante el período 1990-2006 fue del 1,3 %).
- 2) Durante el período 2007-2030, el producto interior bruto mundial (crecerá a una media anual del 3,1 % (el promedio entre 1990 y 2006 fue del 3,2 %).
- 3) El precio medio del barril de petróleo importado por los países de la OCDE se situará, en términos nominales, alrededor de los 100 dólares en 2015, para alcanzar en 2030 un valor próximo a los 200 dólares (unos 115 dólares reales del 2008).
- 4) Respecto al desarrollo tecnológico, se asume que durante el período 2006-2030 se producirán avances tecnológicos, particularmente en el campo de la eficiencia, 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 ámbito del suministro como en el de la demanda. Las cuatro únicas tecnologías que podrían alcanzar un importante grado de penetración a partir del 2020 son la captura y secuestro del carbono, la generación de electricidad a partir de la energía solar de concentración, los vehículos eléctricos e híbridos «enchufables» y los biocombustibles de segunda generación.

Las cifras publicadas hasta la fecha sobre la disponibilidad de recursos y reservas son muy dispares. Sin embargo, en general, estas cifras permiten intuir que las limitaciones geológicas (o lo que algunos analistas denominan *factores del subsuelo*) probablemente no constituye el mayor desafío que la industria petrolera, y el mundo en general, deberán afrontar en un futuro inmediato.

El lector interesado en profundizar en esta problemática, que aquí tan solo esbozaremos, dispone de dos interesantes informes de síntesis de reciente publicación: Energy Watch Group (2007) y UKERC (2009).

3.1. Clasificación

El petróleo acumulado en las rocas de la corteza terrestre es finito y puede clasificarse según el grado de certeza que tengamos sobre su existencia y la probabilidad de que su extracción resulte provechosa. Sin embargo, existen diferentes protocolos de clasificación y medida, muchos de ellos desarrollados por organismos estatales que no admiten auditorías externas, lo que constituye un factor de confusión y origina importantes diferencias en las estimaciones.

Para solucionar esta problemática se ha intentado lograr un enfoque internacional armonizado. En 2007, 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 (SPE, 2007) una serie de directrices sobre la definición y clasificación de recursos, denominado *Sistema de Gestión de Recursos Petroleros*, que es compatible con la *Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Minerales* de Naciones Unidas, desarrollado en 2004 por la Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa (UN, 2004).

El citado Sistema utiliza el término *reservas* para referirse a acumulaciones de hidrocarburos cuya existencia en el subsuelo ha sido verificada tras una campaña prospectiva culminada con la perforación de sondeos.¹³

Las *reservas probadas* (o *reservas 1P*) son aquellas sobre las que existe una «certeza razonable» o una probabilidad mínima del 90 % (P90), de que podrán ser extraídas de forma rentable, utilizando la tecnología disponible en el momento y sopesando un conjunto de datos actualizados sobre la geología, costes de extracción, precios de venta, grado de comerciabilidad y coyuntura política. Las reservas probadas pueden subdividirse a su vez en desarrolladas (*proven developed* o PD) y por desarrollar (*proved undeveloped* o

PUD), dependiendo de que su explotación requiera, o no, inversiones adicionales a las ya efectuadas (como, por ejemplo, la realización de estudios adicionales del subsuelo, la perforación de más pozos o la instalación de nuevas infraestructuras).

Las *reservas probables* se definen igual que las anteriores, con la salvedad de que la probabilidad exigida para que su extracción resulte rentable es como mínimo del 50 %. Este tipo de reservas también son conocidas como *reservas P50* o *2P* (probadas + probables).

Las *reservas posibles* se diferencian de las otras dos porque la probabilidad exigida para que su extracción resulte provechosa es como mínimo del 10 %. Estas reservas también se conocen con el nombre de *P10* o *3P* (probadas + probables + posibles).

Aquellos volúmenes de hidrocarburos descubiertos mediante estudios y perforación del subsuelo, pero cuya producción no es viable comercialmente, son conocidos bajo el nombre de *recursos contingentes*.

Asimismo, los volúmenes de hidrocarburos cuya existencia en una determinada región resulta factible en base a criterios científicos, pero cuya existencia cierta todavía no ha sido verificada mediante la perforación, 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. Asimismo, es importante subrayar que las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo y que un tipo de reservas puede convertirse en otro a medida que evolucionan la tecnología disponible, el conocimiento geológico, la situación política, así como los costes de extracción, los precios de venta y la comerciabilidad del petróleo.

3.2. Fiabilidad de las estimaciones

Como se ha comentado en el apartado anterior, si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de petróleo, en la práctica, la manera en que estos se miden todavía difiere ampliamente según el país y el marco jurídico. No hay un nivel de referencia o normativa legal acordados internacionalmente sobre qué pruebas se necesitan para certificar un descubrimiento, ni sobre los parámetros que deben utilizarse para determinar si el petróleo hallado puede ser extraído de forma rentable con una u otra probabilidad.

¹³ Aunque las empresas petroleras utilizan de manera rutinaria datos de sismica de reflexión para precisar el espesor y la extensión 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 bolsa— hasta ahora no ha permitido a las empresas presentar estimaciones de reservas elaboradas exclusivamente a partir de datos sísmicos. Requiere, además, pruebas derivadas de la perforación de un determinado número de sondeos.

También existen diferentes pautas y modelos para la elaboración de informes según el propósito de estos. Las normas seguidas para la elaboración de informes financieros, como las exigidas por la *Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU.* (SEC), suelen ser las más estrictas y en consecuencia las estimaciones de reservas resultantes suelen ser las más bajas.

Por otro lado, 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 privadas internacionales, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen. Y este último hecho resulta especialmente grave, porque en 2007 el 88 % de las reservas probadas del mundo eran propiedad de compañías controladas por los gobiernos, con cerca de tres cuartas partes de dichas reservas pertenecientes a países integrados en la OPEP (EIA, 2009b).

Un caso concreto que ilustra las incertidumbres creadas por esta situación es la del brusco incremento de las reservas anunciado hace unas décadas, sin que mediaran nuevos descubrimientos, por los principales países productores de Oriente Medio y Venezuela, todos ellos miembros de la OPEP. La fiabilidad de esta revisión ha sido puesta en entredicho por algunos expertos (Campbell y Laherrère, 1998; Campbell, 1999; Salameh, 2004; Koppelaar, 2005; Simmons, 2005; Energy Watch Group, 2007) que creen que dicha corrección al alza refleja estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP; una hipótesis conocida como *guerra de las cuotas*. Esta posibilidad ha llevado a algunos analistas a advertir sobre la necesidad de diferenciar entre *reservas técnicas* y *reservas políticas*.

El caso comentado ha acrecentado la discusión 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 su contabilidad. Sin embargo, su labor se ve obstaculizada por la resistencia 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.

3.3. Reservas probadas

Diversos organismos compilan y publican datos sobre reservas de petróleo, utilizando datos públicos provenientes de fuentes guber-

namentales y de empresas petroleras. Las publicaciones más conocidas internacionalmente son *BP Statistical Review of World Energy* (BP), *Oil and Gas Journal* (O&GJ) y *World Oil* (WO). La OPEP compila los datos de sus países miembros y los publica junto con los datos de otros países, extrayendo estos últimos de BP. La *Energy Information Administration* (EIA) del Departamento de Energía de los EE.UU. hace públicos resúmenes actualizados con las últimas cifras suministradas por las publicaciones citadas.

Oil and Gas Journal (2008a) estima que a finales de 2008 las reservas probadas mundiales de petróleo eran de 1,34 billones de barriles, mientras que World Oil (2009) las sitúa en 1,23 billones de barriles a principios de 2009. La diferencia estriba en que los cálculos del O&GJ incluyen líquidos del gas natural, volúmenes provenientes de los crudos extrapesados de Venezuela y una cantidad mayor que la considerada por WO derivada de las arenas petrolíferas de Canadá.¹⁴ El total publicado por BP (2009), contabilizando los líquidos del gas natural y 150.000 millones de barriles suministrados por las citadas arenas, era de 1,41 billones de barriles a finales de 2008.¹⁵

Si tenemos en cuenta las diferencias en los conceptos contabilizados, podemos concluir que las reservas probadas de petróleo convencional en todo el mundo se aproximan a los 1,2 billones de barriles, aunque no debe olvidarse que esta cantidad da por buenas las cifras suministradas por los principales productores de la OPEP, que algunos autores creen exageradas en al menos 300.000 millones de barriles (Campbell y Laherrère, 1998; Salameh, 2004; Energy Watch Group, 2007).

Sobre la base de los niveles actuales de producción, la petrolera BP estima que la relación a nivel mundial entre reservas probadas y producción (R/P) se sitúa en torno a los cuarenta años y que esta relación ha cambiado poco en los últimos años (BP, 2009). Según la misma fuente, las reservas probadas mundiales casi se han duplicado desde 1980, aunque gran parte del cambio refleja un aumento en las cifras oficiales suministradas por los países de la OPEP. Con posterioridad, desde 1990, a pesar del crecimiento del consumo, las reservas probadas globales han aumentado modestamente, aunque de manera constante.

Campbell y Laherrère (1998) argumentan que este crecimiento es ilusorio, fruto del sistema empleado para reportar las reservas probadas. Al respecto, es importante subrayar que una parte cada vez más importante de las adiciones de reservas probadas no procede de nuevos éxitos exploratorios, sino de revisiones al alza de las estimaciones previamente efectuadas en yacimientos que llevan años en producción (véase el apartado 3.4) y de la progresiva conversión de reservas 2P (probadas + probables) a reservas 1P (probadas).

¹⁴ Los crudos extrapesados y las arenas asfálticas son petróleos no convencionales (véase el apartado 2.2).

¹⁵ Todas las publicaciones citadas proporcionan un desglose detallado de las reservas probadas de petróleo por países y regiones.

Normalmente, tales revisiones de reservas se atribuyen al año en que se efectúa la reevaluación o corrección. Sin embargo, los dos autores citados sostienen que si las revisiones se contabilizaran retroactivamente, consignándolas al año de descubrimiento del campo, o si examináramos la evolución de las reservas 2P, en vez de las 1P, se observaría que en realidad las reservas (y la relación R/P) siguen una trayectoria descendente desde 1980. Esto es así porque, como se explica más detenidamente en el apartado 4.1, desde mediados de la década de los sesenta el volumen de petróleo aportado por nuevos hallazgos ha venido declinando en el tiempo.

3.4. Crecimiento de reservas y técnicas de mejora de la recuperación

El concepto de *crecimiento de las reservas de petróleo* se refiere al aumento experimentado por las reservas recuperables de un campo durante la vida del mismo, a medida que es desarrollado y explotado. Este crecimiento, cuya importancia ha sido recientemente destacada por Maugeri (2009), depende de tres factores (Klett, 2004):

- 1) *Geológicos*: incluyen la identificación de reservas adicionales mediante nuevos estudios de sísmica y la perforación de más pozos de evaluación que permiten reconocer rocas almacén previamente ignoradas.
- 2) *Tecnológicos*: incluyen un aumento del porcentaje del petróleo *in situ* que puede ser recuperado mediante la aplicación de nuevas tecnologías, tales como el aumento de la superficie de contacto con la roca almacén y técnicas de recuperación secundaria y terciaria.
- 3) *Definitorios*: se refieren a cambios económicos, logísticos, políticos, regulatorios y fiscales, que puedan suceder en el entorno operativo.

En cualquier yacimiento, el crecimiento de las reservas tiene lugar de manera automática si se incrementa el factor de recuperación. Este se define como el total de reservas recuperables (incluido el petróleo ya producido) expresado como un porcentaje del total del petróleo contenido en la roca almacén. Como las estimaciones sobre el volumen total de petróleo contenido en la roca y el volumen recuperado varían a medida que el campo es desarrollado y explotado, el factor de recuperación varía inevitablemente con el tiempo.

La estimación de las tendencias futuras de los factores de recuperación es extremadamente difícil. Según Schulte (2005), a escala global, el factor de recuperación promedio se sitúa actualmente al-

rededor del 34,5 %. Obviamente, con este porcentaje tan bajo, cualquier mejora del factor de recuperación podría tener un gran impacto sobre las reservas recuperables. Según IEA (2008a), un aumento de tan solo un punto porcentual en el factor de recuperación mundial promedio podría suponer un aumento del 6 % en las reservas probadas mundiales de petróleo. Este porcentaje equivale a unos 80.000 millones de barriles, que representarían dos años del actual consumo mundial.

Para lograr este incremento del factor de recuperación se dispone de las denominadas *tecnologías de mejora de la recuperación*, conocidas en inglés como *enhanced (or tertiary) oil recovery* (EOR). Estas buscan alterar las propiedades del petróleo, mejorando su desplazamiento desde la roca almacén que lo contiene hasta la boca del pozo. En la actualidad, las técnicas EOR representan tan solo alrededor del 3 % de la producción mundial de petróleo (IEA, 2008a). Merece la pena destacar que una de estas técnicas consiste en la inyección de CO₂, lo que supone una interesante forma de combatir el cambio climático al mismo tiempo que se mejora la producción de los yacimientos de petróleo.

3.5. Recursos finalmente recuperables de petróleo convencional

Las estimaciones de reservas probadas dan una idea de cuánto petróleo podría desarrollarse y extraerse a corto y medio plazo. El volumen total de petróleo que a más largo plazo y en última instancia podrá ser extraído, de manera comercialmente rentable, del subsuelo del planeta se conoce con el nombre de *recursos finalmente recuperables*.

Esta categoría incluye:

- 1) Las reservas probadas y probables (2P) inicialmente existentes en campos que se encuentran en fase de producción (en cuyo caso hay que contabilizar el petróleo ya extraído) o a la espera de su desarrollo.
- 2) El volumen correspondiente al crecimiento de las reservas (véase el apartado 3.4).
- 3) Los barriles que todavía quedan por descubrir.¹⁶

Sobre una base de datos de 1995, el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS) llevó a cabo una primera evaluación de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional del mundo, que fue publicada en el año 2000 (USGS, 2000). Desde dicha fecha, el USGS ha reevaluado algunas cuencas y evaluado por primera vez otras nuevas.

¹⁶ Para una explicación detallada del potencial de diversas regiones, cuencas sedimentarias y países, pueden consultarse, entre otras, las siguientes publicaciones: Ahlbrandt y otros (2005), Budzik (2009); Houseknecht y otros (2009); IEA (2005, 2008a); Maugeri (2009), y USGS (2000, 2008).

Tabla 1. Recursos finalmente recuperables de petróleo convencional y líquidos del gas natural a escala mundial según IEA (2008a).

	Initial reserves [1]	Cumulative production [2]	Reserves growth [3]	Undiscovered Resources [4]	Ultimately recoverable resources [5=1+3+4]	Remaining reserves [6=1-2]	Remaining recoverable resources [7=5-2]
OECD	458	363	27	185	670	95	307
North America	368	300	22	95	485	68	185
Europe	77	56	3	80	160	20	103
Pacific	13	7	2	10	25	6	18
Non-OCDE	1911	765	375	620	2907	1147	2142
E.Europe/Eurasia	355	171	67	140	562	184	381
Asia	134	79	20	30	184	55	105
Middle East	986	312	204	257	1447	674	1135
Africa	206	102	40	85	331	104	229
Latin America	229	100	44	108	381	129	281
World	2369	1128	402	805	3577	1241	2449

Estimaciones medias en miles de millones de barriles. Datos referidos a finales de 2007. Columna 1: reservas probadas y probables iniciales; columna 2: producción acumulada; columna 3: crecimiento de reservas (por mejoras del conocimiento geológico, avances tecnológicos y cambios económicos, logísticos, políticos, regulatorios y fiscales); columna 4: reservas por descubrir; columna 5: recursos finalmente recuperables; columna 6: reservas probadas y probables por extraer; columna 7: recursos económicamente recuperables por extraer.

La tabla 1 resume la estimación global efectuada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) sobre los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional y líquidos del gas natural. Dicha estimación tiene en cuenta diversas actualizaciones del USGS, las nuevas estimaciones de reservas probadas y probables de IHS y las cifras de producción acumulada de petróleo hasta finales de 2007. Sin embargo, no incluye los posibles recursos del Ártico, ni los de aguas profundas y ultra-profundas, ni los derivados de la aplicación de nuevos avances tecnológicos, conceptos que en conjunto (IEA, 2005) podrían aportar alrededor de 0,62 billones de barriles extra a los volúmenes que se citan a continuación.¹⁷

Utilizando el valor medio (50 % de probabilidad) de las estimaciones del USGS (2000), es decir, 3 billones de barriles, IEA (2008a) calcula que los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional y líquidos del gas natural ascienden a algo menos de 3,6 billones de barriles, desglosados de la siguiente manera: 2,4 billones en forma de reservas probadas y probables iniciales, 0,4 billones como crecimiento de reservas y 0,8 billones por descubrir (tabla 1). La producción acumulada hasta finales de 2007 era de 1,1 billones de barriles, de modo que los recursos recuperables susceptibles de explotación en el futuro ascienden a más de 2,4 billones de barriles.

Debe destacarse que, tal y como reconoce el mismo USGS, a pesar de la minuciosidad empleada en las evaluaciones, existen grandes incertidumbres en torno a las estimaciones de los recursos finalmente recuperables. Así, además del valor medio mencionado en el párrafo anterior, USGS (2000) ofrece cifras alternativas sobre la base de probabilidades diferentes, que van de los 2,4 billones de

barriles (con un 95 % de probabilidad) a casi 4 billones de barriles (con un 5 % de probabilidad).

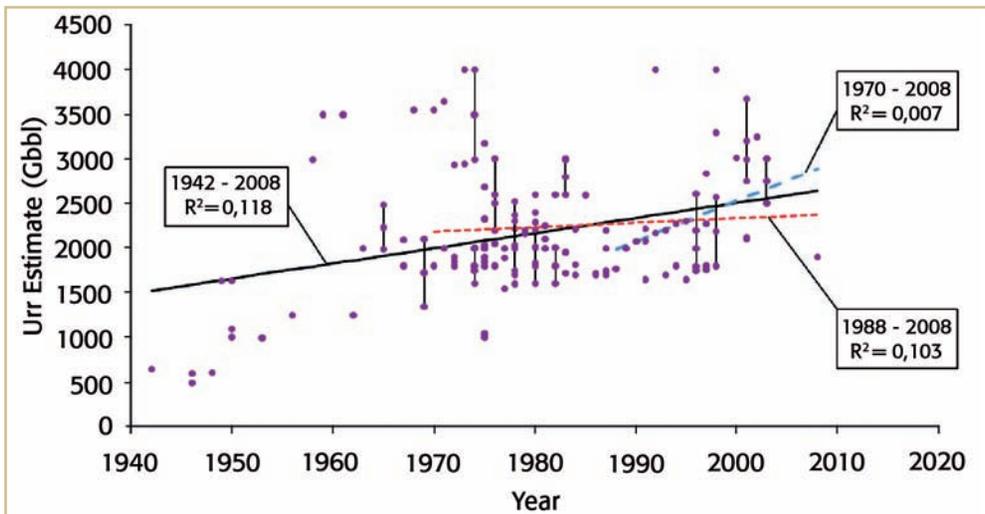
En realidad, la cifra de 3,6 billones calculada por IEA (2008a) no es más que una de las más de cien estimaciones realizadas desde 1942 (Andrews y Udall, 2003; Bauquis, 2003; Wood y otros, 2004; Salvador, 2005; Sorrell y Speirs, 2009). Tal y como se recoge en la figura 1, la discrepancia en los cálculos sobre los recursos finalmente recuperables de petróleo es muy amplia, aunque la mayoría de los autores se inclinan por una cifra situada entre los 2 y 3 billones de barriles, observándose una cierta tendencia al alza en el transcurso del tiempo.

Entre los cálculos más optimistas, podemos citar el de Aguilera y otros (2009), que sitúa los recursos finalmente recuperables en 4,2 billones de barriles, y entre los más pesimistas, los de Campbell y Laherrère (1998). Estos dos autores sostienen que los trabajos de exploración han descubierto ya cerca del 90 % del total de los 1,8 billones de barriles susceptibles de ser recuperados de la corteza terrestre. Para ellos, las reservas mundiales ascienden a 850.000 millones de barriles y los nuevos descubrimientos y las mejoras de las técnicas de extracción no serán capaces de añadir más de 150.000 millones de barriles, por lo que la cantidad total de crudo que podremos extraer en el futuro será de 1 billón de barriles.

Las discrepancias comentadas pueden entenderse, en parte, si consideramos que las mayores diferencias se producen en las categorías de volúmenes por descubrir y los resultantes de mejoras técnicas futuras, cuya evaluación resulta, en ambos casos, altamente especulativa.

¹⁷ Probablemente, la cifra de 0,62 billones de barriles tendrá que actualizarse al alza si tenemos en cuenta que los recientes descubrimientos efectuados desde 2007 en aguas profundas de Brasil podrían añadir entre 50.000 y 100.000 millones de barriles, aunque todavía hacen falta más pruebas técnicas para precisar estos números. Estas acumulaciones de petróleo se originaron en rocas lacustres cretácicas (Barremiense-Aptiense) que yacen bajo una potente formación salina de edad aptiense-albiense que actúa como sello, impidiendo el escape del hidrocarburo hasta la superficie. Este mismo sistema petrolero, relacionado con la etapa inicial de rifting o abertura del Atlántico Sur, está presente a lo largo de la costa occidental de África (en Angola, por ejemplo). Por ello, algunos geólogos argumentan que si se considera el potencial a ambos lados del Atlántico, solo en la región comentada, las reservas por descubrir podrían acercarse a los 0,25 billones de barriles.

Figura 1



Comparación de diversas estimaciones de recursos finalmente recuperables a escala global publicadas en los últimos setenta años. Obsérvese la amplia dispersión y la ligera tendencia al alza de las estimaciones con el paso del tiempo. De Sorrell y Speirs (2009).

Para poner a prueba la consistencia de sus previsiones, el Servicio Geológico de los EE.UU. (Klett, 2004) ha examinado recientemente las tendencias en los descubrimientos y en el crecimiento de reservas para el período 1996-2003, comparándolas con las inicialmente previstas en el horizonte 2025 en su informe del 2000 (USGS, 2000). Según este estudio, realizado sobre la base de datos de IHS y considerando las proyecciones del escenario medio (50 % de probabilidad), el 28 % de la estimación inicial del crecimiento de reservas (expresadas en forma de adiciones a reservas 2P) ya se había logrado —casi exactamente en línea con el ritmo de crecimiento previsto en la evaluación del año 2000. Por el contrario, la tasa de descubrimientos quedaba rezagada respecto a las previsiones, de modo que en 2003 solo se había logrado cubrir el 11 % de las estimaciones sobre el volumen total de petróleo pendiente de descubrir en el horizonte 2025. En conjunto, el 71 % del total de las adiciones de reservas provino del crecimiento de reservas y solo el 29 %, de nuevos descubrimientos. Este hecho es válido para todo el mundo, excepto para el África subsahariana y la región del Asia-Pacífico.

Si tenemos en cuenta las tendencias históricas observadas hasta el 2004, las proyecciones del USGS (2000) a propósito de los volúmenes de petróleo por descubrir, especialmente en el caso de los escenarios P50 y P5 (con un 50 % y un 5 % de probabilidad, respectivamente), resultan excesivamente optimistas. Sin embargo, la contabilización de los últimos descubrimientos en aguas profundas¹⁸

podría confirmar un mayor acierto de las previsiones del escenario P95 (probabilidad del 95 %) frente a otras proyecciones más pesimistas.

3.6. Recursos no convencionales

Una gran parte de los recursos de petróleo que el mundo podrá utilizar en el futuro se clasifican como *no convencionales* (véase el apartado 2.2). Estos incluyen las arenas petrolíferas o arenas asfálticas (*oil sands* o *tar sands*), los petróleos extrapesados, los esquistos bituminosos (*oil shales*) y los combustibles sintéticos derivados de la conversión gas a líquidos (*gas-to-liquids* o *GTL*) y de carbón a líquidos (*coal-to-liquids* o *CTL*).

Aunque se han experimentado considerables progresos en la superación de desafíos técnicos que hasta hace poco parecían insalvables y se ha avanzado en la reducción de costes, estos recursos son generalmente más costosos de producir que los convencionales (véase el apartado 3.7), presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero (Farell y Brandt, 2006) y, además, su explotación implica un balance energético o EROEI (relación entre la energía obtenida y la utilizada en el proceso de producción; véase el apartado 4.10) que puede llegar a ser diez veces menor que el de los petróleos convencionales (Cleveland, 2005; Heinberg, 2009).

3.6.1. Petróleos extrapesados y arenas petrolíferas

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a), los recursos *in situ* de estos dos tipos de hidrocarburos no convencionales suman cerca de 6 billones de barriles, de los cuales entre 1 y 2 billones pueden catalogarse como económicamente recuperables. Las reservas técnicamente recuperables, definidas por el Consejo Mundial de Energía (WEC, 2007) como aquellas que pueden explotarse provechosamente con la tecnología actual, ascienden aproximadamente a 1,1 billones de barriles utilizando un factor de recuperación promedio relativamente conservador del 18 %.

Los recursos mundiales de arenas asfálticas y petróleo extrapesado se concentran principalmente en Canadá (la mayoría en la provincia de Alberta) y Venezuela (en la Faja del Orinoco). IEA (2008a)

¹⁸ Véase las notas a pie de página n.º 17 y 20.

considera que, asumiendo un factor de recuperación potencial del 20 %, estos dos países tendrían más recursos recuperables que todas las reservas convencionales de Oriente Medio. Según la última fuente citada, solo las actuales reservas probadas de Alberta ascienden a 174.000 millones de barriles (de asfalto crudo) y sus recursos finalmente recuperables, a 315.000 millones de barriles.

Existen varias tecnologías para extraer el asfalto de las arenas. Cuando estas están cerca de la superficie, se explotan mediante minería, usando enormes palas y camiones volquete. A continuación, se extrae el asfalto utilizando agua caliente y sosa cáustica, para finalmente tratarlo mediante un proceso (*upgrading*) tendente a aumentar la proporción de hidrógeno respecto a la de carbono, ya sea mediante la eliminación de carbono (*coking*) o mediante la adición de hidrógeno (*hydrocracking*), lo que da lugar a un crudo sintético que se envía a una refinería. Aproximadamente el 20 % del asfalto de Alberta puede ser recuperado mediante técnicas mineras, mientras que el 80 % restante requiere la recuperación *in situ* mediante otras técnicas.

Cuando las arenas asfálticas se encuentran a más profundidad en el subsuelo, se hace necesaria la perforación. Si la viscosidad es lo suficientemente baja, o puede ser reducida lo suficiente para que el petróleo pueda fluir a la superficie, se utilizan pozos horizontales multilaterales, con el propósito de maximizar la superficie de contacto con la roca almacén y reducir la caída de presión en el pozo. Esta es la técnica utilizada en varios de los depósitos de petróleo pesado de la Faja del Orinoco en Venezuela. El principal inconveniente de este tipo de técnicas de producción convencionales es el bajo factor de recuperación, que por lo general resulta inferior al 15 %. Como resultado de ello, en la Faja del Orinoco, utilizando la tecnología actual, el volumen de petróleo extrapesado que puede ser recuperado de un total estimado de 1,7 billones de barriles es inferior a los 250.000 millones de barriles (IEA, 2008a).

Sin embargo, resulta factible alcanzar factores de recuperación mucho mayores —de hasta el doble de los obtenidos mediante las técnicas de producción convencionales— utilizando técnicas de reducción de la viscosidad *in situ*. Estas técnicas, usadas en la actualidad en el caso de petróleos de alta viscosidad, incluyen la estimulación mediante la inyección cíclica de vapor de agua (*cyclic steam stimulation injection* o CSS) y de drenaje por gravedad con ayuda de vapor de agua (*steam-assisted gravity drainage* o SAGD). Otras técnicas en fase de desarrollo incorporan procesos de extracción de vapor (que buscan aumentar la movilidad del petróleo utilizando disolventes de hidrocarburos en lugar de vapor de agua), el uso de calentadores de pozo (*downhole heaters*) o bien una combinación de ambos métodos. El factor de recuperación teórico que se espera para la tecnología SAGD y las otras nuevas técnicas en fase de desarrollo es del orden del 50 % al 70 %, un porcentaje significativamente mayor al 20 % o 35% obtenido mediante la

tecnología CSS. La proporción entre el vapor de agua inyectado y el petróleo obtenido es del orden de 2 a 3 en el caso de la técnica SAGD y de 3 a 5 para la técnica CSS, por lo que la primera, además de ser más efectiva, requiere menos cantidad de agua.

La explotación de las arenas petrolíferas supone un marcado incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero con relación a las asociadas con la extracción de los petróleos convencionales (Farrell y Brandt, 2006). Además, dicha actividad tiene un gran impacto sobre los ecosistemas y requiere del uso de abundantes recursos hídricos (Best y Hoberg, 2008; Greenpeace, 2009; WWF, 2008 y 2009). Todos estos aspectos negativos proyectan dudas sobre la viabilidad económica y medioambiental de su explotación a gran escala.

3.6.2. Esquistos bituminosos (*oil shales*)

Se trata de rocas (lutitas compactadas y laminadas) que contienen una gran proporción de compuestos orgánicos sólidos (kerógeno) y que se encuentran a profundidades someras, desde afloramientos superficiales hasta 1 km de profundidad en el subsuelo. La explotación de los esquistos bituminosos se remonta a 1830, aunque el récord a nivel mundial se alcanzó en 1980, momento en que la producción de petróleo se situó en una cifra cercana a las 45.000 toneladas. Posteriormente, en 2004, esta cifra se había reducido a tan solo 16.000 toneladas, con más del 70 % de la misma procedente de Estonia. En el horizonte del 2030, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) no prevé que los esquistos bituminosos puedan significar una aportación importante al suministro mundial de petróleo, a menos que se produzca un importante salto tecnológico.

Si bien los recursos de petróleo *in situ* podrían alcanzar los 2,5 a 3 billones de barriles, las estimaciones sobre las reservas recuperables de los esquistos bituminosos varían considerablemente según las fuentes. IEA (2008a) sitúa estas últimas en torno a 1 billón de barriles. Los Estados Unidos albergan en su territorio más del 60 % de los recursos mundiales, seguidos por Brasil, Jordania, Marruecos y Rusia.

Cuando los esquistos bituminosos se encuentran cerca de la superficie pueden ser explotados mediante minería, para posteriormente, mediante un proceso de calentamiento y destilación, convertir el kerógeno en petróleo. Las acumulaciones más profundas requieren del uso de técnicas de perforación y de inyección de vapor de agua, que faciliten la movilidad del kerógeno y al mismo tiempo mejoren la productividad de la formación mediante su fracturación hidráulica. Los procesos citados son energéticamente muy intensivos. Solo el proceso de calentamiento y destilación utilizado para transformar el kerógeno requiere casi el 30 % del valor energético del petróleo obtenido y, además, el proceso presenta serios inconvenientes desde el punto de vista de la sostenibilidad medioambiental, ya que las

emisiones de CO₂ generadas varían entre las 0,18 y las 0,25 toneladas por barril de petróleo producido. Sin tener en cuenta los derechos de emisión de carbono, los costes de producción varían en la actualidad entre los 50 y los 120 dólares por barril.

3.6.3. Conversión de gas a líquidos (*gas-to-liquids* o *GTL*)

La tecnología GTL implica la conversión de gas natural en combustibles líquidos formados por cadenas más largas de hidrocarburos, tales como gasóleos, que pueden ser utilizados directamente en vehículos con motores diesel, la nafta y otras materias primas para la industria química. La tecnología GTL se basa en la reacción de Fischer-Tropsch, proceso en el que un gas natural rico en metano es transformado, con la ayuda de vapor de agua o mediante su oxidación parcial, en una mezcla de monóxido de carbono y de hidrógeno, llamado *gas de síntesis*. Posteriormente, este gas es transformado mediante un proceso de conversión catalítica en gasóleos. El proceso Fischer-Tropsch se desarrolló en la década de 1920, pero solo en fechas recientes se han logrado avances significativos en el diseño de los catalizadores.

Actualmente, tres grandes plantas aportan la mayor parte de los 50.000 barriles diarios de capacidad de producción de GTL existente en el mundo. Se trata de la planta de Sasol en Mossel (Sudáfrica), la planta de Shell en Bintulu (Malasia) y la planta de Oryx (una empresa conjunta entre Qatar Petroleum y Sasol) en Qatar. A estas tres se le sumarán en breve (a finales de la presente década y principios de la siguiente) otras dos que actualmente se encuentran en fase de construcción: el proyecto Pearl, desarrollado por Shell en Qatar (con una capacidad de 140.000 barriles diarios), y el proyecto Escravos, desarrollado por Chevron y la Nigerian National Petroleum Corporation en Nigeria (con una capacidad de 34.000 barriles diarios). Esto significa que posiblemente hacia 2012 el mundo dispondrá de una capacidad de producción mediante tecnología GTL de alrededor de 200.000 barriles diarios. Todas estas plantas producirán principalmente diesel, junto con volúmenes más pequeños de nafta.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) considera que las perspectivas a largo plazo para el GTL dependen de manera crítica de los costes. Desde 1950 hasta principios de la década actual, estos habían disminuido drásticamente en un factor de tres, debido en parte a las economías de escala. Pero los costes se han recuperado en los últimos años, como consecuencia del aumento de los costes operativos y de capital que ha afectado a todos los sectores de la industria de petróleo y del gas, así como por el aumento del precio del gas como materia prima.

En la actualidad, cada barril de gasóleo producido requiere entre 224 y 280 metros cúbicos de gas y el coste de producción de un barril de combustible líquido varía entre 40 y 90 dólares, dependiendo del precio del gas. Por otra parte, las plantas de GTL gene-

ran entre 0,2 y 0,25 toneladas de CO₂ por barril de líquido producido. Esto quiere decir que, si se aplicara una penalización de 50 dólares por tonelada de CO₂ emitida, los costes de producción del barril de combustible líquido aumentarían entre 10 y 12,5 dólares.

Existe una gran incertidumbre sobre qué grado de desarrollo podría adquirir la industria del GTL a largo plazo. Los últimos aumentos en los costes de construcción, las dificultades técnicas experimentadas en la finalización de la planta de Oryx y un endurecimiento de las condiciones de suministro del gas natural licuado (GNL), a corto o medio plazo, puede ocasionar un cambio de estrategia hacia el GNL en muchos países productores de gas. El GTL es un proceso químico muy intensivo en capital que, en comparación con el GNL, requiere una mayor complejidad en ingeniería y operatividad. Por estas razones, IEA (2008a) rebaja las expectativas en torno al GTL y asume que las nuevas plantas planificadas en Egipto y Australia seguirán adelante, pero que otras no se llevarán a cabo (incluida una planeada en Qatar cuya ejecución ha sido pospuesta debido a una moratoria dictada por este país para nuevos proyectos de gas). En total, IEA (2008a) prevé que en 2030 la producción de GTL en el mundo alcanzará los 650.000 barriles diarios.

3.6.4. Conversión de carbón a líquidos (*coal-to-liquids* o *CTL*)

El CTL es una tecnología consolidada que utiliza la reacción de Fischer-Tropsch para transformar el carbón en productos del petróleo. Probablemente, este proceso de conversión está llamado a desempeñar un pequeño pero creciente papel para cubrir las necesidades que el mundo tiene planteadas en materia de combustibles. El Escenario de Referencia de IEA (2008a) prevé que la producción mundial de CTL crezca de los 0,13 millones de barriles diarios (Mbd) actuales a 1,1 Mbd en 2030.

La tecnología CTL ha experimentado recientemente un renovado impulso, debido a la introducción de mejoras técnicas y al aumento de los precios del petróleo y el gas. Además de una planta que ha estado operando en Sudáfrica durante más de cuarenta años, en la actualidad existen diversos proyectos en estudio para la construcción de otras nuevas en China y los Estados Unidos, países ambos que poseen grandes reservas de carbón de bajo coste. India podría también sumarse a los dos países citados, pero no se espera que esto suceda antes del 2030. En cualquier caso, las incertidumbres que rodean las perspectivas del CTL son importantes, debido a aspectos técnicos, económicos y medioambientales.

Existen dos tipos principales de tecnología CTL en uso o en fase avanzada de desarrollo.

Una de ellas consiste en un proceso de licuefacción en dos etapas que primero utiliza la gasificación de carbón para producir gas de síntesis y, a continuación, un proceso Fischer-Tropsch para generar

combustible. Esta tecnología ha sido utilizada comercialmente en Sudáfrica desde 1955. Las plantas de Secunda producen actualmente el equivalente de 130.000 barriles diarios de combustibles y otros productos químicos, usando tres tipos diferentes de catalizador (hierro a baja temperatura, hierro a alta temperatura y cobalto a baja temperatura). Las plantas generalmente producen de un 20 % a un 30 % de nafta y de un 70 % a un 80 % de gasóleo, queroseno y fueloil. El proceso utiliza de 0,35 a 0,45 toneladas de carbón por barril de petróleo producido y las nuevas plantas tienen una eficiencia energética de alrededor del 40 %.

La segunda tecnología, más eficiente energéticamente, utiliza un proceso de licuefacción directa que implica la disolución bajo condiciones de altas presiones y temperaturas de un elevado porcentaje de carbón, seguida por un proceso de hidrocrackeo catalizado. La química de este proceso es más compleja que la del caso anterior y los productos resultantes son de un 20 % a un 30 % de nafta y de un 70 % a un 80 % de diesel y gases licuados del petróleo. El primer proyecto comercial que utilizará esta tecnología es una planta de 20.000 barriles diarios (ampliable a 100.000), que se encuentra en las etapas finales de construcción en Shenhua (China). El proceso utiliza entre 0,3 y 0,4 toneladas de carbón por barril de petróleo producido.

En China, el coste del barril de petróleo producido en una planta de CTL con una capacidad anual de producción de 1 millón de toneladas varía entre 40 y 60 dólares. Este coste es un 30 % inferior al de una planta en los EE.UU.

Al margen de los costes, un gran inconveniente del proceso CTL radica en sus elevadas emisiones de CO₂. Cada barril de petróleo producido da lugar a una cantidad de 0,5 a 0,7 toneladas de CO₂. En consecuencia, una planta de 50.000 barriles diarios genera un promedio de 11 millones de toneladas de CO₂ al año. Sobre esta base, una penalización de 50 dólares por tonelada de CO₂ elevaría entre 20 a 30 dólares los costes de producción del barril. Los grandes proyectos de CTL no solo necesitan tener asegurado el acceso a grandes reservas de carbón (2.000 millones de toneladas como mínimo), sino también a al-

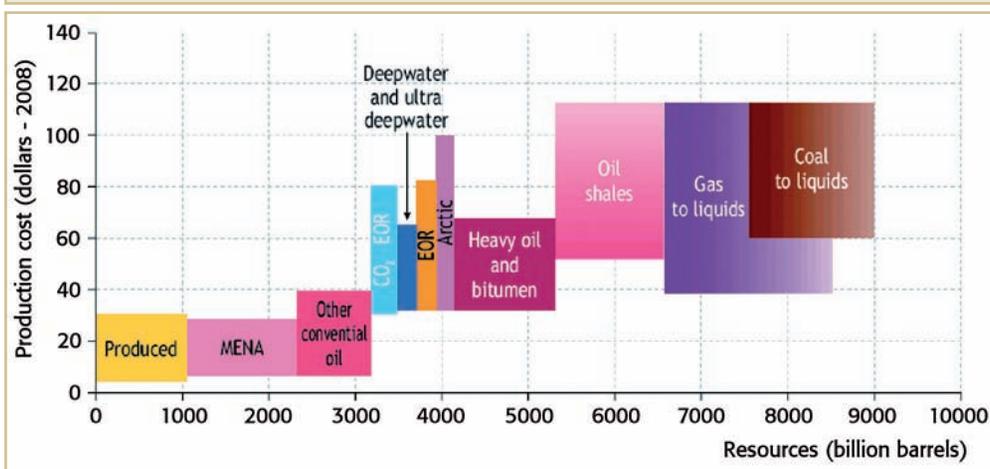
macenamientos subterráneos de CO₂, si es que esta tecnología llega a desplegarse comercialmente.

China ha anunciado planes para producir en 2020 hasta 30 millones de toneladas anuales (alrededor de 600.000 barriles diarios) de combustibles sintetizados mediante tecnología CTL. Sin embargo, las preocupaciones ambientales, incluidas las emisiones y el acceso al agua, junto con la espiral de costes y precios del carbón, han llevado al gobierno chino a imponer normas más estrictas para la construcción y operación de las plantas de CTL. En los Estados Unidos se han anunciado varios proyectos de CTL por un total de más de 300.000 barriles diarios, pero dichos proyectos se encuentran todavía en la fase de estudio de su viabilidad.

3.7. Recursos convencionales y no convencionales a largo plazo y el coste del suministro

La figura 2, elaborada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2005, 2008a), relaciona las contribuciones potenciales de los recursos convencionales y no convencionales analizados en los apartados precedentes con el rango actual de los costes de producción. Es importante remarcar que dichos costes no incluyen los asociados a las emisiones de CO₂.

Fig 2. Estimaciones de recursos (en miles de millones de barriles) y de costes de producción de petróleo a largo plazo (en dólares de 2008), según IEA (2008a).



El gráfico muestra la disponibilidad de los recursos petroleros en función de la estimación de los costes de producción. Los costes asociados a las emisiones de CO₂ no están incluidos. Asimismo, existen importantes incertidumbres sobre los costes de producción de los esquists bituminosos (*oil shales*), ya que esta tecnología no es aún comercial. MENA es el acrónimo para Oriente Medio y África del Norte. El sombreado y la superposición de los segmentos «gas a líquidos» (GTL) y «carbón a líquidos» indica el rango de incertidumbre que rodea la cuantificación de estos recursos, aunque para la elaboración de este gráfico se ha asumido que el valor de 2,4 billones es el que refleja con mayor probabilidad el potencial total conjunto de ambos recursos.

Según la Agencia Internacional de la Energía, a largo plazo, la base potencial de recursos totales de petróleo se aproxima a los 6,5 billones de barriles y, si a esta cifra se le añade el posible potencial de producción de líquidos a partir de las tecnologías GTL y CTL, la cifra final se acerca a los 9 billones de barriles. De ese total, casi 1,1 billones ya han sido extraídos, a un coste máximo por barril de 30 dólares (del año 2008).¹⁹ Los recursos potenciales económicamente recuperables que restan se desglosan del siguiente modo:

- 1) *Recursos convencionales*: ascienden a alrededor de 2,1 billones de barriles, más de la mitad de los cuales se localizan en Oriente Medio y el Norte de África. Se espera que en promedio el coste de explotación de estos recursos sea mucho menor que el de todas las otras fuentes de suministro. El coste de explotación de estos recursos convencionales (excluyendo impuestos y regalías) normalmente varía entre menos de 10 a 40 dólares por barril, con algunas excepciones.
- 2) *Recursos convencionales adicionales mediante técnicas de mejora de la recuperación (EOR)*: estos han sido subdivididos según se utilicen técnicas EOR por inyección de CO₂ u otras tecnologías. El coste del EOR varía entre algo más de 30 a unos 80 dólares por barril. El potencial global de las técnicas de recuperación asistida del petróleo se estima entre 400.000 y 500.000 millones de barriles, en el supuesto de que la introducción acelerada de nuevas tecnologías provoque una reducción de los costes unitarios.
- 3) *Recursos convencionales de aguas profundas y ultraprofundas*: pueden suministrar más de 160.000 millones de barriles a un coste de entre algo más de 35 hasta 65 dólares por barril.
- 4) *Recursos convencionales del Ártico*: podrían ascender a 90.000 millones de barriles a un coste de entre cerca de 40 a 100 dólares por barril.
- 5) *Recursos no convencionales de petróleo extrapesado y arenas bituminosas*: ascienden a más de 1 billón de barriles y podrían extraerse a un coste que va desde cerca de 40 a unos 70 dólares por barril.
- 6) *Recursos no convencionales de esquistos bituminosos*: sus costes de producción se estiman entre 50 a más de 100 dólares por barril. Debido a la falta de grandes proyectos comerciales, las perspectivas de mejora de la tecnología de producción son muy inciertas. En consecuencia, no se espera que este tipo de recursos contribuyan de manera significativa al abastecimiento mundial de petróleo antes de 2030.

7) *Recursos de GTL y CTL*: tienen un gran potencial, pero su desarrollo se verá frenado por el uso de las materias primas necesarias (gas natural y carbón) para otras aplicaciones potenciales, sobre todo para la generación de electricidad y usos finales. A los precios actuales del gas natural y del carbón, los costes varían entre 40 y cerca de 120 dólares por barril de líquido producido.

Obviamente, en el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos potenciales, así como los costes a los que las compañías petroleras podrán suministrar sus productos a los mercados, dependerá de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. Como se ha comentado a lo largo de este apartado, 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. La introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO₂ tendría un gran impacto sobre los rangos de costes mostrados en la figura 2, de manera que, por ejemplo, los recursos no convencionales serían relativamente más caros, mientras que la producción de petróleo convencional mediante tecnologías de recuperación asistida por inyección de CO₂ se abarataría. Asimismo, en el futuro, como ya ha sucedido en el pasado, es posible que los avances tecnológicos varíen notablemente las previsiones de IEA (2008a) aquí expuestas.

4. ALGUNOS DATOS Y TENDENCIAS PREOCUPANTES

Los datos expuestos en el tercer apartado pueden llevar a la conclusión, errónea, de que aunque posiblemente el petróleo será más caro en el futuro, los recursos y reservas existentes constituyen una garantía para la seguridad del suministro.

Sin embargo, esto no es así. Además 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 dichos recursos y reservas en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. O como alguien ha dicho: no solo debemos conocer cuánto petróleo contiene la barrica, también es necesario conocer las características y el estado del grifo.

En relación con esta cuestión, el *National Petroleum Council* (NPC, 2007) nos avisa de una realidad preocupante: «el mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo». Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) también nos advierte de se-

¹⁹ En realidad, solo una pequeña fracción fue producida a un coste superior a 20 dólares por barril, muy especialmente en los últimos años y tanto en los campos marinos como en los de América del Norte.

rias incertidumbres y riesgos en el sector de la producción de petróleo para satisfacer la demanda mundial a medio y a largo plazo.

Este apartado tiene como objetivo identificar y analizar con cierto detalle tales riesgos e incertidumbres. Estos se localizan en diversos segmentos de la cadena del negocio del petróleo, desde el denominado *upstream* (exploración y producción) al *downstream* (sector de refino) pasando por el *midstream* (transporte). En las páginas que siguen nos ocuparemos básicamente del primer segmento.

4.1. Los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído

Pese al espectacular desarrollo tecnológico experimentado por la industria del petróleo y el acceso a nuevas áreas previamente inexploradas, desde mediados de la década de los sesenta (figura 3) el volumen de petróleo aportado por los nuevos descubrimientos (reservas probadas y probables) ha ido declinando, de modo que

desde mediados de la década de los ochenta ya no compensan el volumen extraído (Longwell, 2002; Campbell, 2004; Wells, 2005; Al-Husseini, 2006; IHS, 2006; Rudolph, 2007; Energy Watch Group, 2007).

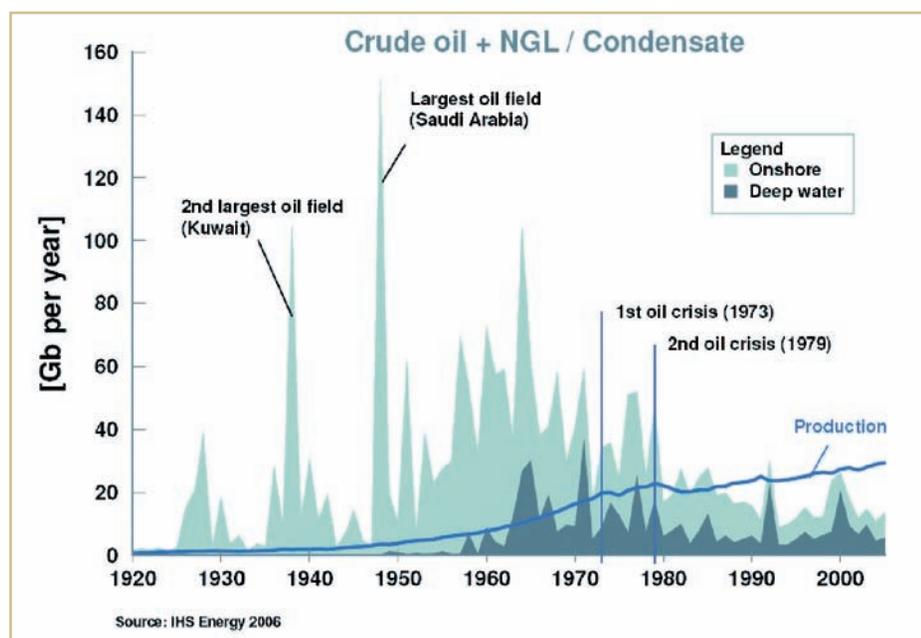
En concreto, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) revela que el volumen procedente de nuevos hallazgos disminuyó de un promedio de 56.000 millones de barriles anuales, en la década de los sesenta, a 13.000 millones de barriles por año, en la década de los noventa. Esta tendencia a la baja se habría moderado ligeramente en la década actual, como respuesta a una mayor actividad de exploración impulsada por unos precios del crudo relativamente altos. Sin embargo, pese a ello, desde el año 2000 hasta el 2006, los nuevos descubrimientos promediaron 16.400 millones de barriles por año, muy lejos de los alcanzados en la década de los sesenta, mientras que la producción acumulada durante el mismo período excedió en 400.000 millones de barriles el volumen acumulado procedente de nuevos descubrimientos.²⁰ La caída en el número de nuevos descubrimientos y en el volumen de petróleo

aportado por estos descubrimientos ha sido más aguda en Oriente Medio y la antigua Unión Soviética. Por el contrario, los descubrimientos habrían aumentado en África, América Latina y Asia.

En gran medida, el descenso del número de descubrimientos en todo el mundo reflejaría una disminución de la actividad exploratoria en las regiones con mayores reservas, a las que las empresas internacionales tienen un acceso muy limitado (véase los apartados 4.7 y 4.8), así como el menor tamaño medio de los campos hallados. Según datos de Harper (2004), durante el período 1950-2005, este tamaño medio se ha desplomado a una quinta parte.

Los efectos negativos de los factores comentados habrían superado el efecto positivo derivado de una mejora en el porcentaje de éxito de las perforaciones. Este se ha multiplicado por un factor de dos en los últimos cincuenta años, pasando de un éxito por cada seis pozos de exploración perforados a uno de cada tres (Harper, 2004 y 2005).

Fig 3. Historia de los descubrimientos de petróleo (crudos convencionales, condensados y líquidos del gas natural) y de la producción.



Los descubrimientos se expresan en reservas probadas y probables, diferenciándose los efectuados en tierra (gris claro) de los realizados bajo aguas marinas (gris oscuro). De Energy Watch Group (2007).

²⁰ La oleada de nuevos descubrimientos anunciados por la prensa en el transcurso de los años 2008 y 2009, entre los que destacan algunos grandes hallazgos como los efectuados en aguas marinas profundas —frente a las costas de Brasil, en el sector estadounidense del golfo de México y a lo largo de la costa de África occidental— no han sido suficientes para invertir la tendencia general comentada. Según la consultora IHS CERA, los cerca de 200 descubrimientos efectuados durante el 2009 han reportado ya unas reservas cercanas a los 10.000 millones de barriles y si hasta finales de año se mantuviera el mismo ritmo podrían alcanzarse los 20.000 millones de barriles. Una cifra cercana a la alcanzada el año 2000.

Otro factor que podría explicar, al menos en la última década, la caída de los descubrimientos es una insuficiente inversión en exploración (véase el apartado 4.8.2 para más detalles). El gasto por este concepto se ha incrementado considerablemente desde 2004, pero su cuota sobre el gasto total en exploración y producción apenas se ha incrementado desde dicha fecha, manteniéndose en torno al 16 %, lejos del nivel cercano al 20 % alcanzado a principio de la década actual. Esta situación ha tenido lugar a pesar de la caída de la tasa de reemplazo de reservas y el importante aumento del valor de las mismas, reflejando la combinación de varios factores: 1) la prioridad dada al desarrollo de reservas probadas para aprovechar la coyuntura de altos precios, 2) las limitaciones sufridas por las grandes compañías internacionales para explorar en regiones altamente prospectivas (véase el apartado 4.7), y 3) la carestía de equipos de perforación y de personal (véase el apartado 4.7.4).

4.2. La exploración y producción es cada vez más cara

Según IEA (2008a), los costes de las actividades de exploración, del desarrollo de nuevos campos y del aumento de la producción en los ya existentes han aumentado considerablemente desde principios de la década actual. Ello se debe principalmente al incremento experimentado por los costes unitarios de los servicios de perforación y mantenimiento, del personal cualificado, de los materiales y de la energía. Otros factores que también han contribuido a este aumento son la caída del dólar y un desplazamiento del gasto hacia proyectos cada vez más complejos y ubicados en lugares carentes de infraestructuras (como es el caso de muchos proyectos en aguas profundas), así como hacia la exploración y el desarrollo de campos cada vez más pequeños, cuyos costes unitarios tienden a ser más altos. Todos estos factores negativos han superado el impacto causado por el uso de nuevas tecnologías que en la década de los noventa ayudaron a rebajar sensiblemente los costes.

El coste en dólares para encontrar y desarrollar un barril —definido como el cociente entre los gastos de exploración y desarrollo y las reservas añadidas— ha aumentado en todas las regiones. Según datos oficiales de la Administración de los EE.UU., entre 2005 y 2006, estos costes experimentaron un brusco incremento de casi

el 50 %. El mayor aumento tuvo lugar en Europa, donde los costes se doblaron, en parte debido a la revalorización del euro respecto al dólar. De hecho, expresada en divisas locales, la escalada de costes, aunque importante, hubiera sido menos acusada en muchas regiones.

La perforación de sondeos (incluyendo los exploratorios y los de desarrollo) representa algo más del 50 % del total de los costes en exploración y producción. Estos costes han aumentado considerablemente en los últimos años, de modo que el coste medio de la perforación de un pozo se ha multiplicado por más de dos entre 2000 y 2007, reflejando tanto un aumento cercano al 90 % en el coste de perforación por pie como un incremento del 15 % en la profundidad media perforada por sondeo.

El aumento de las tarifas diarias²¹ de los equipos de perforación, en respuesta a la fuerte demanda por parte de los operadores de campos de petróleo y gas, constituye la principal causa del aumento de los costes de perforación. Por lo general, estas tarifas representan cerca de la mitad de los costes de perforación de un pozo de producción y dichos costes aumentaron considerablemente en la mayor parte de las regiones durante 2005, 2006 y 2007, aunque con posterioridad se han estabilizado. En el sector estadounidense del golfo de México, las tarifas para los equipos de aguas profundas han aumentando de manera importante. A mediados de 2008, la contratación de un barco de perforación para aguas profundas costaba más de 650.000 dólares por día, frente a los 130.000 de principios de la década actual.

La previsión sobre la evolución futura de los costes de exploración y producción es muy incierta. No está claro si el aumento recientemente observado se debe a causas estructurales o cíclicas. Pocos profesionales en la industria del petróleo esperan que los costes caigan hasta los niveles de principios de la década actual, aunque algunos esperan un cierto retroceso en la medida que la capacidad de las compañías de perforación y servicios se expanda en los próximos años.²² Sin embargo, son mayoría los que creen que los costes, expresados en dólares, continuarán aumentando (si no se produce una brusca evaluación de la moneda), aunque a un ritmo mucho más lento que el experimentado en los últimos años.

²¹ Costes diarios para el operador resultantes del alquiler del equipo de perforación y de los costes de personal y de suministros relacionados. Generalmente no incluyen los costes de entubamiento y otros a boca de pozo, ni servicios especiales como registros de diagrañas y cementación del pozo, aunque sí puede incluir los gastos de combustible.

²² Existen indicios de que la tasa de aumento de la inflación en los costes de exploración y producción se está ralentizando, en respuesta, principalmente, a la nueva capacidad de producción que se materializará a corto plazo y a la disminución de la demanda de servicios y materiales para los campos de petróleo y gas. Esto obedece, en parte, a que algunas compañías han frenado su actividad ante los altos costes y han retrasado sus decisiones sobre nuevas inversiones, a la espera de que dichos costes vuelvan a caer. Por otra parte, el aumento en los últimos años de las tarifas diarias ha propiciado una nueva oleada de construcción de equipos de perforación, especialmente para sondeos en aguas marinas. De este modo, a mediados de 2008 se estaban construyendo cerca de 160 nuevos equipos de perforación para mar abierto, frente a los 140 terminados en 2007 y los menos de 20 de 2004. Sin embargo, pese a esta fiebre constructora, es probable que las tarifas diarias y la tasa de uso permanezcan a niveles históricos altos, debido a que todos los equipos de perforación en aguas profundas que entrarán en el mercado hasta 2010 ya están asignados a proyectos que se encuentran en fase de desarrollo, lo que implica que no existen equipos disponibles para cualquier nueva oportunidad que pueda surgir en los próximos años. El descubrimiento de Tupi y otros grandes campos en aguas marinas profundas de Brasil ha significado un nuevo incremento de la demanda de equipos de perforación y Petrobras ya ha anunciado su intención de encargar 26 de ellos en la próxima década.

4.3. La producción mundial de petróleo convencional está en declive

Una de las conclusiones más relevantes del *World Energy Outlook 2008*, publicado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) es que la seguridad del suministro global de petróleo depende más de la tasa de declive de la producción que de la tasa de crecimiento de la demanda. Según la citada Agencia, la mayor parte de las inversiones futuras deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad productiva de los campos actualmente en explotación. Esta pérdida o declive productivo tiene lugar cuando el yacimiento alcanza su madurez, sobrepasando un punto a partir del cual ni el despliegue tecnológico ni el esfuerzo inversor pueden detener una disminución de la presión que se traduce en un descenso del caudal obtenido a boca de pozo.

Tal y como muestra la figura 4, la Agencia Internacional de la Energía espera que, como consecuencia de dicho declive, la producción

global de crudo convencional procedente de los yacimientos actualmente en producción caiga de 70 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007 a 51 Mbd en 2015, y a 27 Mbd en 2030. Es decir, una caída de 43 Mbd (excluyendo los aumentos de producción obtenidos a partir de la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación del petróleo). Eso significa que entre 2007 y 2030, para mantener la capacidad de producción a los niveles de 2007 y cubrir las necesidades surgidas del incremento de la demanda prevista, cifradas en torno a los 21 Mbd, la industria petrolera tendrá que desarrollar una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, volumen que equivale a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Y el tiempo apremia, ya que, de aquí a seis años, en 2015, la nueva capacidad requerida será de 30 Mbd.

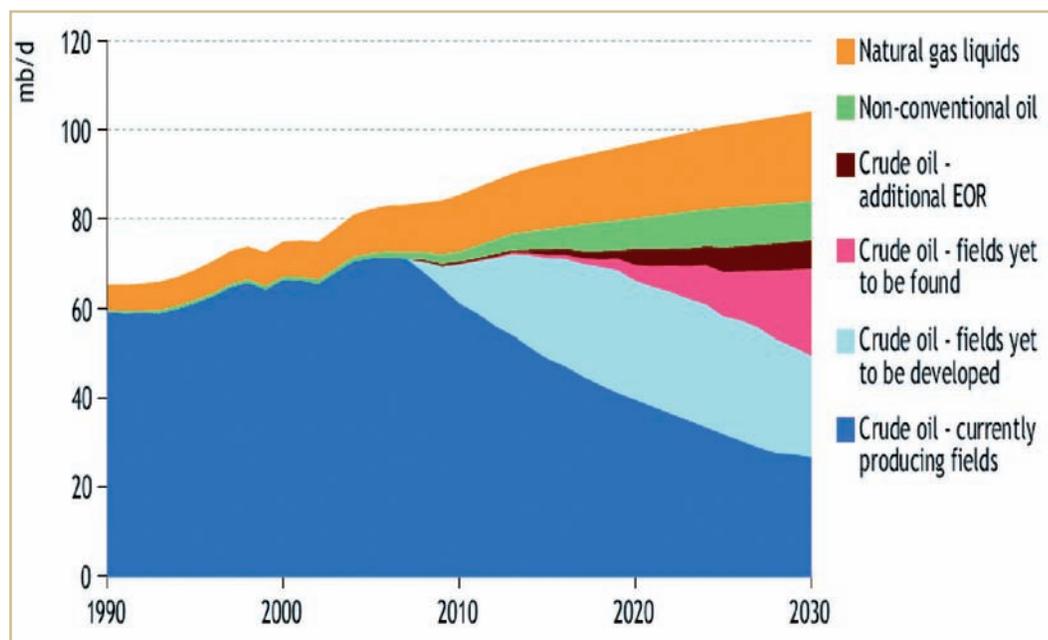
4.3.1. Análisis campo a campo

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) ha llegado a estas conclusiones tras estudiar la historia de la producción y otros

datos técnicos de aproximadamente 800 de los mayores yacimientos petrolíferos del mundo. La base de datos analizada incluye todos los campos supergigantes (54 en total) y gran parte de los campos gigantes (263 sobre un total de 320) que actualmente se encuentran en producción. Asimismo, también se han estudiado la mitad (285) de los campos catalogados como grandes y alrededor de 200 campos asimilables a la categoría de pequeños.²³ Aunque hoy en día existen cerca de 70.000 campos en producción en todo el mundo, los yacimientos analizados aportaron en 2007 más de dos tercios del petróleo crudo producido en el mundo.

Es interesante subrayar que la mayoría de los campos descubiertos hasta la fecha en el mundo ya han sido puestos en producción. En porcentaje, este hecho resulta especial-

Fig 4. Pronóstico sobre el futuro de la producción mundial de petróleo y sus fuentes (en millones de barriles diarios).



Escenario de Referencia del *World Energy Outlook 2008* (IEA, 2008a). Obsérvese el pronunciado declive de la producción de los campos actualmente en explotación (azul oscuro). Para compensar dicho declive y, al mismo tiempo, cubrir la creciente demanda, será necesario expandir la producción de crudos convencionales procedentes de los campos ya descubiertos pero que todavía no son objeto de explotación (azul claro), de los campos por descubrir (rosado) y de la mejora tecnológica de la recuperación (marrón). Asimismo, será necesario contar con la contribución de crudos no convencionales mayoritariamente provenientes de las arenas petrolíferas de Canadá (franja verdosa) y de los líquidos del gas natural (color naranja).

²³ Los campos supergigantes son aquellos con reservas iniciales probadas y probables (o 2P) mayores de 5.000 millones de barriles, mientras que en los gigantes, grandes y pequeños, las citadas reservas varían entre 500 y 5000, 100 y 500 y 50 y 100 millones de barriles, respectivamente.

mente cierto para los campos de mayor tamaño, principalmente porque muchos de ellos fueron descubiertos hace varias décadas. De los 58 campos supergigantes hallados hasta la fecha, solo cuatro de ellos no han sido puestos en producción. Asimismo, de los aproximadamente 400 campos gigantes descubiertos, tan solo 80 no están todavía en fase de producción. En total, se estima que el 79 % de las reservas mundiales de petróleo convencional se localizan en campos que ya están siendo explotados. Por lo tanto, conocer las perspectivas de producción en dichos campos resulta fundamental para evaluar la seguridad del suministro mundial de petróleo a corto y medio plazo.

4.3.2. Tamaño, edad y distribución geográfica de los campos en producción

Como se ha indicado con anterioridad, en la actualidad existen alrededor de 70.000 campos de petróleo en producción en todo el mundo. Sin embargo, la mayor parte del crudo proviene de un pequeño número de campos muy prolíficos, en su mayoría supergigantes y gigantes, localizados en Oriente Medio y Rusia. Así, en 2007, la producción de los diez mayores yacimientos mundiales ascendió a algo más de 14 millones de barriles diarios (Mbd), volumen que representó el 20 % mundial, mientras que si consideramos los primeros veinte campos la producción fue de 19,2 Mbd, cifra equivalente a más del 25 % global. Hoy en día, alrededor de 110 campos producen más de 100.000 barriles diarios cada uno y, en conjunto, estos 110 representan algo más del 50 % mundial. El porcentaje restante proviene de un gran número de campos pequeños con una producción inferior a 100.000 barriles por día.

Está claro que los suministros mundiales de petróleo son muy dependientes de un reducido número de supergigantes y gigantes que han sido explotados durante décadas. Sin embargo, a pesar de ello, la producción de dichos campos ha crecido significativamente en los últimos dos decenios, tras reducirse drásticamente a finales de la década de los setenta y principios de los ochenta a causa de la política de la OPEP. De esta forma, la cuota de producción mundial proveniente de los campos supergigantes y gigantes incluidos en la base de datos de IEA (2008a) pasó del 56 % en 1985 al 60 % en 2007. Sorprendentemente, algunos campos que entraron en producción antes de la década de los setenta son los que hoy en día todavía aportan algo más de 24 Mbd en 2007, o el equivalente al 35 % mundial. Solo cinco campos supergigantes o gigantes han empezado a producir en la década actual (Ourhoud en Argelia, Grane en Noruega, Girassol en Angola, Jubarte en Brasil y Xifeng en China). En 2007, estos cinco tan solo representaron algo más del 1 % de la producción mundial.

Los grandes yacimientos petrolíferos están distribuidos de un modo desigual en todo el mundo. Asimismo, su cuota de participación en la producción global y el volumen promedio de sus reservas varía

notablemente de una región a otra. Oriente Medio se caracteriza por un gran número de campos supergigantes y gigantes y el volumen promedio del total de las reservas de estos es el más alto de todas las regiones, situándose en torno a los 9.000 millones de barriles. Esta región contiene una cuarta parte de todos los campos supergigantes y gigantes del mundo. Asimismo, alrededor de las tres cuartas partes de ambos tipos de campos se localizan en tierra firme. La proporción de estos últimos es mayor en Oriente Medio, Asia y en la antigua Unión Soviética. Por el contrario, en Europa, todos los grandes campos se encuentran en alta mar.

Los campos supergigantes y gigantes representan la mayor parte de la producción en Oriente Medio, Rusia, la región del Caspio y América Latina. Su porcentaje es más bajo en Asia, Europa y la región del Pacífico. Por otra parte, aunque América del Norte contabiliza alrededor de una cuarta parte del petróleo extraído en el mundo hasta la fecha y el 13 % de la producción actual, la región contiene poco más de cincuenta campos supergigantes y gigantes.

De entre todos los campos actualmente en producción, el *factor de agotamiento* —definido como el porcentaje de las reservas iniciales probadas y probables que ya ha sido producido— es ligeramente superior para los supergigantes y gigantes. A nivel global, dichos campos presentan un factor de agotamiento promedio del 48 %, en comparación con el 47 % del resto de campos grandes y pequeños. Los factores de agotamiento son más altos en América del Norte, donde la mayoría de los campos han sido explotados durante décadas, y en Europa, donde predomina la producción de campos pequeños. El factor de agotamiento más bajo se da en Oriente Medio.

4.3.3. El perfil de la producción de un campo

La historia de la producción de cada campo de petróleo se ajusta a un perfil único, de acuerdo con las características geológicas de las rocas almacén, las técnicas empleadas en el proceso de extracción y el tipo de gestión de la producción puesta en práctica. Normalmente, la producción de un yacimiento pasa por tres etapas:

- 1) una inicial de crecimiento, que coincide con la perforación y puesta en producción de nuevos pozos,
- 2) un período de estancamiento de la producción en la que esta adopta por lo general un perfil plano (o de meseta) resultado del balance que se establece entre la entrada en funcionamiento de nuevos pozos y el declive extractivo experimentado por los antiguos, y
- 3) una fase final de declive, durante la cual la producción cae poco a poco como resultado del decrecimiento de la presión en la roca almacén.

En teoría, estas tres etapas dibujan una curva en forma de campana, más o menos simétrica y aplanada en su parte superior. Sin embargo, en la práctica, los campos de petróleo rara vez muestran una curva o trayectoria de producción regular y predecible. Diversas consideraciones comerciales y políticas suelen afectar la forma en que se desarrolla un campo. Asimismo, por razones geológicas y técnicas, las rocas almacén se comportan de manera muy diversa durante las diferentes fases de la vida de un campo.

4.3.4. Tasas de declive observadas

Aunque cada etapa de la vida de un campo de petróleo es importante, la tasa a la que disminuye la producción una vez que se ha superado la producción máxima (o cenit de la producción) constituye un factor crítico para determinar la necesidad de disponer de una capacidad productiva adicional, ya sea mediante la puesta en producción de nuevos campos o el desarrollo más intensivo de los existentes.

Sobre la base de un análisis exhaustivo de los datos de producción de 580 de los campos más grandes del mundo que ya han pasado su cenit de producción, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) concluye que la *tasa de declive observada* —o tasa anual acumulada de disminución de la producción entre dos años consecutivos— es del 5,1 %. Este valor representa un promedio para el conjunto de todos los campos estudiados. Las tasas más bajas corresponden a los campos supergigantes, que promedian un 3,4 %, frente al 6,5 % de los campos gigantes y el 10,4 % de los campos grandes. Las tasas de declive observadas varían notablemente según la región. Las más bajas se dan en Oriente Medio y las mayores en el Mar del Norte (figura 5). Esto refleja, en gran medida, las diferencias en el tamaño

medio de los campos y su localización en tierra firme o en el mar (en general, los últimos muestran una tasa de declive mayor).

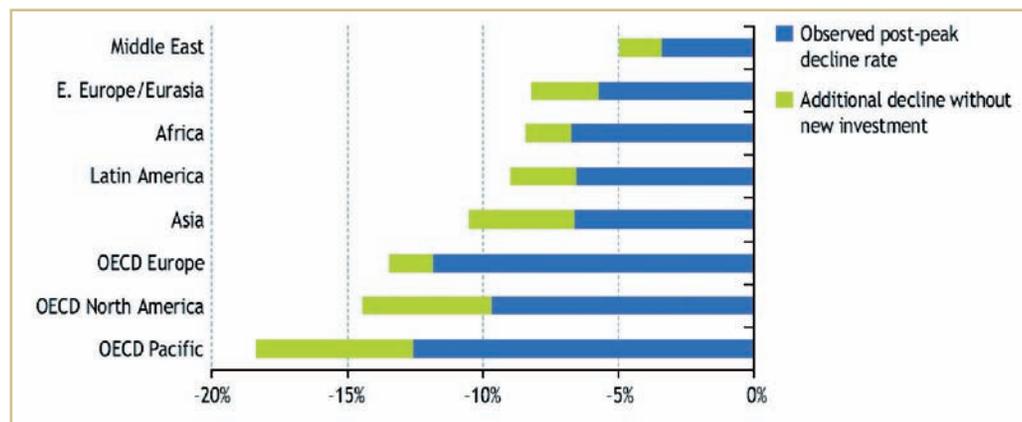
A propósito del significado estadístico de las tasas de declive observadas, es importante destacar que el tamaño medio de los campos analizados en IEA (2008a) es significativamente mayor que el de la inmensa mayoría de los campos actualmente en producción en el mundo, ya que la base de datos incluye todos los supergigantes y la mayoría de los campos gigantes. En 2007, los 580 campos estudiados para deducir la tasa de declive poscenit produjeron 40,5 millones de barriles diarios, cifra que equivale al 58 % de la producción mundial. Sin embargo, dichos campos representan menos del 1 % de los 70.000 campos actualmente en producción en el mundo. La tasa de declive de los campos no incluidos en la base de datos podría ser, de promedio, al menos tan alta como la observada para los campos grandes estudiados. En realidad, probablemente debe ser algo más alta, dado que existe una clara correlación inversa entre el tamaño de los campos y la tasa de declive observada. Asumiendo que los campos no incluidos en la base de datos tuvieran una tasa de declive promedio igual a la de los campos catalogados como grandes, es decir del 10,4 %, resultaría que la tasa mundial promedio de declive poscenit observada sería del 6,7 % (un porcentaje que incluso debe ser considerado optimista si tenemos en cuenta que los campos pequeños acostumbran a mostrar una tasa de declive aún mayor que los incluidos en la categoría de grandes).

4.3.5. Tasas de declive natural

Se define como *tasa de declive natural* (o *tasa de declive subyacente*) aquella correspondiente a la caída de la producción

anual que hubiera tenido lugar si no hubiera sido corregida mediante un programa de inversiones en tecnología adecuado. En su estudio (IEA, 2008a), la Agencia Internacional de la Energía calcula que la tasa anual promedio de declive natural poscenit para todo el mundo se sitúa en torno al 9 % (con la distribución por regiones mostrada en la figura 5). El porcentaje citado es un 2,3 % más alto que la tasa de declive observada, lo que significa que si no se hubiera invertido en los campos actualmente en explotación que han pasado su cenit, la caída de la producción hubiera sido aproximadamente un 30

Fig 5. Tasas medias anuales de declive post-cenit de la producción en los campos actualmente en explotación, según las diferentes regiones.



Las tasas de declive poscenit observadas (color azul) y naturales (color verde) difieren en que las segundas no contemplan las inversiones en mejoras tecnológicas necesarias para combatir la progresiva disminución del flujo productivo de los yacimientos con el paso del tiempo. Datos según IEA (2008a).

% más rápida. El mensaje es claro: cualquier retraso en las inversiones tendrá consecuencias nefastas para la seguridad de suministro global. Y más si tenemos en cuenta que las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) asumen que en 2030 la tasa mundial promedio de declive natural poscenit habrá experimentado un incremento de un punto porcentual, 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.

4.4. Muchos países han sobrepasado el cenit de la producción

Utilizando datos de BP (2009) referentes a la producción de crudos convencionales, condensados y líquidos del gas natural, Ghanta (2009) ha compilado una lista de todos los países productores de petróleo del mundo y de la situación de la producción en cada uno de ellos, ordenándolos según el año en el que alcanzaron su producción máxima (cenit de la producción o *peak oil*). Según el autor, los datos muestran que treinta de los cincuenta y cuatro estados productores de petróleo en el mundo han pasado ya su cenit, mientras que tan solo catorce siguen aumentando su producción y los diez restantes muestran una tendencia al estancamiento o han entrado en un suave declive.

El autor citado destaca que el cenit de la producción del petróleo es un hecho consumado para un conjunto de países que en 2008 totalizaron el 61 % de la producción mundial, lo que implica que en el futuro el suministro de petróleo dependerá de un reducido grupo de países productores.

Entre estos últimos destacan Angola, Arabia Saudita, Argelia, Azerbaiyán, Brasil, Canadá (con sus recursos no convencionales), China, Guinea Ecuatorial, Kazajistán, Qatar, Sudán, Tailandia y Turkmenistán y la Unión de Emiratos Árabes.²⁴ Dentro del grupo de países cuya producción se encuentra estancada destacan, entre otros, Ecuador, Chad, India, Nigeria Republica del Congo (Brazzaville) y Rusia.²⁵

La petrolera Total también ha creado una lista mas reducida de los productores de petróleo que han pasado el cenit y Wikipedia también ha elaborado una lista similar.²⁷ En todas las listas citadas se observa como la producción ha alcanzado ya el cenit²⁶ (*peak*) en muchos de los países que no pertenecen a la OPEP.²⁸

4.5. La producción convencional ajena a la OPEP ha superado el cenit

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2009e) afirma que la extracción de crudo convencional (crudos y líquidos del gas natural) en el conjunto de países que no son miembros de la OPEP alcanzará su cenit en 2010.²⁹ A partir de ese momento se iniciará un lento declive,³⁰ aunque el déficit se verá compensado por un aumento de la producción de petróleos no convencionales, de manera que la proyección para el período 2015-2030 augura un perfil prácticamente plano para la producción ajena a la OPEP de todo tipo de líquidos.

Sin embargo, los datos procedentes de la citada Agencia, así como de la Oficina de Información Energética (*Energy Information Administration*) del Gobierno de los EE.UU., muestran que en realidad la producción de líquidos (biocombustibles excluidos) ha adquirido ya un perfil prácticamente plano desde 2004, mientras que la pro-

²⁴ En algunos casos, como por ejemplo Irán e Irak, es posible que la caída de la producción obedezca a limitaciones de índole no geológica, relacionadas con la turbulenta situación política vivida en las últimas décadas.

²⁵ La producción de petróleo en la Federación Rusa se derrumbó a principios de los noventa tras el colapso de la Unión Soviética y a pesar de que en la última década ha experimentado un notable crecimiento, algunos ejecutivos de la industria del petróleo de Rusia no creen que la producción máxima alcanzada en 1987 pueda ser superada. La producción de la India se encuentra estancada desde 1995 y la Energy Information Administration prevé que su producción siga manteniéndose plana o disminuya ligeramente en un futuro próximo. La producción del Congo (Brazzaville) muestra un perfil prácticamente plano desde 1998, con una producción en 2008 muy cercana al máximo alcanzado en 1999. Malasia se encuentra en una meseta de producción desde 1995 y las previsiones apuntan a una continuación de esta tendencia o un futuro descenso de la producción. La producción en Nigeria se ve muy afectada por la inestabilidad política, aunque esta puede aumentar si la situación mejora. La historia de la producción de petróleo en el Chad es demasiado corta para determinar si se ha alcanzado el cenit de la producción, aunque el descenso experimentado desde 2005 es espectacular. La producción de Ecuador creció rápidamente hasta 2004, pero desde entonces se ha estabilizado o ha disminuido ligeramente.

²⁶ <<http://www.planete-energies.com/content/oil-gas/companies/world/consumption-oil-production-statistics.html>>.

²⁷ <http://en.wikipedia.org/wiki/Peak_oil#Peak_oil_for_individual_nations>.

²⁸ La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) está integrada por Arabia Saudita, Argelia, Angola, Ecuador, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Unión de Emiratos Árabes y Venezuela.

²⁹ Contrariamente a lo que sucedió durante los dos primeros shocks del petróleo, tras el reciente colapso financiero y económico, se prevé que la producción de los países que no forman parte de la OPEP caiga en unos 330.000 barriles diarios entre 2008 y 2011. Este hecho se relaciona con 1) la existencia de menos oportunidades para aumentar la producción, 2) la subida de los costes en exploración y producción, 3) la aguda tasa de declive de la producción en los países no-OPEP, y 4) la reciente caída de los precios del petróleo.

³⁰ Tan solo Azerbaiyán, Brasil y Kazajistán experimentarán un aumento significativo de la producción.

ducción de crudo convencional (excluyendo los condensados) y de líquidos del gas natural ha experimentado una clara tendencia decreciente durante el mismo período (Koppelaar, 2009).

Estos datos resultan particularmente significativos porque durante los últimos cinco años, con el fin de beneficiarse de unos precios del petróleo en máximos históricos, los países productores y las compañías petroleras han intentado aumentar su producción para maximizar beneficios. Sin embargo, pese a este estímulo, la mayoría fueron incapaces de mejorar sus cifras. Este hecho corrobora la importancia de la producción proveniente de la OPEP para cubrir la futura demanda mundial.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2009e) estima que el aumento del consumo previsto en el Escenario de Referencia para el período 2007-2030 deberá ser garantizado por un pequeño número de países (véase el apartado 4.4). En particular, los miembros de la OPEP deberán aumentar su cuota de participación en la producción mundial, de un 44 % en 2007 a un 52 % en 2030 (porcentaje este último que todavía se sitúa por debajo del 53 % alcanzado en 1973). De aquí a dos décadas, la Agencia Internacional de la Energía estima que los petróleos no convencionales, mayoritariamente provenientes de las arenas petrolíferas de Canadá y de los crudos extrapesados de Venezuela, representarán el 8,2 % del suministro mundial de petróleo, lo que significa un fuerte incremento respecto al 1,9 % de 2007.

En cualquier caso, resulta importante destacar que la Agencia Internacional de la Energía advierte que sus previsiones implican un gran esfuerzo inversor que no debe sufrir retrasos. En el apartado 4.7 se analiza este factor de riesgo.

4.6. Cada vez más dependientes de las exportaciones de la OPEP

Según el Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a), durante el período 2007-2030, la ampliación de la brecha entre producción indígena y consumo acarreará un aumento considerable del comercio internacional de petróleo (crudo, líquidos del gas natural y productos refinados). El comercio neto interregional evolucionará al alza, de 40,7 millones de barriles por día (Mbd) en 2007 a 55 Mbd en 2030. Un volumen, este último, que supera en un 35 % al del comercio actual y que representa más de la mitad de la producción esperada para el 2030.³¹

Europa y Asia, que hoy en día ya son importadores netos, serán más dependientes al final del período considerado, tanto en términos absolutos como porcentuales. En el caso de Asia, este incre-

mento de la dependencia será particularmente dramático. Muy especialmente en China, un importador neto desde 1993 y que en 2030 necesitará adquirir en el exterior cerca del 75 % de su demanda, es decir, unos 12,5 Mbd, lo que equivale a un volumen algo inferior a las actuales importaciones de los EE.UU.

Por otro lado, durante el período 2007-2030, como resultado del rápido declive de la producción en el Mar del Norte, la dependencia de las importaciones de los países europeos de la OCDE crecerá del 65 % al 84 %, mientras que la de los integrados en la Unión Europea pasará del 82 % al 92 %.

En contraste, los países del Pacífico incluidos en la OCDE experimentarán una ligerísima reducción de su dependencia, del 92 % actual al 90 % en 2030. Esta tendencia se manifestará con mucha mayor claridad en América del Norte, donde la reducción de la demanda y el aumento de la producción de petróleo no convencional en Canadá provocarán una marcada caída de las importaciones, de 10,7 a 5,9 Mbd. Este descenso será menos pronunciado en el caso de los EE.UU., cuyas importaciones evolucionarán de 13,2 Mbd en 2007 a 11,9 Mbd en 2030. En conjunto, para esta última fecha, los países de la OCDE importarán el 52 % de sus necesidades de petróleo, frente al 58 % de 2007.

Basándose en datos de la *Energy Information Administration* de agosto de 2009, Mushalik (2009)³² concluye la existencia de tres grandes grupos de países en lo referente a su capacidad exportadora de crudo, condensados y líquidos del gas natural durante el período 1981-2007.

El primero de estos grupos estaría integrado por cuatro países que han dejado de ser exportadores: Egipto, China, Indonesia y Reino Unido.

El segundo, por diecisiete países que han alcanzado su cenit exportador: Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Gabón, Guinea Ecuatorial, Irak, Irán, Malasia, México, Nigeria, Noruega, Omán, Siria, Venezuela, Vietnam, Rusia y otros países de la antigua Unión Soviética.

Y el tercero, por nueve países que todavía mantienen sus exportaciones constantes o en crecimiento: Angola, Azerbaiyán, Canadá, Kazajstán, Kuwait, Libia, Qatar, Sudan y Unión de Emiratos Árabes.

De cara al futuro, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) prevé que Oriente Medio será la región que experimentará un mayor auge en el volumen de las exportaciones, pasando de 19,9 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007 a 28,5 Mbd en el 2030. Este último volumen representará el 52 % del comercio global, frente al 49 % actual. El destino final del grueso de tales exporta-

³¹ Para un listado detallado del comercio internacional de petróleo por países y regiones, véase: BP (2009), <<http://www.bp.com>>. Véase también: ENI (2008), Oil, <<http://www.eni.it>>.

³² <<http://tonto.eia.doe.gov/country/index.cfm>>.

ciones será Asia, con China, seguida de India, emergiendo como grandes mercados. Las exportaciones provenientes de África, América Latina (Venezuela y Brasil) y de la región del Caspio y Asia Central también crecerán, pero menos espectacularmente.

4.7. Las inversiones necesarias podrían no concretarse a tiempo

El Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2009e) calcula que cubrir la demanda mundial de petróleo prevista entre 2007 y 2030 requiere una inversión acumulada cercana a los 5,9 billones de dólares (del 2008). De esta cantidad, aproximadamente el 80 % correspondería a actividades de exploración y producción, el 16 % al sector del refino y el 4 % al del transporte. Estas inversiones deben 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 la Agencia (IEA, 2008a) entre 2008 y 2012, como ya sucedía con anterioridad, más de la mitad de la inversión total en exploración y producción deberá destinarse a mantener la producción de los campos de petróleo y gas actualmente en explotación. El porcentaje de la inversión dedicado a la exploración sería relativamente pequeño comparado con el asignado al desarrollo de campos actualmente en producción y de otros nuevos.

El 75 % de la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo prevista para el período 2007-2030 correspondería a países que no pertenecen a la OCDE. Este hecho refleja 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.

A continuación se analizan los principales obstáculos o riesgos con los que podría encontrarse en el futuro la inversión en exploración y producción de petróleo. Salvo indicación expresa, los datos expuestos en los cuatro subapartados siguientes (4.7.1 a 4.7.4) provienen de IEA (2008a).

La mayoría de tales riesgos han sido calificados por Wicks (2009) como *riesgos geopolíticos*. Entre estos, Wicks distingue en primer lugar aquellos relacionados con factores que pueden limitar o retrasar las inversiones necesarias en los países productores. Esta categoría comprende a su vez tres subtipos: 1) los asociados a las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos (véase el apartado 4.7.1), 2) los derivados del *petronacionalismo* que impide o limita el acceso de las compañías internacionales a la explotación de los recursos (véase el apartado

4.7.2), y 3) los ligados a la inestabilidad política, amenazas terroristas o conflictos militares (véase el apartado 4.7.3).

Otro tipo de riesgo geopolítico identificado por Wicks (2009) sería el asociado a las posibles interrupciones del suministro originadas por disputas entre países productores y de tránsito, así como por ataques terroristas que dañen las infraestructuras de transporte o por conflictos que bloqueen temporalmente las rutas comerciales a los mercados (véase el apartado 4.9). Por último, Wicks reconoce el riesgo aparejado a la consolidación futura de mercados monopolistas, no competitivos, resultado de un fortalecimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus compañías estatales (véase el apartado 4.8).

4.7.1. Políticas de control del ritmo de extracción y agotamiento de recursos en los países productores

La política sobre la producción que puedan seguir el pequeño número de países que albergan en su subsuelo la mayor parte de las reservas de petróleo que quedan por explotar en el mundo resultará fundamental para el futuro de la inversión y el aumento de la capacidad productiva.

Paradójicamente, la escalada de los precios del petróleo en los últimos cinco años y la perspectiva de que estos puedan permanecer en niveles históricamente elevados podría conducir a que algunos de estos países decidan explotar sus recursos más despacio, simplemente porque tengan una menor necesidad de ingresos adicionales a corto plazo y prefieran mantener sus recursos en el subsuelo para así beneficiar a las generaciones futuras. Decisiones de este tipo podría crear un círculo vicioso: la disminución de la inversión llevaría a un suministro ajustado, que a su vez provocaría una subida de los precios y los beneficios, reduciendo aún más los incentivos para invertir, lo que finalmente podría obligar al mundo a cambiar su patrón de consumo, alejándose del petróleo.

El aumento de los precios comentado ha transformado el bienestar económico de aquellos estados productores de hidrocarburos para los que los ingresos procedentes de su exportación representan un porcentaje importante de la renta nacional. La mayoría de estos estados son miembros de la OPEP y los beneficios anuales provenientes de las exportaciones de petróleo y gas de dicha organización se han multiplicado por más de dos, en términos reales, entre 2000 y 2007, alcanzando una cifra récord de 732.000 millones de dólares. El Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) prevé que los beneficios de la OPEP sigan creciendo, alcanzando un total de poco más de 2 billones de dólares en 2030, de modo que el porcentaje del PIB mundial correspondiente al total de dichos beneficios se elevará del 1,3 % en 2007 a alrededor del 2 % en 2030.

Seis países de Oriente Medio —Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos— contabilizaron en 2007 más del 70 % de tales beneficios, una participación que se prevé se mantendrá prácticamente constante hasta 2030. En estos países, gran parte del aumento de los ingresos se ha utilizado para pagar la deuda externa y adquirir activos en el exterior, principalmente financieros. Los beneficios provenientes de las exportaciones de petróleo y gas también crecerán en Rusia, de unos 229.000 millones de dólares en 2007 a poco más de 400.000 millones en 2030.

A diferencia de lo acontecido en la década de los setenta y principios de los ochenta, a raíz de las dos primeras crisis petroleras, el gasto público ha aumentado mucho más lentamente que el crecimiento de los ingresos. Este hecho refleja, en parte, una cierta precaución sobre la duración de la tendencia alcista de los precios, pero también la limitada capacidad de estas economías para absorber los ingresos adicionales sin alimentar la inflación en el sector de los bienes no comerciales. Como resultado de ello, los presupuestos gubernamentales de todos estos países muestran un fuerte superávit y la mayoría de ellos han creado fondos de inversión a largo plazo, con el propósito de estabilizar el país y para asegurar una fuente de ingresos a las generaciones futuras, al mismo tiempo que han desarrollado una normativa que limita el gasto público en función de los beneficios obtenidos (que han sido calculados en base a hipótesis de precios muy conservadoras).

Es probable que la preocupación de que un exceso de inversión pueda conducir a precios más bajos contribuya a moderar el gasto de capital en el sector de exploración y producción del petróleo y gas. El precio del barril de petróleo requerido por los países de la OPEP para equilibrar su cuenta exterior ha aumentado en los últimos años, lo que refleja un aumento interno del gasto (público y privado) y un aumento de los costes de importación —en parte motivado por la caída del dólar. Según un informe reciente, el precio por barril de petróleo equivalente al *West Texas Intermediate* que los países productores necesitan para equilibrar su balanza de pagos varía entre 4 dólares en Qatar a 94 dólares en Venezuela. Las previsiones son que, si no se producen cambios en la política interna, este precio aumente en 2009.

Existen indicios de que en algunos países el aumento de los precios y los beneficios han frenado, en lugar de impulsar, los incentivos para invertir en exploración y producción, incluso en aquellos casos en que el aumento de los beneficios resulta más que suficiente para cubrir el capital requerido para nuevos proyectos. El Rey Abdullah de Arabia Saudita anunció en abril de 2008 que quiere que los nuevos descubrimientos de petróleo no entren en producción

para preservar parte de la riqueza petrolera del Reino para las generaciones futuras. Otros países del golfo Árábigo, como Qatar, han detenido sus planes para incrementar su capacidad de producción de petróleo y gas, citando la necesidad de preservar los recursos a largo plazo. La incertidumbre causada por los altos precios sobre la demanda futura de petróleo de la OPEP, así como el riesgo de invertir en una capacidad de producción que puede no ser necesaria (sobre todo si los países consumidores toman medidas contundentes para frenar el crecimiento de la demanda) también contribuyen a alentar entre los productores la adopción de una política de «esperar a ver que pasa» (*wait and see*) antes de emprender nuevas inversiones importantes. Sin duda, existe un riesgo real y creciente de que la inversión en exploración y producción de hidrocarburos en los países ricos en recursos decaiga una vez que la actual oleada de proyectos en curso haya finalizado.

Según Wicks (2009), además de Arabia Saudita y Qatar, otros países afectados por este tipo de riesgo serían Kuwait, Venezuela y México.

4.7.2. Menos oportunidades de inversión para las compañías internacionales

En la actualidad, la mayor parte de la inversión en exploración y producción corresponde a empresas internacionales de petróleo y gas de propiedad privada.³³ Sin embargo, las oportunidades de inversión para estas compañías han disminuido en los últimos años, en la medida que un número creciente de los países ricos en recursos impiden o imponen restricciones a la participación extranjera, favoreciendo a las empresas nacionales (véase el apartado 4.8 para más detalles).

Entre los países que impiden el acceso directo de las compañías internacionales a la exploración y producción de sus recursos se encuentran Arabia Saudita, Kuwait, Irán y México. Todos ellos importantes productores y exportadores.

Pero incluso en aquellos lugares en los que, en principio, las empresas internacionales pueden invertir, las condiciones para la concesión de licencias, los términos fiscales, o el clima general de negocios, pueden constituir elementos de disuasión. En teoría, el objetivo de todos los gobiernos anfitriones es encontrar un equilibrio justo entre la maximización de su participación en los beneficios obtenidos —la diferencia entre el coste de la producción y el precio de venta del petróleo producido— y mantener la inversión en un determinado nivel estratégico. Pero, en la práctica, la necesidad de beneficios a corto plazo puede acabar imponiéndose a las con-

³³ Durante el período 2000-2007, las cinco «supergrandes» (ExxonMobil, BP, Shell, Total y Chevron) aportaron el 29 % de las inversiones totales en exploración y producción realizadas por un total de cincuenta compañías analizadas en un estudio de la Agencia Internacional de la Energía, mientras que otro 31 % correspondió a otras compañías de capital privado. Las previsiones apuntan a que durante el período 2008-2012 la cuota conjunta de todas ellas tan solo descenderá en un punto porcentual, del 60 % al 59 %. Por tanto, el porcentaje de las inversiones en exploración y producción a cargo de las compañías nacionales o estatales deberá incrementarse de un 40 % a un 41 %.

sideraciones a largo plazo, de manera que, aprovechándose de la inversión ya realizada, el gobierno puede aumentar los impuestos y regalías para incrementar los ingresos rápidamente, aún a costa de comprometer la llegada de nuevas inversiones.

En los últimos años, los impuestos han aumentado considerablemente en la mayoría de los países productores y, en algunos casos, el gobierno los ha elevado de tal forma que ha provocado un retraimiento de las inversiones. Por ejemplo, en Venezuela, un fuerte aumento en las tasas de regalías en 2007, junto con los planes de introducir en 2008 un impuesto sobre las exportaciones realizadas por los operadores privados, parece haber enfriado el interés por invertir en nuevos proyectos. Asimismo, en Rusia, la caída en la actividad de perforación, así como el descenso de la producción de petróleo observada desde finales de 2007, obedecen en gran medida a cambios en el régimen fiscal que permiten al gobierno quedarse con la mayor parte de la renta adicional acumulada tras el aumento de precios.

La estabilidad del régimen de inversión en exploración y producción es un factor crítico para las empresas petroleras a la hora de evaluar cualquier nueva oportunidad de inversión. Asimismo, los cambios en las normativas ambientales también pueden impedir o disuadir la inversión. En este sentido, la introducción de impuestos o penalizaciones sobre las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la producción de petróleo y gas, o de la quema de gas (*gas flaring*), también afectan negativamente la captación de nuevas inversiones. Noruega ya ha puesto en marcha un impuesto sobre las emisiones de carbono, mientras que Nigeria ha anunciado recientemente que va a imponer sanciones a la quema de gas a partir de 2009.

Los países que según Wicks (2009) presentan un mayor riesgo potencial por el concepto que analizamos son, además de Venezuela y Rusia, Argelia, Kazajistán, Libia, Nigeria, Qatar y la Unión de Emiratos Árabes.

4.7.3. Limitaciones políticas, conflictos bélicos y terrorismo

Pese a la existencia de políticas oficiales favorables y de potentes incentivos económicos, diversos factores geopolíticos y de política interior pueden frenar en muchos países la inversión en exploración y producción de petróleo y gas. Varios países de la OPEP, en parti-

cular, Kuwait e Irán, han logrado acuerdos internos para atraer la inversión necesaria para cumplir con sus objetivos oficiales en materia de capacidad de producción, pero sin embargo los proyectos de expansión han sido retrasados o cancelados. La inversión en Irán se ha visto obstaculizada por las sanciones impuestas por los EE.UU. y Europa, así como por la presión política ejercida por otros países en relación con el programa de actividades nucleares. En México, la resistencia política a introducir cambios en el régimen vigente sobre las actividades de exploración y producción de petróleo, que podrían otorgar un mayor protagonismo a las empresas privadas, han obstaculizado los esfuerzos para incrementar la inversión necesaria para compensar el acusado declive productivo de los campos en explotación.

Por otra parte, los conflictos y el terrorismo constituyen un poderoso elemento de disuasión para la inversión. Las petroleras tienen reparos a la hora de invertir en Irak, aunque el nuevo gobierno ya ha negociado contratos de exploración y desarrollo con varias compañías internacionales.³⁴ Está claro que la mayor o menor rapidez a la que podría concretarse la inversión a gran escala en Irak dependerá de factores políticos y de la mejora de las condiciones de seguridad en el país, que siguen siendo precarias. Asimismo, la posibilidad de un incremento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y otras regiones, pueden desalentar o impedir la entrada de inversiones en nuevos proyectos. Por ejemplo, las perspectivas a largo plazo para la inversión en Nigeria son extremadamente inciertas, a la vista del empeoramiento del conflicto en el delta del Níger, región que contiene la mayor parte de los recursos de petróleo y gas por explotar del país.

Además de los países expresamente citados en los párrafos precedentes, Wicks (2009) incluye en su lista de países con riesgo potencial por el concepto analizado a Argelia, Arabia Saudita y Libia.

4.7.4. Disponibilidad de personal cualificado

La escasez de mano de obra cualificada y de equipos de perforación constituyen dos de los factores que han contribuido a la reciente subida de los costes (véase el apartado 4.2) y a los retrasos experimentados por los proyectos de exploración y producción de petróleo y gas.³⁵ Esta escasez podría continuar existiendo en el futuro, lo que supondría una clara limitación física a la velocidad con la que la industria podrá invertir en el desarrollo de reservas.

³⁴ Durante el período 2000-2007, las cinco «supergrandes» (ExxonMobil, BP, Shell, Total y Chevron) aportaron el 29 % de las inversiones totales en exploración y producción realizadas por un total de cincuenta compañías analizadas en un estudio de la Agencia Internacional de la Energía, mientras que otro 31 % correspondió a otras compañías de capital privado. Las previsiones apuntan a que durante el período 2008-2012 la cuota conjunta de todas ellas tan solo descenderá en un punto porcentual, del 60 % al 59 %. Por tanto, el porcentaje de las inversiones en exploración y producción a cargo de las compañías nacionales o estatales deberá incrementarse de un 40 % a un 41 %.

³⁵ Según IEA (2008b), el retraso medio en la finalización de proyectos ha aumentado últimamente a más de un año. Algunos ejemplos significativos de retrasos son Thunder Horse en el golfo de México (EE.UU.) y Sakhalin-2, cada uno de los cuales acumula más de dos años de retraso sobre la fecha inicialmente prevista para su finalización. Otro ejemplo es el del campo de petróleo de Kashagan, en Kazajistán, que no se espera entre en producción hasta 2013, cinco años más tarde de la fecha inicialmente prevista.

La escasez de mano de obra podría representar el principal obstáculo, debido al largo tiempo requerido para reclutar y entrenar adecuadamente al personal.³⁶ La fuerza laboral en el sector de exploración y producción se ha reducido desde la década de los noventa, como resultado de la disminución de la contratación y de los despidos ejecutados en el marco de diversos programas de reducción de costes y, más recientemente, por un aumento de las jubilaciones. En los Estados Unidos, la media de edad del trabajador empleado en una compañía de petróleo se aproxima a los cincuenta años y más de la mitad de todos los empleados se jubilará en el transcurso de la próxima década. Y esto sucede al mismo tiempo que aumentan las necesidades de personal para nuevos proyectos. Por ejemplo, las 160 plataformas marinas que actualmente se están construyendo necesitarán alrededor de 30.000 trabajadores y solo una parte de ellos provendrá de plataformas que dejarán de ser operativas.

La escasez de mano de obra es particularmente acusada entre los trabajadores especializados, tales como geólogos e ingenieros, que requieren más tiempo de formación. En América del Norte y Europa, en el caso del personal técnico de grado medio, esta situación se traduce en una brecha entre demanda y oferta que en 2012 podría ser superior al 15 %. Asimismo, un estudio reciente realizado por *Schlumberger Business Consulting* predice una grave escasez de graduados universitarios en disciplinas relacionadas con el petróleo en América del Norte, Rusia y Oriente Medio, aunque los excedentes existentes en otras regiones —en particular en China e India— podrían, en principio, reducir el déficit, siempre que se superen una serie de barreras lingüísticas, legales y culturales.

No es de extrañar que las compañías petroleras estén respondiendo a estas carencias de mano de obra ofreciendo incentivos para retrasar la jubilación del personal, volviendo a contratar jubilados y reclutando personal extranjero. En la región de las arenas asfálticas de Athabasca, en Canadá, un gran número de ingenieros y trabajadores contratados procede de países tan lejanos como China. Como un incentivo para atraer y retener a trabajadores cualificados, el gobierno canadiense ha llegado a ofrecer la nacionalidad a los extranjeros que trabajen en proyectos de arenas petrolíferas. Asimismo, la compañía estatal de Arabia Saudita, Saudi Aramco, ha puesto en marcha una iniciativa para crear compañías nacionales de ingeniería y construcción capaces de operar conjuntamente con los operadores internacionales. El objetivo perseguido es doble: disponer de capacitación para responder rápidamente a las ofertas de nuevos proyectos por parte de Aramco y estimular el desarrollo económico y el empleo local.

Aunque, sin duda, la demanda de mano de obra aumentará en las próximas décadas, se espera que los altos salarios actuales y las tarifas diarias estimulen un aumento de la capacidad productiva a largo plazo, a medida que más estudiantes opten por cursar disciplinas

relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos. En la actualidad, existen indicios de que el número de estudiantes universitarios interesados en disciplinas relacionadas con el mundo del petróleo y el gas, así como el número de trabajadores menos cualificados implicados en programas de capacitación y entrenamiento, están evolucionando al alza, especialmente en China e India. Diversas compañías petroleras han intensificado sus programas de formación y han fortalecido sus vínculos con las universidades, al mismo tiempo que la construcción de nuevas plataformas y equipo de perforación también ha aumentado en los últimos años.

El sector de exploración y producción de la industria petrolera es inherentemente cíclico, de manera que a cada período de escasez en la oferta de servicios le sigue otro de exceso. Es probable que durante el período 2007-2030, tal y como sucedió en la década de los ochenta y los noventa, la industria experimente alguna situación de exceso de mano de obra, aunque predecir cuando podría darse dicha situación y por cuanto tiempo se prolongaría resulta imposible. Sin embargo, muchos analistas creen que la escasez de mano de obra persistirá hasta bien entrado el próximo decenio, incluso en el caso de que la tasa de inflación de los costes se moderará en un futuro próximo.

4.8. La amenaza del *petronacionalismo*

El *World Energy Outlook* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA 2008a) dedica un interesante capítulo a analizar en profundidad un hecho de gran importancia para el futuro de la producción y el comercio de petróleo, como es el progresivo e inexorable control de la oferta por parte de las compañías estatales de los países productores. Una tendencia que puede poner en entredicho la existencia de un «libre mercado» y acentuar la futura consolidación futura de cárteles monopolistas, no competitivos (otro de los riesgos geopolíticos contemplados por Wicks, 2009). Por su relevancia e interés, en las líneas que siguen y en los subapartados 4.8.1 a 4.8.3, les resumo ampliamente los datos aportados por la Agencia Internacional de la Energía en su informe.

La última década ha sido testigo de una rápida transformación en la estructura del sector de exploración y producción de la industria del petróleo. Esta transformación es el resultado de una oleada de fusiones y adquisiciones entre empresas internacionales y nacionales de capital privado, así como del reforzamiento del papel de las compañías nacionales de propiedad estatal. Los altos precios del petróleo, así como una mayor eficiencia a lo largo de la cadena de suministro han permitido a las compañías internacionales aumentar sus beneficios y *cash flow*. Sin embargo, estas compañías tienen dificultades crecientes para acceder a nuevas oportunidades de inversión rentables y mantener sus niveles de producción (véase el apartado 4.7.2).

³⁶ Esta preocupación justifica que en ocasiones la industria del petróleo se refiera, coloquialmente, a los recursos humanos como «el recurso más escaso».

Por otra parte, las empresas petroleras estatales de los países que atesoran la mayor parte de los recursos se muestran cada vez más decididas a desarrollar ellas mismas los campos de petróleo, contratando, si es necesario, empresas de servicios. Además, en muchos casos, las petroleras estatales están expandiéndose internacionalmente. La mayor ambición de estas empresas estatales refleja la tendencia existente en las economías emergentes hacia un mayor control directo del estado sobre los recursos naturales, un fenómeno conocido bajo el nombre de *nacionalismo de recursos* o *petronacionalismo*. Una tendencia que tiene pocos visos de revertirse en el futuro.

La evolución de la estructura de la industria global del petróleo y del gas es un tema importante, porque los objetivos, competencias técnicas, capacidades operativas y recursos financieros de los diferentes actores difieren marcadamente según se trate de compañías internacionales o estatales y ello tiene implicaciones sobre la magnitud y el tipo de las inversiones que se realizarán, así como sobre la manera en que se gestionarán los activos de producción. Preocupa que, en general, las empresas estatales estén menos dispuestas que las internacionales para desarrollar y producir las reservas de petróleo necesarias para satisfacer la demanda mundial (véase el apartado 4.7.1). Asimismo, las empresas estatales podrían estar peor situadas desde una perspectiva técnica y financiera para desarrollar las reservas de una manera eficiente. Estas preocupaciones ya han generado tensiones en los mercados internacionales del petróleo y, probablemente, estas se acrecentarán a medida que la exploración y producción de hidrocarburos sea cada vez más cara y técnicamente más compleja. Todo ello podría incidir sobre la seguridad a largo plazo del suministro mundial de petróleo.

Sin duda, las empresas estatales son cada vez más competentes técnicamente y, con la ayuda de las compañías de servicios, están cada vez mejor preparadas para afrontar desafíos complejos. Asimismo, en el futuro podríamos asistir al nacimiento de nuevas formas de asociación y cooperación entre compañías estatales e internacionales. La evolución futura de la interacción entre las petroleras estatales de los países ricos en recursos, las compañías de servicios y las empresas internacionales constituye un elemento clave para impulsar y mejorar las perspectivas de inversión y la producción de petróleo.

Las petroleras estatales aportan en la actualidad el 52 % de la producción mundial de petróleo y gas, las grandes compañías internacionales o *supermajors* (ExxonMobil, Shell, BP, Total y Chevron) el 12 %, y otras empresas internacionales de capital privado, integradas o exclusivamente dedicadas a la exploración y producción, el 36

% restante. Por lo que se refiere a las reservas de petróleo y gas, la cuota del total mundial en manos de compañías estatales llega al 72 %. Las cinco grandes compañías internacionales tan solo controlan el 3 % de las reservas de petróleo y gas del mundo, aunque su producción representa el 12 % del suministro mundial. Este desequilibrio sugiere que la participación de las empresas estatales en la producción mundial de petróleo y gas podría aumentar considerablemente a largo plazo, aunque esto dependerá en gran medida de la política de producción que adopten los gobiernos (véase el apartado 4.7.1) y de los beneficios que estos puedan obtener de la cooperación con las compañías internacionales, a través de asociaciones, acuerdos de reparto de la producción (*production-sharing agreements*) u otros tipos de tratos. La cuota de producción de las compañías estatales ha aumentado en los últimos años, en parte debido a la firma de acuerdos de reparto de la producción que prevén una reducción de los volúmenes asignados a los socios extranjeros cuando el precio del petróleo sube.

En la mayoría de los países con grandes reservas de hidrocarburos, las empresas estatales dominan la industria de petróleo y gas, de manera que las petroleras extranjeras o bien no están autorizadas a inventariar y desarrollar las reservas, o bien están sujetas a restricciones en virtud de las leyes y reglamentos vigentes. Estas restricciones obedecen tanto a razones constitucionales como operativas: algunos de los gobiernos anfitriones están obligados por ley y otras exigencias de la política local a mantener un control directo sobre sus recursos naturales, mientras que otros prefieren ejercer un control a corto plazo sobre la gestión de los yacimientos a fin de mantener una cierta flexibilidad en sus políticas de producción.

Entre los veinte primeros países con mayores reservas de petróleo, solo cuatro —Brasil, Canadá, Noruega y los Estados Unidos— permiten a las empresas extranjeras acceder sin restricciones a sus reservas. En otros cuatro países —Irán, Kuwait, Arabia Saudita y México— ninguna empresa extranjera puede desarrollar actividades exploratorias o de producción de petróleo, si no es en calidad de empresa subcontratada o proveedora de servicios técnicos a las compañías estatales u otras firmas locales.³⁷ Y otros muchos países solo permiten la inversión extranjera previa firma de contratos de producción compartida que aseguran que la empresa estatal mantiene la propiedad y el control de las reservas.

4.8.1. El fortalecimiento de las empresas estatales

En los últimos diez años hemos asistido a un resurgimiento de la salud financiera y del poder de mercado de las compañías estatales de petróleo y gas. Esto ha sido posible gracias a la combinación

³⁷ En estos países, ningún contratista extranjero está autorizado a inventariar reservas de petróleo como propias, es decir, a declarar de su propiedad cualquier reserva que ayude a encontrar o producir. Hasta ahora, Kuwait ha permitido que las empresas internacionales presten servicios técnicos a la *Kuwait Petroleum Corporation* (KPC), pero solo a corto plazo. La KPC está negociando por primera vez contratos a más largo plazo que permitirían ligar los acuerdos técnicos y comerciales al rendimiento obtenido.

del aumento de los precios del petróleo y a la creciente convicción entre algunos dirigentes políticos de que tales compañías sirven mejor a los intereses de su país que las empresas extranjeras privadas.

Las empresas estatales, principalmente localizadas en Oriente Medio, Rusia y Venezuela, dominan cada vez más el suministro mundial de petróleo y gas, de manera que diecisiete de las veinticinco principales empresas productoras son estatales. La mayoría de ellas se centran en operaciones domésticas —a menudo a lo largo de toda la cadena de suministro y tanto de petróleo como gas— aunque algunas de ellas están invirtiendo cada vez más fuera de sus fronteras.

Algunos países, como es el caso de Rusia y China, tienen más de una empresa estatal que pueden ser parcialmente de propiedad privada, pero en cada uno de los trece países de la OPEP solo existe una empresa estatal, propiedad del Estado en su totalidad, que es la que detenta derechos exclusivos o especiales sobre la mayor parte de las actividades de exploración y producción y, en algunos casos, también sobre las operaciones de refino. Con la excepción de Irán, Kuwait y Arabia Saudita, todas las empresas estatales de la OPEP participan junto a compañías extranjeras en el desarrollo de sus recursos internos. Noruega, México y Turquía son los únicos países de la OCDE que todavía tienen empresas estatales: StatoilHydro es propiedad del Estado noruego en un 62,5 %, mientras que PEMEX y TPAO son 100 % de propiedad estatal. Todos los grandes países productores no integrados en la OCDE tienen empresas petroleras estatales.

En varios países ricos en recursos, las tentativas para abrir el sector de la exploración y producción a las inversiones directas de compañías petroleras internacionales o bien han sido revertidas, como es el caso de Venezuela, o se han estancado, como en Kuwait. Tras complejas negociaciones con las grandes petroleras, Arabia Saudita canceló en 2003 un plan a gran escala para abrir el sector del gas a la exploración y el desarrollo, aunque después negoció una serie de pequeños acuerdos con varias empresas internacionales. En otros países, la posición de las compañías estatales en el mercado se ha visto recientemente reforzada. Por ejemplo, en Rusia, la mayoría de las empresas de petróleo y gas fueron privatizadas en la década de los noventa. Sin embargo, en la actualidad, el gobierno ha reafirmado su control estratégico sobre el sector y la mayor parte de las reservas y activos de producción están de nuevo en manos de empresas de propiedad estatal, principalmente de Gazprom (la empresa gasista más grande del mundo) y de Rosneft (una empresa integrada de petróleo). Por otra parte, en Venezuela, Bolivia y Ecuador, diversos activos de exploración y producción en manos de empresas extranjeras han sido transferidos, parcial o totalmente, a las correspondientes empresas estatales.

Las compañías estatales de petróleo y gas son muy diversas. Las más avanzadas, como StatoilHydro (Noruega), Petrobras (Brasil) y Petronas (Malasia), son comparables a la mayoría de las petroleras internacionales en tamaño, eficacia, sofisticación tecnológica y gestión. Saudi Aramco, que ha invertido mucho en capacitación e investigación, es reconocida como la empresa estatal técnicamente más avanzada de Oriente Medio. Sin embargo, otras compañías estatales, particularmente en algunos países de Oriente Medio, carecen de recursos humanos altamente cualificados, así como de capacidad técnica avanzada, por lo que su actividad se centra principalmente en asegurar el funcionamiento de las instalaciones existentes, más que en el desarrollo de nuevas reservas.

Una característica común a todas las petroleras estatales es que sus objetivos empresariales van más allá de maximizar los beneficios de los accionistas. Normalmente, deben contribuir a lograr objetivos nacionales más amplios, como el desarrollo económico y social, garantizar la seguridad energética, fomentar la industrialización y servir de apoyo a la política exterior. La mayoría de las empresas estatales tienen la obligación de suministrar, a precios subvencionados, productos petrolíferos y gas natural al mercado interior. Este es el caso de todas las compañías petroleras estatales de los países de la OPEP y de muchas otras en los grandes países consumidores, como China, India, Indonesia, Brasil y México. Asimismo, muchas de las empresas estatales deben proporcionar puestos de trabajo a los ciudadanos del país, dar preferencia a los proveedores locales en la adquisición de bienes y servicios, y fomentar la transferencia de experiencia y conocimientos técnicos a las empresas nacionales. Todos estos objetivos, a menudo no comerciales, pueden lastrar la eficiencia técnica y económica de las empresas estatales frente a las empresas privadas. Por otra parte, muchas de las empresas estatales guardan estrechos vínculos con los gobiernos, de forma que los objetivos geopolíticos y estratégicos de estos a menudo se superponen, explícita o implícitamente, a los objetivos puramente comerciales.

La creciente madurez de algunas empresas estatales se refleja en el aumento de su capacidad técnica y en su expansión internacional. Algunas han invertido grandes sumas en su desarrollo técnico, con el objetivo de reducir su dependencia de las empresas internacionales, aumentar el valor añadido de las actividades en el sector del petróleo y contribuir a un mayor desarrollo económico y social del país. En general, las empresas estatales han sufrido menos que las internacionales la escasez de mano de obra (véase el apartado 4.7.4), en la medida que han permanecido al abrigo de los ciclos de auge y caída de la actividad de exploración y producción acaecidos en las décadas de los ochenta y noventa. La creciente experiencia y capacitación técnica de las empresas estatales les ha permitido contratar directamente a compañías de servicios, sin necesidad de recurrir a asociaciones con empresas internacionales. Este cambio se ha visto facilitado por el cada vez más importante

papel jugado por las empresas de servicios, que en muchos casos disponen de una tecnología propia que puede ser utilizada bajo licencia por los operadores. Como resultado de todos estos avances, algunas empresas estatales, Petrobras, y StatoilHydro en particular, se han convertido en líderes mundiales en la perforación en aguas profundas.

Las empresas estatales de algunos países importadores netos de petróleo, como China e India, también han puesto en práctica una decidida política de expansión internacional, compitiendo con las empresas internacionales. Como resultado de ello, en la actualidad, algunas de estas empresas tienen importantes activos en exploración y producción de petróleo en el exterior. Otras, entre las que se incluye Saudi Aramco, han invertido en operaciones de refino. Recientemente, algunas rondas de licitación de permisos de exploración en países no pertenecientes a la OCDE, como Argelia, Libia y Egipto, han atraído un número creciente de empresas estatales. Por lo general, con la finalidad de acceder a activos de exploración y producción, dichas empresas se muestran dispuestas a aceptar su participación en proyectos de construcción de infraestructuras no relacionadas con el mundo del petróleo y el gas, tales como carreteras, escuelas y hospitales.

Para los países productores, la internacionalización de sus compañías estatales está motivada por consideraciones estratégicas y económicas. Estas incluyen: asegurarse el acceso a los mercados, añadir valor a su producción de petróleo y gas con el fin de reducir su exposición a la volatilidad de los precios del crudo, ampliar el negocio a largo plazo y acceder al conocimiento y a la tecnología. Aunque la seguridad del suministro es a menudo citada por las empresas estatales de los países consumidores como el objetivo principal de sus inversiones en el extranjero, en realidad, el principal impulsor de dicha inversión son los deseos de buscar oportunidades de negocio rentables y de impulsar el crecimiento de los recursos técnicos y financieros de la empresa. Este parece ser el caso de las compañías estatales chinas, CNPC, Sinopec y CNOOC, que en los últimos años han desarrollado una intensa actividad para incrementar sus carteras de activos en el exterior.

Las estrategias de internacionalización y las prioridades de las petroleras estatales son diversas, de modo que no es infrecuente que compitan entre sí en la búsqueda de activos. Sin embargo, la asociación entre empresas estatales también es cada vez más común. En los últimos años, las empresas asiáticas se han mostrado particularmente interesadas en asociarse con otras petroleras estatales. Así, las tres compañías estatales chinas desarrollan actividades conjuntas con otras empresas estatales, principalmente en África, mientras que el pasado año la compañía india ONGC formó una empresa conjunta con Petróleos de Venezuela (PDVSA) para desarrollar las reservas de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco.

Sin duda, en los países productores, la reciente subida de los precios del petróleo ha contribuido a aumentar la confianza y ampliar la visión de negocios de las empresas estatales. El aumento de beneficios ha reducido o eliminado las restricciones para la financiación de proyectos o para concretar fusiones y adquisiciones. Por otra parte, muchas compañías estatales han mejorado sus estructuras de gestión y gobierno corporativo. Por ejemplo, las tres compañías estatales chinas y Gazprom han sido parcialmente privatizadas, de forma que sus acciones cotizan en las principales bolsas de valores y, en consecuencia, son objeto de los mismos controles financieros y contables que los aplicados a las empresas internacionales. Su cotización en bolsa les ha permitido obtener capital de fuentes privadas para complementar la financiación recibida del estado.

4.8.2. El debilitamiento de las compañías internacionales de capital privado

Las empresas petroleras internacionales, que tradicionalmente han dominado la industria mundial del petróleo y el gas, están cediendo protagonismo, tanto por el poder creciente de las petroleras estatales, como por la disminución de las reservas y la producción en las cuencas sedimentarias maduras localizadas en países ajenos a la OPEP. Sus beneficios récord y sus sólidos balances apenas enmascaran sus crecientes dificultades para adquirir nuevos activos de exploración y producción, así como para expandir su producción a medio y largo plazo. De hecho, en los últimos tres años, las cinco «supergrandes» —ExxonMobil, Shell, BP, Total y Chevron— han experimentado una caída de su producción conjunta de petróleo, mientras que la de otras petroleras privadas (principalmente compañías internacionales más pequeñas) se ha mantenido plana. En contraste, la producción de las petroleras estatales ha crecido con fuerza desde 2003. En cualquier caso, las empresas internacionales todavía se encuentran entre las principales productoras de petróleo y gas del mundo y solo las «supergrandes» contabilizaron el 12 % de la producción mundial de petróleo en 2007.

A pesar del aumento de los costes operativos y de los impuestos y regalías por parte de los gobiernos anfitriones, la subida de los precios del petróleo y el gas ha propiciado (en los años inmediatamente anteriores a la actual crisis) un fuerte aumento de los ingresos brutos y los beneficios de las compañías petroleras internacionales. En 2007, los ingresos netos de las cinco «supergrandes» ascendieron a un total de 131.000 millones de dólares, cifra que en términos nominales cuadruplica la de 2002. Para la mayoría de las compañías, el grueso del aumento de los ingresos proviene de las actividades de exploración y producción, que tradicionalmente generan un rendimiento de las inversiones mayor que las de refino, comercialización y química (a pesar de que los márgenes en estos sectores también han mejorado en los últimos años). Entre 2002 y 2005, los ingresos netos de las «supergrandes» aumentaron en términos

generales en consonancia con los precios del crudo, pero desde entonces han crecido menos rápidamente, en respuesta a mayores deducciones gubernamentales y a un aumento de los costes.

Durante el período 2000-2007, el *cash flow* de las veinte principales compañías internacionales de capital privado casi se triplicó, pasando de 118.000 millones de dólares en el año 2000 a 323.000 millones en 2006, para luego descender ligeramente a 284.000 millones en 2007. Pero un dato particularmente significativo es que la mitad del incremento del *cash flow* operativo experimentado durante el período citado fue retornado a los inversores en forma de recompra de acciones (*equity buybacks*) y dividendos. Entre 2000 y 2007, casi el 36 % del *cash flow* operativo fue absorbido por estos dos conceptos, con el primero superando claramente al segundo.

El gasto de capital en exploración y desarrollo de las reservas de petróleo y gas por parte de las compañías internacionales ha aumentado considerablemente, aunque buena parte de dicho incremento deba atribuirse a un alza de los costes unitarios propiciado por la inflación, más que a la «actividad física». En concreto, el gasto total en exploración y desarrollo de las veinte compañías citadas en el párrafo anterior pasó de un 37 % del *cash flow* operativo en el año 2000 a un 57 % en 2003, para después fluctuar entre el 40 % y el 50 %.

Sin embargo, pese al aumento del gasto en exploración, las cinco «supergrandes» están experimentando cada vez más dificultades para reemplazar sus reservas probadas. Desde el año 2000, la tasa de reemplazo de sus reservas de petróleo y gas —es decir, la relación entre las nuevas reservas inventariadas y la producción— ha promediado un 107 %, aunque esta descendió hasta un 54 % en 2007. En comparación, las compañías más pequeñas de capital privado han tenido más éxito. Así, los datos provenientes de un conjunto de veintiuna compañías (algunas de ellas dedicadas exclusivamente a la exploración y producción) muestran que entre 2000 y 2007 estas fueron capaces, en promedio, de reemplazar el 200 % de su producción, aunque desde 2004, como sucede en el caso de las «supergrandes», la tendencia es claramente descendente.

Una de las principales razones aducidas por las compañías internacionales de capital privado para justificar la ausencia de unos mayores niveles de gasto en exploración, para así aumentar la tasa de reemplazo de las reservas, es la falta de oportunidades de inversión, en la medida que la mayor parte de las reservas están controladas por compañías estatales. Por su poder financiero y su capacidad técnica y de gestión de proyectos, las «supergrandes» disponen de una clara ventaja competitiva sobre otras compañías privadas más pequeñas, así como sobre las petroleras estatales, para asegurarse su participación en los proyectos de mayor envergadura y grado de complejidad. Sin embargo, fuera de los países de la

OPEP, tales proyectos son cada vez más escasos, más remotos y, en cualquier caso, comportan mayores riesgos. Por su parte, las compañías más pequeñas suelen estar mejor posicionadas para hacerse con el desarrollo de campos nuevos relativamente pequeños, así como de campos viejos en fase de declive, los cuales representan un porcentaje cada vez más importante del gasto de capital en cuencas maduras, tales como las del Mar del Norte y Norteamérica. Además de estas limitaciones, la industria petrolera de capital privado aduce otras razones para explicar el descenso de las tasas de reemplazo observadas en los últimos años. Entre estas cabe citar los altos costes de exploración (véase el apartado 4.2), la carestía de personal y de equipos (véase el apartado 4.7.4) y que buena parte de las áreas prospectivas de América del Norte permanecen cerradas a la exploración por motivos medioambientales.

No obstante, además de las justificaciones comentadas en el párrafo precedente, el descenso de la tasa de reemplazo de reservas observado en los últimos años también obedece a la baja relación existente entre inversiones en exploración y desarrollo respecto al *cash flow* operativo. Un hecho claramente indicativo de la aplicación de una política de maximización de los beneficios contables a corto plazo por parte de la mayoría de las compañías internacionales.

En la actualidad existe un amplio debate en el seno de la industria petrolera sobre cuál debe ser el modelo de negocios del futuro. En cualquier caso, cualquiera que sea el camino escogido, frente a la amenaza de las empresas estatales y de las compañías de servicios, la supervivencia a largo plazo de las petroleras internacionales como actores principales en la exploración y producción de hidrocarburos pasa por mantener su ventaja competitiva en la gestión de proyectos muy grandes y complejos, especialmente de aquellos a desarrollar en los ámbitos del gas natural y de los recursos no convencionales, así como en regiones frontera tales como el Ártico y las aguas profundas y ultraprofundas. Para conseguir estos objetivos, la investigación y el desarrollo de tecnologías punteras es un elemento crítico. En los últimos años, todas las «supergrandes» y la mayor parte de las compañías internacionales de capital privado han aumentado sus presupuestos de investigación para encarar los crecientes desafíos tecnológicos que deberán afrontar en el futuro, tanto para desarrollar nuevas reservas, como para mejorar su competitividad frente a las compañías de servicios. Así, por ejemplo, en 2007, Shell invirtió en investigación 1.200 millones de dólares, casi el doble de lo que se había gastado el año anterior, mientras que los presupuestos por el mismo concepto de BP y Total para el 2008 se incrementaron un 15 % y un 20 %, hasta totalizar los 1.300 y 1.000 millones de dólares, respectivamente. Sin embargo, como consecuencia de sus altos ingresos y beneficios, las compañías de servicios también están aumentando sus presupuestos de investigación. Por ejemplo, en 2007, Schlumberger aumentó su inversión en un 20 %, y algo similar ocurrió en 2008, hasta totalizar los 900 millones de dólares.

4.8.3. Consecuencias para la inversión y el suministro

La evolución estructural que la industria del petróleo y el gas experimente en las próximas décadas podría tener serias repercusiones sobre la inversión, la capacidad de producción y los precios. Al respecto, conviene tener muy presente que la cuota de las compañías estatales sobre el porcentaje mundial de la producción de petróleo y gas está llamada a aumentar a medio y largo plazo, como consecuencia de su control sobre las reservas pendientes de explotación. El Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) prevé que en el caso del petróleo dicha cuota pase de un 57 % en 2007 a un 62 % en 2030.

Estas proyecciones asumen que la inversión en exploración, desarrollo y producción es la adecuada para satisfacer la demanda. Sin embargo, esta suposición podría no hacerse realidad si los países ricos en recursos decidieran ralentizar el agotamiento de sus reservas de hidrocarburos (véase el apartado 4.7.1). Asimismo, existen dudas sobre la preparación y eficiencia, tanto financiera como técnica, de las compañías estatales para poner a punto la capacidad de producción requerida. Por ejemplo, la política de subsidios en la venta doméstica de productos petrolíferos y de gas natural, característica de las petroleras estatales, podría minar sus ingresos y rentabilidad, limitando de esta manera el presupuesto disponible para gastos de exploración y producción.

Los beneficios generados por empleado constituyen un indicador que informa sobre la eficiencia técnica de las operaciones de una compañía y sobre hasta qué punto sus ventas se realizan por debajo del valor del mercado. Igualmente, el volumen de hidrocarburos extraído por empleado es otro indicador que suministra información sobre la eficiencia técnica de una compañía. Por regla general, ambos indicadores son más altos para las «supergrandes» que para las compañías estatales. La compañía estatal de Arabia Saudita es la que ostenta la máxima productividad por empleado, reflejando no solo sus buenas prácticas empresariales, sino también la importancia que el sector de la exploración y producción tiene en el conjunto de su negocio, así como el bajo coste que supone desarrollar sus reservas. En el campo de los beneficios por empleado, el primer lugar está ocupado por ExxonMobil, la compañía internacional de capital privado más rentable en términos absolutos.

Probablemente, a largo término, asegurar el suministro global de hidrocarburos requerirá de una intensa cooperación entre las pe-

troleras estatales y las de capital privado. Su asociación resultaría mutuamente beneficiosa. Las primeras controlan la mayor parte de las reservas mundiales de hidrocarburos que quedan por extraer, pero en algunos casos carecen de la tecnología, del capital y del personal cualificado necesario para desarrollarlas y gestionarlas de un modo eficiente. En general, estas debilidades constituyen los puntos fuertes de las segundas, que en cambio afrontan crecientes limitaciones de acceso a las reservas que constituyen la base de su negocio.

Los gobiernos de los países productores y consumidores tienen un importante papel a desarrollar para impulsar esta cooperación. Los gobiernos de los productores pueden introducir reformas institucionales, normativas y fiscales encaminadas a atraer la participación extranjera, así como a promover una mayor eficiencia comercial de sus compañías estatales. Por su parte, los gobiernos de los países consumidores deben esforzarse en sentar las bases de un mejor entendimiento con los países productores, propiciando el diálogo al más alto nivel, el comercio multilateral y la creación de oficinas o agencias mixtas.

4.9. Riesgos de interrupciones temporales de suministro

Según las proyecciones del Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a), el aumento del comercio internacional de petróleo consolidará la interdependencia global, al mismo tiempo que los países consumidores serán más vulnerables al riesgo de sufrir interrupciones del suministro de pequeña duración, ya que la diversidad geográfica de los aprovisionamientos disminuirá y se acentuará la dependencia de unas pocas rutas de transporte.

Gran parte de las importaciones provendrán de Oriente Medio —escenario de algunas de las mayores interrupciones de suministro del pasado—³⁸ y en su camino hacia los mercados de Oriente y Occidente deberán transitar por algunos pasos o estrechos (*choke points*) especialmente vulnerables a acontecimientos de naturaleza diversa (accidentes, piratería, ataques terroristas o conflictos bélicos) que pueden acarrear su cierre o bloqueo temporal.

Los puntos estratégicos de Oriente Medio y norte de África por 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 2006, los dos estrechos canalizaron 17 y 3,8 millones de barriles diarios (Mbd) respectivamente, lo que signi-

³⁸ 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 noventa fueron las originadas por la huelga en la compañía estatal de Venezuela (2,6 Mbd desde finales del 2002 hasta principios del 2003) y la causada por los huracanes en el golfo de México (1,5 Mbd en 2005).

ficó el 20,7 % y 4,6 % del suministro global de petróleo. Por su parte, el Canal de Suez hizo lo propio con 4,2 Mbd que representaron el 5,1 % del suministro mundial. Para el año 2030, las previsiones son que las cifras citadas se incrementen a 23 Mbd en el estrecho de Ormuz, a 4,9 Mbd en Bab el-Mandeb y a 5,3 Mbd en el Canal de Suez. Estos datos nos dan idea de la importancia de estas rutas 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 2006, el primero, un paso clave para el suministro desde Oriente Medio a Asia, canalizó un flujo de 12 Mbd de petróleo, un volumen que representó el 14,3 % de la demanda mundial. Sin embargo, se espera que este porcentaje aumente hasta el 16,7 % en 2030. Por su parte, El Bósforo constituye la puerta de acceso a una parte importante de los recursos del Mar Caspio.

Para hacer frente a posibles interrupciones temporales del suministro, los países de la OCDE, a través de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008c), tienen establecido un sistema de respuesta coordinado que, entre otras medidas, exige a cada uno de sus miembros la obligatoriedad de unas reservas estratégicas que deben alcanzar un volumen mínimo equivalente a noventa días de sus importaciones netas. Este tipo de reservas estratégicas también existen en otros grandes países consumidores ajenos a la OCDE como es el caso, por ejemplo, de China.

4.10. Atención al EROEI

El EROEI (*Energy Return on Energy Investment*) es la relación entre la energía obtenida mediante un proceso (en este caso, la extracción de petróleo) y la energía consumida por este mismo proceso. En otras palabras, es la proporción de la energía obtenida requerida para ejecutar el proceso de producción. Si el EROEI de un combustible es alto, entonces solo una pequeña fracción de la energía obtenida es necesaria para mantener la producción. Por otro lado, si el EROEI es muy bajo, la mayor parte de la energía obtenida debe ser utilizada para garantizar la continuidad del proceso de producción y muy poca energía neta resta disponible. Disponer de combustibles de alto EROI resulta esencial para asegurar el crecimiento económico y la productividad de una sociedad.

Existe un cierto consenso en que las reservas grandes, baratas y fáciles de explotar son cada vez más difíciles de encontrar y que la producción de petróleo y gas se está desplazando a áreas más complicadas y remotas (Hofmeister, 2008; Robertson, 2008). En

este sentido, quizás la pregunta que deberíamos formularnos no es tanto la de cuánto petróleo queda en el subsuelo, o ni siquiera la de cuánto petróleo seremos capaces de extraer, sino la de cuánto petróleo puede ser extraído obteniendo un importante superávit de energía. En otras palabras, lo que necesitamos saber es la energía neta disponible, no la bruta.

Un estudio de Gagnon y otros (2009) muestra que, en 1992, el EROEI obtenido para la producción mundial de petróleo y gas³⁹ — obtenido dividiendo la cantidad de megajulios de petróleo y gas producidos por el equivalente en megajulios de los dólares gastados en exploración, desarrollo y producción— fue aproximadamente de 26:1. Esta relación aumentó a cerca de 35:1 en 1999, y desde entonces ha disminuido de manera constante hasta caer a 18:1 en 2006. Los autores citados concluyen que si el EROEI mundial para la extracción de petróleo y gas continúa en el futuro con la tendencia mostrada durante el período analizado, dicho EROEI descendería a 1:1 en cerca de tres décadas (siempre que una extrapolación lineal de dicha tendencia fuera matemáticamente apropiada).

Aunque en este momento el petróleo y el gas siguen presentando un EROEI favorable en comparación con la mayoría de otras fuentes alternativas, excepto el carbón (Hall y Day, 2009), el hecho de que el EROEI de la extracción global de petróleo y gas se haya reducido casi a la mitad entre 1999 y 2006 debería ser motivo de preocupación. Si la disminución del EROEI continúa, la cantidad de energía disponible para sostener y hacer crecer la economía mundial también menguará. Un trabajo reciente de Hall y otros (2009) a propósito del EROEI mínimo que la sociedad necesita, indica que esta no puede mantener su nivel de funcionamiento más básico con un EROEI inferior a 3:1 y que, en realidad, se necesita una relación considerablemente más alta para asegurar el amplio abanico de los productos y servicios (tales como asistencia médica y educación) que esperamos recibir.

¿Cuáles son las razones que pueden explicar la caída del EROEI, especialmente del observado a partir de 1999? Probablemente, la más importante es que el agotamiento de las reservas no se ha visto compensado por las mejoras tecnológicas. Un segundo efecto, posiblemente igual de importante, se relaciona con la intensidad de perforación. Un estudio de Hall y Cleveland (1981) demuestra que la eficiencia de la industria del petróleo en la explotación disminuye al aumentar la intensidad de la explotación, y esta aumentó considerablemente de 1999 a 2008 en respuesta a la subida de precios.

³⁹ Los datos disponibles para el análisis del EROEI no desagregan los datos de petróleo y los del gas natural. Es importante señalar que el análisis presentado por Gagnon y otros (2009) considera de forma conjunta la producción de petróleo y gas natural, porque el esfuerzo necesario para bombear el petróleo es generalmente mucho mayor que el necesario para que el gas natural fluya a la superficie. Por lo tanto, cabe esperar que el verdadero EROEI del petróleo sea algo más bajo de lo que los resultados obtenidos en el estudio sugieren, mientras que el del gas natural convencional sea más elevado.

Gagnon y otros (2009) subrayan que el problema fundamental que afronta la humanidad no es simplemente el del *peak oil* o ¿cuánto petróleo queda?, cuestión sobre la que, como veremos en el capítulo siguiente, existe un debate considerable. Probablemente, las incógnitas más importantes que la economía mundial tiene planteadas son ¿cuánto petróleo extraíble con un rendimiento energético significativo queda? y ¿cuál es el EROEI de los posibles sustitutos? Respecto a esta última pregunta, Cleveland y otros (1984) llegan a la conclusión de que «si queremos mantener unos objetivos mínimos de crecimiento económico y productividad a largo plazo, debemos desarrollar tecnologías de combustibles alternativos que tengan ratios EROEI comparables al que hoy en día tiene el petróleo». Esta necesidad ha devenido más acuciante con el tiempo (Kubiszewski y otros, 2008).

El análisis de Gagnon y coautores (2009), junto con otros (Heinberg, 2009) que muestran un EROEI relativamente bajo para muchas de las alternativas al petróleo, sugieren que quizás estamos alcanzando los «límites de crecimiento» y que, por tanto, deberíamos ajustar nuestras perspectivas y objetivos económicos en consecuencia (Hall y Day, 2009).

5. EL SUMINISTRO GLOBAL DE PETRÓLEO A LARGO PLAZO

En teoría, a corto plazo, el balance entre oferta y demanda puede calcularse, de forma razonablemente fiable, cuantificando el «flujo de producción» resultante de la suma de todos y cada uno de los proyectos cuya fecha de inauguración es conocida, para luego cotejar el resultado obtenido con las proyecciones sobre la demanda. La principal fuente de incertidumbre de esta aproximación es la posible incidencia de ciertos imprevistos como los retrasos en la inauguración de los proyectos o la cancelación o aplazamiento indefinido de algunos de ellos.

La Agencia Internacional de la Energía en su *Medium Term Oil Market Report* (IEA, 2009d) publica y revisa anualmente este tipo de proyecciones a corto plazo. Igualmente, algunas consultoras como *Peak Oil Consulting* y particulares (Skrebowski, 2007) también trabajan con el mismo objetivo. Todas estas fuentes detectan la existencia de un riesgo potencial de que la oferta no llegue a satisfacer la demanda en algún momento del período 2011-2015. En el caso de la Agencia Internacional de la Energía, este riesgo se identifica

con un posible déficit inversor. Esta preocupación llevó a la Agencia a afirmar (IEA, 2008a) que «a medio plazo, como resultado de una inversión insuficiente, existe un riesgo real de colapso en el suministro de petróleo». En la actualidad (IEA, 2009e), como consecuencia de la coyuntura de crisis, dicho riesgo ha sido postergado en el tiempo por la caída de la demanda, aunque el desplome de las inversiones que ha acompañado a la citada caída⁴⁰ puede hacer que en los próximos años el riesgo se agrave, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda.

Si las previsiones a corto plazo resultan complicadas, es fácil imaginar lo que sucede con las realizadas a más largo plazo.

Existen numerosas proyecciones sobre el futuro del suministro global de petróleo en el horizonte del 2030 (Foucher, 2009; UKERC, 2009). Todas ellas son el resultado de diferentes modelos, basados en aproximaciones metodológicas y datos de partida diversos.

Tales proyecciones muestran una marcada dicotomía. Por un lado tenemos aquellas que podríamos calificar de optimistas, ya que no ven dificultades insuperables en el horizonte del 2030, previendo un futuro sin grandes cambios, del tipo *business as usual* (BAU). Por otro, existen pronósticos más pesimistas que advierten que el mundo está alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional (*peak oil*) o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos (Hirsch y otros, 2005).

Este apartado pretende exponer de manera resumida estas dos visiones contrapuestas, ejemplarizándolas con varios pronósticos contemporáneos, para después extraer algunas conclusiones sobre cómo podría avanzarse hacia una visión de síntesis y hacia la superación de una controversia que, sorprendentemente, pese a su trascendencia, dura ya más de cincuenta años.

5.1. Breve perspectiva histórica: *peak oilers* frente a *BAU's*

Para enmarcar la discusión existente en torno al futuro del suministro global de petróleo, resulta conveniente dotarse de una cierta perspectiva histórica, analizando lo sucedido durante el período 1956-2005 (UKERC, 2009).

⁴⁰ La disminución de la demanda, junto con la contracción del crédito, resultado ambos de la actual situación de crisis financiera y económica, han afectado de manera claramente negativa a la inversión en el sector del petróleo. Los precios del petróleo (y los precios de otras formas de energía) cayeron estrepitosamente en el segundo semestre de 2008. Y aunque desde entonces han aumentado considerablemente, la inversión sigue estando en peligro debido a la persistencia de un clima global incierto. Así, la Agencia Internacional de la Energía, en un análisis preparado para la reunión de los ministros de Energía del G-8 celebrada en mayo de 2009, destaca que la inversión en proyectos de petróleo y gas se había reducido en un 21 % (es decir, en casi cien mil millones de dólares) en 2009, en comparación con los presupuestos de 2008. Entre octubre de 2008 y finales de abril de 2009 se habían cancelado o retrasado de forma indefinida proyectos que suponían un aumento de casi 2 millones de barriles diarios (Mbd) en la producción global de petróleo, mientras que otros 35 proyectos que totalizaban 4,2 Mbd han sido retrasados un mínimo de 18 meses. Estas anulaciones y retrasos equivalen a alrededor del 7 % de la demanda mundial de petróleo. Los proyectos de arenas petrolíferas de Canadá representan la mayor parte de la capacidad aplazada.

Frecuentemente se suele afirmar que todas las previsiones pasadas se han demostrado incorrectas. En gran medida, esta opinión es consecuencia de las conclusiones popularizadas por los *peak oilers* en la década de los setenta de que la producción mundial de petróleo empezaría a declinar en los siguientes treinta años, cosa que no ha sucedido. Sin embargo, este hecho no justifica una descalificación general a cualquier intento de pronosticar el futuro. Como veremos, existe la posibilidad de que los pronósticos citados tan solo se hayan equivocado en unos cuantos años. Además, no hay que perder de vista que las previsiones más pesimistas tienen una mayor probabilidad de ser desmentidas por la historia antes que las más optimistas y que algunas de estas últimas también han resultado equivocadas. En cualquier caso, como subrayan Craig y otros (2002), la falta de acierto demostrada por algunas proyecciones nos recuerda la necesidad de ser muy humildes y precavidos sobre el tema de la modelización a largo plazo del suministro futuro de petróleo.

La visión de los setenta de que la oferta de petróleo alcanzaría su máximo en treinta años para después iniciar un rápido e irreversible declive se basaba, fundamentalmente, en el análisis de la relación entre reservas probadas (1P) y producción. Esta aproximación ignoraba el gran volumen de petróleo ya por entonces descubierto pero clasificado como reservas probables (2P), el petróleo todavía por descubrir y la mejora de las técnicas de recuperación (véase el tercer apartado).

Asimismo, en los años setenta se consideraba que el mejor método de modelización era el de ajuste mediante una curva simple, o curva de Hubbert (Hubbert, 1956, 1962, 1982), tomando como punto de partida una estimación de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional próxima a los dos billones de barriles. El modelo concluía que la producción podría seguir aumentando durante treinta años hasta alcanzar un máximo en torno al año 2000.

Como es sabido, estas previsiones no se cumplieron, principalmente por la disminución de la demanda y las políticas de sustitución de combustibles acaecidas en muchos países consumidores como respuesta a las subidas de precios causadas por los *shocks* petroleros de 1973 y 1978. Campbell (2005) argumenta que si el modelo hubiera tenido en cuenta estos factores habría pospuesto a 2010 el cenit de la producción global de petróleo.

No es extraño, pues, que los primeros modelos utilizados por los *peak oilers* hayan sido criticados por: 1) su incapacidad para reflejar la respuesta de oferta y demanda a las subidas de precios, 2) una apreciación muy pesimista de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional, y 3) una excesiva confianza en una aproximación metodológica muy mecanicista, como la del

ajuste a la curva de Hubbert. En su descargo, puede argumentarse que la mayoría de los autores reconocían en sus trabajos la incertidumbre asociada a sus previsiones.

En contraposición con los modelos comentados, los *BAU's* desarrollaron, particularmente durante el período 1998-2005, otros que predecían que la producción de petróleo sería suficiente para cubrir la demanda hasta por lo menos el 2030. Las metodologías e hipótesis de partida usadas por este grupo difieren en diversos aspectos de las utilizadas por el grupo anterior, prestando, por lo general, mucha más atención a la modelización de la demanda que a los condicionantes del suministro y a las limitaciones geológicas.

Algunos de los modelos de este grupo hacen referencia explícita a los recursos finalmente recuperables, mientras que otros incluso ignoran este parámetro. Estos últimos niegan la necesidad de examinar la base de recursos de petróleo existente, aduciendo que las fuerzas económicas se encargarán de asegurar que la oferta satisfaga la demanda y que lo importante es potenciar una transición relativamente suave a una mayor eficiencia en el uso final del petróleo, así como una progresiva sustitución de este por otros combustibles. Para este grupo, la oferta siempre será capaz de satisfacer la demanda si el precio es lo suficientemente alto. Sin embargo, la cuestión es saber si este aumento de precios sería lo suficientemente lento y predecible para permitir un ajuste no traumático de las economías o, por el contrario, lo suficientemente rápido e imprevisible como para causar graves perturbaciones y escasez.

La historia reciente de las proyecciones publicadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) constituyen un interesante ejemplo de cuán complicado puede resultar la tarea de predecir el futuro del suministro mundial de petróleo. Este organismo reconoció en 1998 la posibilidad de que la producción global de petróleo convencional alcanzara su máximo en 2014. Sin embargo, tan solo dos años después, descartaba la existencia de cualquier problema hasta por lo menos el 2030. Un desconcertante cambio de opinión explicable, en gran medida, por la evaluación más optimista de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional presentado el mismo año por el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS, 2000). Más recientemente, otro informe de 2008 (IEA, 2008a) ha matizado esta visión, en base a un detallado ejercicio de modelización del comportamiento individual de los campos de petróleo actualmente en explotación. Este ejercicio ha conducido a una perspectiva algo más pesimista sobre el suministro futuro, de modo que éste se condiciona al de la concreción de una inversión que se describe como «intimidatoria». La visión actual de la Agencia Internacional de la Energía es que en 2030 el suministro global de petróleo convencional se habrá estabilizado, dibujando una meseta (véase el apartado 5.3).

5.2. La polémica en nuestros días

UKERC (2009) ha presentado un interesante análisis comparativo de catorce modelos sobre el suministro global de petróleo, publicados entre 2006 y 2008.⁴¹

En estos modelos, el pronóstico más alto sobre la producción de todo tipo de combustibles líquidos⁴² en el 2030 es dos veces y medio mayor que el de la previsión más baja, mientras que el rango de fechas en que tendría lugar el cenit de la producción varía desde el pasado inmediato a un futuro indefinido, más allá de 2030. Sin duda, sorprende que estos estudios puedan llegar a conclusiones tan diferentes.

Una de las causas de estas divergencias es que las previsiones contemplan diferentes combustibles líquidos (véase el apartado 2.2). Todas ellas incluyen petróleo crudo, desde ligeros a pesados, pero no todas contabilizan los crudos extrapesados y algunas no tienen en cuenta los líquidos de gas natural. Sin embargo, este factor no explica más que una pequeña parte de las diferencias observadas en los pronósticos.

En realidad, tales discrepancias reflejan principalmente la existencia de dos grandes grupos de pronósticos, cada uno de ellos basados en aproximaciones metodológicas muy distintas y que, *grosso modo*, pueden relacionarse con la persistencia en nuestros días de las dos grandes corrientes históricas mencionadas con anterioridad en el apartado 5.1 (*peakoilers* y *BAU's*).

El primer grupo de pronósticos comprende aquellos que apuestan por un crecimiento aproximadamente lineal de la producción de todo tipo de combustibles líquidos hasta 2030, de manera que sus modelos no prevén un cenit en la producción con anterioridad a dicha fecha. Estas previsiones «casi-lineales» corresponden básicamente a organismos oficiales (Agencia Internacional de la Energía y Oficina de Información Energética del Gobierno de los Estados Unidos), la OPEP y algunas petroleras (ExxonMobil, BP y ENI), cuyos pronósticos se basan esencialmente en modelizaciones de la demanda y en la subsiguiente asignación de diversas fuentes de suministro para cubrirla.

El segundo grupo de pronósticos prevé alguna forma de cenit antes de 2030, seguido de un declive más o menos pronunciado. La mayoría de los modelos de este grupo utiliza una metodología que combina una determinada estimación de los recursos finalmente recuperables a escala global y su ajuste a una curva simple. General-

mente, estos modelos obtienen las estimaciones de recursos finalmente recuperables mediante adiciones sucesivas (*bottom-up*), es decir, a partir de la suma de pronósticos parciales a nivel de proyectos, campos, países o regiones, lo que hace que tales estimaciones sean un resultado final (*output*) más que un dato de entrada (*input*). Asimismo, los modelos asumen hipótesis explícitas sobre las tasas de declive de la producción. Esta aproximación ha sido seguida por organismos oficiales nacionales (BGR o Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania), compañías de petróleo (Shell, StatoilHydro y Total), consultoras (*Energyfiles*, *Ludwig Bölkow Systemtechnik* o LBST, *Peak Oil Consulting*), grupos de investigación universitarios (Upsala) y diversos estudiosos.

Dentro de este último grupo de pronósticos que señalan un cenit de la producción antes del 2030, UKERC (2009) destaca que el elaborado por Shell es el único que modela de forma explícita la demanda. Sus escenarios resultan singulares en el sentido de que el cenit de la producción de crudos, condensados y líquidos del gas natural no está impulsado por limitaciones de la oferta, sino por una disminución de la demanda en respuesta a la mejora de la eficiencia y a la sustitución de los combustibles citados. Shell presenta dos escenarios. En uno de ellos, (*Scramble*), la producción de crudos, condensados y líquidos del gas natural disminuye a partir de 2020. En el otro, (*Blueprints*), la producción se mantiene plana a partir de dicha fecha. En todo caso, debe remarcarse que si las previsiones se extienden a todo tipo de combustibles líquidos, la petrolera retrasa el cenit más allá del 2050.

Tras la actual crisis económica y financiera, parece que este tipo de pronósticos que prevén un cenit de la demanda están ganando más protagonismo (véase, por ejemplo, Sankey y otros, 2009).

5.3. La visión de la Agencia Internacional de la Energía

El Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) prevé que en 2030 la producción mundial de petróleo será capaz de compensar el aumento de la demanda y el declive de la producción experimentado por los campos actualmente en explotación⁴³ (véase los apartados 4.3.4 y 4.3.5). Tal declive (figura 4) quedaría nivelado por el crudo procedente de campos todavía pendientes de desarrollo y, particularmente en la década de 2020 a 2030, por el crudo suministrado por campos que todavía están por descubrir. El porcentaje aportado a la producción total por los líquidos del gas natural (LGN) y por el uso de las tecnologías de mejora de la recuperación (EOR) también aumentaría notablemente.

⁴¹ Todos ellos se realizaron con anterioridad a la actual coyuntura de recesión económica mundial y, por lo tanto, no reflejan las previsibles reducciones en la demanda mundial de petróleo y en la inversión en exploración y producción.

⁴² Incluyen los crudos (ligeros, medianos, pesados y extrapesados), los condensados, los líquidos del gas natural, los líquidos derivados de los esquistos bituminosos y de las arenas petrolíferas, los líquidos del carbón (CTL) y el gas natural (GTL) y los biocombustibles (véase el apartado 2.2).

5.3.1. Declive de la producción de los campos actualmente en explotación

Entre los campos actualmente en producción, algunos se encuentran en fase de crecimiento, otros en la de meseta y el resto están ya en declive (véase el apartado 4.3.3). Según IEA (2008a), el promedio de caída anual de la producción total de todos estos campos tenderá a acelerarse con el paso del tiempo, a medida que un número mayor de ellos entre en su fase de declive. En su modelo, la Agencia asume que la tasa de declive anual poscenit para todos los yacimientos petrolíferos es constante para determinados tipos y tamaños en cada región. Sin embargo, los cambios que se esperan en el futuro sobre la procedencia regional del crudo, la ubicación en tierra o en aguas marinas de los campos, así como del tamaño de los mismos, implican que la tasa media de declive poscenit observada tenderá a aumentar de un 6,7 % en 2007 a un 8,6 % en 2030.

En consecuencia, el modelo de IEA (2008a) prevé que la producción total de crudo de los yacimientos petrolíferos actualmente en producción (excluyendo la procedente de proyectos no convencionales) caiga de 70 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007 a 51 Mbd en 2015, y a 27 Mbd en 2030 (figura 4). Es decir, una caída de 43 Mbd (excluyendo las previsiones de producción mediante la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación del petróleo). Eso significa que entre 2007 y 2030, para mantener la capacidad de producción a los niveles de 2007 y cubrir las necesidades surgidas del incremento de la demanda prevista, será necesario desarrollar una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, volumen que equivale a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Para 2015, la nueva capacidad requerida será de 30 Mbd. Por lo que se refiere a los petróleos no convencionales, la producción a partir de arenas bituminosas y de crudos extrapesados generalmente muestra un declive temporal poco acusado, ya que en estos casos la extracción está en gran medida determinada por la accesibilidad a los depósitos, así como por la intensidad de la minería y la inyección de vapor de agua (véase el apartado 3.6.1).

La producción de crudos convencionales en los campos actualmente existente en alta mar disminuirá mucho más rápidamente que la de los campos en tierra, por las razones expuestas en 4.3.4. En promedio, IEA (2008a) estima que la producción de los campos en tierra caerá a razón de un 3,2 % anual, mientras que el declive anual promedio de los campos ubicados en aguas marinas

será del 6,3 %. La media anual de caída global será proporcionalmente mucho menor en los países de la OPEP (un 3,3 %) que en los países ajenos al cartel (4,7 %), lo que refleja el hecho de que la mayoría de campos de la OPEP están en tierra firme. Sin embargo, en términos absolutos, el mayor descenso de la producción de crudo de los campos actualmente en explotación tendrá lugar en Oriente Medio, donde de aquí al 2030 será necesario reemplazar una capacidad de producción de 11 Mbd. Esta aparente contradicción es consecuencia de que dicha región es, de lejos, la mayor productora mundial.

5.3.2. Contribución de los nuevos campos por explotar y descubrir

Las proyecciones del Escenario de Referencia de IEA (2008a) señalan que, pese a la continua inversión realizada en todo el mundo en los campos actualmente en explotación, la producción global comenzará a declinar ya en 2008, como consecuencia de que el declive experimentado por los campos maduros supera las aportaciones provenientes de los campos que recientemente han entrado en fase productiva. Como se muestra en la figura 4, la Agencia Internacional de la Energía asume que la mayor parte de la pérdida de capacidad productiva será compensada por las aportaciones provenientes de nuevos yacimientos de petróleo convencional que todavía no han entrado en fase de producción.

Dentro de esta categoría, la Agencia reconoce dos grandes grupos. El de los campos conocidos cuyas reservas (probadas y probables) están aún por desarrollar y el de los campos todavía por descubrir, pero que se espera estén operativos con anterioridad a 2030. En el horizonte 2030, las expectativas son que la contribución del primer grupo al aumento de la capacidad de producción global sea más importante que la del segundo, aunque es probable que la producción total procedente del primero alcance su cenit poco después de 2020. Por el contrario, la contribución de los campos aún por descubrir crecerá rápidamente después de 2015, de modo que en 2030 la producción proveniente de este grupo (19 Mbd) se aproximaría a la del primero (23 Mbd).

5.3.3. Contribución de la mejora de la recuperación (EOR)

Para compensar la pérdida de capacidad de producción de los campos hoy en día en explotación (figura 4), además de la puesta en producción de nuevos campos comentada en el apartado anterior,

⁴³ Las tasas de declive asumidas en el Escenario de Referencia han sido obtenidas tras un análisis detallado y riguroso, pero eso no despeja ciertas incertidumbres sobre el valor real de las tasas de declive actuales y de sus tendencias futuras. Dichas tasas podrían desviarse de forma significativa de las tendencias asumidas en el Escenario de Referencia, lo que tendría importantes implicaciones para los mercados del petróleo. Con el fin de demostrar la importancia que las tasas de declive de los campos actualmente en explotación tienen sobre las perspectivas de producción de petróleo, así como para cuantificar en qué medida los cambios en las citadas tasas podrían afectar las necesidades de inversión y los precios del petróleo, IEA (2008a) presenta dos alternativas al Escenario de Referencia. Una contempla una tasa de declive alta (la tasa para todos los campos en producción es superior en un punto porcentual a la contemplada en el Escenario de Referencia para la totalidad del período 2007-2030) y la otra una tasa baja (inferior en un 1 % a la del Escenario de Referencia). Ambas hipótesis conllevan notables diferencias respecto al Escenario de Referencia en los precios internacionales del petróleo y en las inversiones necesarias.

el Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) cuenta con la producción adicional resultante del uso intensivo de técnicas de mejora de la recuperación de petróleo (EOR).

Las previsiones son que dichas técnicas (véase el apartado 3.4) aporten a nivel global una nueva producción de petróleo convencional de 6,4 Mbd, de los cuales 2,5 Mbd provendrían de los campos actualmente en producción y el resto de aquellos campos nuevos que se desarrollaran durante el período 2007-2030. La mayor parte del citado aumento tendría lugar a partir de 2015 y tres cuartas partes del mismo provendría de tan solo cuatro países: Estados Unidos, Arabia Saudita, Kuwait y China (citados en orden descendente).

La mayoría de los nuevos proyectos de mejora de la recuperación que se espera sean operativos durante el período citado implican la inyección de CO₂, de modo que entre 2007 y 2030 alrededor de 9,8 gigatoneladas de CO₂ serían capturadas y almacenadas en el subsuelo mediante estos proyectos (asumiendo que por cada tonelada de CO₂ inyectada se recuperan 2,5 barriles de petróleo). Actualmente, las tecnologías de mejora de la recuperación permiten una producción adicional del orden del 10 % del petróleo originalmente *in situ*. La introducción generalizada de penalizaciones sobre las emisiones de carbono podría aumentar significativamente el potencial productivo de las tecnologías de mejora de la recuperación del petróleo.

5.3.4. Contribución de los líquidos del gas natural (LGN)

Tal y como puede observarse en la figura 4, para equilibrar el balance entre producción y demanda global de petróleo, las previsiones de IEA (2008a) para el período 2007-2030 confían en una rápida expansión de la producción de líquidos del gas natural (LGN).

Dicha producción debería casi doblarse, pasando de 10,5 Mbd en 2007 a algo menos de 20 Mbd en 2030. Un incremento que se vería impulsado por un constante aumento de la producción de gas natural, de modo que la mayor parte del incremento en el suministro de LGN provendría de aquellos países de la OPEP que proyectan expandir rápidamente su producción de gas, tanto para abastecer los mercados locales, como para alimentar nuevos proyectos de gas natural licuado.

Las expectativas son que la producción de LGN en los países de la OPEP se multiplique por un factor cercano a tres, desde 4,7 Mbd en 2007 hasta más de 13 Mbd en 2030, con Oriente Medio contabilizando las cuatro quintas partes de este aumento. La producción de LGN desde fuera de la OPEP también aumentaría en alrededor

de 1 Mbd, alcanzando un volumen cercano a los 7 Mbd en 2030. Estas proyecciones suponen que el contenido promedio de LGN en el gas natural se mantiene constante durante el período 2007-2030.

5.3.5. Contribución de los petróleos no convencionales

Según las proyecciones del Escenario de Referencia de IEA (2008a), los petróleos no convencionales —petróleos extrapesados (con exclusión de Venezuela),⁴⁴ las arenas petrolíferas, los aditivos químicos y los combustibles líquidos sintetizados del gas natural (GTL) y del carbón (CTL)— también deben desempeñar durante el período 2007-2030 un importante papel para compensar la disminución de la producción de los campos actualmente existentes, así como para complementar los suministros procedentes de los nuevos yacimientos de petróleo convencional y la aportación de los líquidos del gas natural (figura 4).

Las proyecciones comentadas indican que la oferta mundial de petróleo no convencional debería aumentar de 1,7 Mbd en 2007 a 8,8 Mbd en 2030.

Los proyectos desarrollados en las arenas petrolíferas canadienses (véase el apartado 3.6.1) aportarían, con diferencia, los mayores volúmenes, contabilizando un incremento de 4,7 Mbd, mientras que la producción de crudo extrapesado desde fuera de Venezuela (principalmente en Kuwait y en mucha menor medida en Brasil, Vietnam e Italia) registraría un aumento cercano a los 0,8 Mbd. Los proyectos de CTL en los Estados Unidos y China (véase el apartado 3.6.4) experimentarían en conjunto un crecimiento de 1 Mbd y los de GTL (véase el apartado 3.6.3) se expandirían de cerca de 50.000 barriles diarios en 2007 a 650.000 barriles por día en 2030.

Estas proyecciones deben tomarse con precaución, especialmente las referentes al GTL y CTL, dadas las incertidumbres existentes sobre la evolución de estas tecnologías, el impacto de los costes de producción y las futuras limitaciones medioambientales.

5.3.6. Calidad del crudo

En el transcurso de la pasada década se ha observado un cambio en la calidad media del petróleo crudo extraído, de manera que este ha evolucionado hacia variedades ligeramente más pesadas y con un mayor contenido en azufre (ENI, 2008).

IEA (2008a) considera que, con toda probabilidad, esta tendencia hacia crudos más pesados se acentuará ligeramente a largo plazo. Sin embargo, a corto plazo la situación es diferente, ya que se espera un

⁴⁴ Por sus recursos, este país está sin duda llamado a concentrar la mayor parte de los proyectos futuros de producción de crudos extrapesados (como el de Carabobo). Sin embargo, dicha producción es contabilizada como convencional por la Agencia Internacional de la Energía.

aumento del promedio de la gravedad o grados API⁴⁵, lo que implica crudos más ligeros. Este hecho responde, básicamente, a un aumento del suministro de condensados y a la preponderancia de las exportaciones de crudos ligeros (y dulces)⁴⁶ procedentes del programa de expansión de la capacidad productiva actualmente en curso en Arabia Saudita. En cualquier caso, las previsiones indican que a partir de 2012 se reanuda la tendencia hacia la producción de crudos cada vez más pesados, es decir, hacia una progresiva disminución de los grados API, y que esta tendencia se acelerará a partir de 2015.

Así, se espera que la proporción de crudos ligeros y ultraligeros (con una gravedad API superior a 35°), caiga de un 26,1 % en 2005 a un 24,4% en 2015, y a un 22,7 % en 2030. Asimismo, el porcentaje de grados medios (con una gravedad API entre 26° y 35°) aumentará de un 53,7 % en 2005 a un 54,6 % en 2030. Por su parte, la proporción de crudos pesados (con una gravedad API de 10° a 26°) representarán el 16,1 % de la producción mundial en 2030, frente al 12,8 % en 2005.

También se espera que el contenido medio a nivel mundial de azufre en el crudo (actualmente situado en torno al 1,14 %) aumente considerablemente a largo plazo.

Por último, debe considerarse que el aumento en la producción de líquidos del gas natural (LGN) comentado en el apartado anterior ayudará a compensar la ligera caída pronosticada para la gravedad API promedio del crudo. Los LGN incluyen una mezcla de proporciones variables de etano, propano, butano, pentano y otros hidrocarburos ligeros, de modo que en general los LGN se caracterizan por una gravedad API cercana a los 60°.

5.3.7. Desglose regional y por países

El desglose regional de la producción mundial de petróleo previsto en el modelo IEA (2008a) para el período 2007-2030 no cambia drásticamente respecto al actual, pero sí que se detectan algunos cambios importantes a nivel de país.

Según IEA (2008a), a Arabia Saudita le corresponderá hacerse cargo del mayor incremento en la producción de petróleo, de modo que esta deberá aumentar de 10,2 millones de barriles diarios (Mbd) a 15,6 Mbd. Canadá, Brasil y algunos países euroasiáticos, especialmente Kazajstán, también experimentarán un gran aumento de la producción, mientras que esta caerá en Rusia.

Previsiblemente, la producción de crudo y de líquidos del gas natural desde los países ajenos a la OPEP decaerá de 44,8 millones

de barriles diarios (Mbd) en 2007 a 43,5 Mbd en 2015, para después acelerar su caída hasta 42,9 Mbd en 2030. En cambio, es posible que la producción de petróleo no convencional aumente de 1,5 Mbd en 2007 a 7,9 Mbd en 2030. Las proyecciones para la producción de crudo indican que esta descenderá lentamente, de 39,1 Mbd en 2007 a 36,3 Mbd en 2030, en la medida que la producción de los campos marinos será incapaz de compensar completamente la caída constante de la producción en tierra firme. Ello comportará que la participación en la producción mundial de crudo de los países ajenos a la OPEP caerá en un 7 %, desde el 56 % en 2007 hasta un 49 % en 2030. Esta caída sería aún mayor si no fuera por los proyectos de mejora de la recuperación (EOR), cuya contribución pasará de 0,4 Mbd en 2007, a 3,6 Mbd en 2030.

La Agencia Internacional de la Energía asume que, en el supuesto de que no se produzcan interrupciones importantes del suministro por razones geopolíticas y las inversiones necesarias se concreten en la cantidad y tiempo debidos, la producción de líquidos del gas natural y de crudo en los países de la OPEP aumentará de 35,9 Mbd en 2007 a 44,0 Mbd en 2015, alcanzando los 52 Mbd en 2030. El aumento de la producción de la OPEP se sustentará en los líquidos del gas natural en Arabia Saudita y en el crudo en Irak. Las previsiones son que el porcentaje de LGN sobre el total de la producción convencional de los países de la OPEP (y, en menor medida, del mundo en general) aumente rápidamente, alcanzando el 25 % de la producción en 2030, frente al 13 % de 2007.

5.4. Otras previsiones que sitúan el cenit más allá de 2030

En el *World Energy Outlook 2009*, la Agencia Internacional de la Energía (EIA, 2009e) se reafirma en las conclusiones alcanzadas en el informe del año anterior (IEA, 2008a), expuestas en el apartado precedente, afirmando que aunque prevé que el crecimiento de la producción mundial de petróleo convencional se estancará a medida que nos aproximemos a 2030, no espera que la producción total de líquidos llegue a su cenit antes de la citada fecha, siempre y cuando las inversiones previstas lleguen a tiempo y los países productores se abran a estas.

Un pronóstico que está en sintonía con el del Departamento de Energía de los EE.UU. (Wood y otros, 2004) y el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS), 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

⁴⁵ La gravedad API (American Petroleum Institute gravity) es una medida de la densidad relativa de los líquidos del petróleo respecto al agua que se expresa en grados API. Cuanto mayor es el número de grados, menor es la densidad y más ligero es el petróleo.

⁴⁶ Traducción literal de *sweet*, término inglés que se utiliza para designar los crudos con bajo contenido en azufre.

asumiendo tasas de crecimiento de la extracción del 1 % o del 3 %, en vez del 2 % citado con anterioridad, retrasarían o adelantarían tales fechas, dependiendo de la probabilidad de la base de recursos recuperables elegida (5 %, 50 % o 95 %).

Este análisis, junto con el hecho de que las proyecciones comentadas del USGS no tienen en cuenta el petróleo no convencional, ha llevado a algunos analistas a afirmar que en los próximos veinticinco a cincuenta años el mercado dispondrá de una cantidad ilimitada de petróleo.

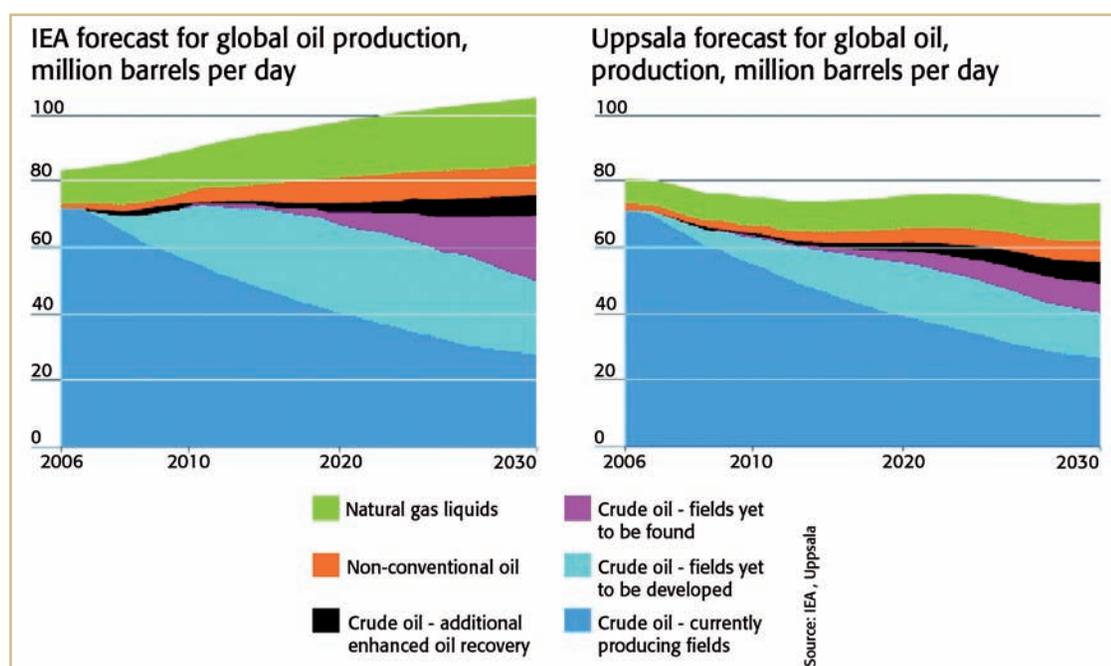
Dentro de este grupo de previsiones optimistas cabe citar también la de la consultora IHS CERA (Jackson, 2009) que prevé

que la producción mundial de petróleo convencional y no convencional alcanzará su máximo en torno al 2030, para luego entrar en un período de estancamiento con altibajos (*bumpy plateau*) que se extendería hasta 2050 antes de iniciar el declive.

5.5. El modelo de la Universidad de Upsala: ya hemos pasado el cenit

Un trabajo en prensa de un grupo de investigación de la Universidad de Upsala (Alekklett y otros, en prensa) rebate las conclusiones de IEA (2008a) expuestas en el apartado 5.3. Las diferencias entre ambos pronósticos se plasman en la figura 6.

Fig 6. Dos previsiones opuestas sobre el futuro de la producción mundial de petróleo en el horizonte 2030.



Tras mostrarse en general de acuerdo con las estimaciones de IEA (2008a) sobre la aportación futura de los campos actualmente en explotación y de las técnicas de mejora de la recuperación (véase los apartados 5.3.1 y 5.3.3), Alekklett y coautores rebajan en cerca de 9 millones de barriles diarios (Mbd) el potencial de las contribuciones procedentes de los campos todavía por explotar (véase el apartado 5.3.2). Esta revisión a la baja se argumenta en base a la historia de la produc-

La izquierda corresponde al pronóstico de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008a) detallado en la figura 4. La derecha corresponde a un grupo de investigadores de la Universidad de Upsala (Alekklett y otros, en prensa). Los conceptos contabilizados, expresados en diferentes colores, son los mismos pero su potencial en términos de millones de barriles diarios aportados difiere considerablemente. En azul oscuro se muestra la producción de los campos actualmente en explotación. Para compensar el declive de estos, será necesario expandir la producción de crudos convencionales procedentes de los campos ya descubiertos pero que todavía no son objeto de explotación (azul claro), de los campos por descubrir (malva) y de la mejora tecnológica de la recuperación (negro). Asimismo, será necesario contar con la contribución de crudos no convencionales mayoritariamente provenientes de las arenas petrolíferas de Canadá (naranja) y de los líquidos del gas natural (verde). Obsérvese que del pronóstico de la derecha se desprende que el mundo ya ha superado el cenit de la producción global de petróleo (o peak oil). Estas dos visiones ilustran la marcada dicotomía existente en la literatura entre dos grandes grupos de pronósticos:

- 1) aquellos que no ven dificultades insuperables para cubrir la demanda y presentan modelos de crecimiento de esta «casi lineares», y
- 2) los que advierten que el mundo ha alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos. Un análisis detallado de catorce pronósticos efectuados entre 2006 y 2008 (UKERC, 2009) concluye la existencia de un riesgo significativo de que el citado cenit tenga lugar antes del 2020. Véase la discusión en el capítulo 5.

ción en diversas regiones del mundo, que indicarían que el modelo IEA asume, sin ningún tipo de justificación, un ritmo de extracción en estos nuevos yacimientos nunca visto hasta la fecha, así como la entrada en funcionamiento de ocho campos nuevos por mes durante veinte años, algo que tan solo sería posible si no existieran limitaciones a la inversión y al acceso a los campos de las principales regiones productoras (véase los apartados 4.7 y 4.8).

Por lo que se refiere a las reservas provenientes de los campos por descubrir (véase el apartado 5.3.2), el estudio del grupo de la Universidad de Upsala no tiene nada que objetar al número de descubrimientos implicados en el modelo IEA, que se ajustaría a las tendencias históricas comentadas en el apartado 4.1. Su crítica se centra, de nuevo, en que para suministrar el volumen esperado por IEA (2008a), los nuevos campos descubiertos tendrían que ser explotados manteniendo un ritmo de extracción muy alto que no tiene precedentes en la historia de la producción mundial. Por todo ello, Aleklett y coautores rebajan las previsiones del modelo IEA en cerca de 10,5 Mbd. Sumando esta cantidad a los 9 millones citados en el párrafo anterior, resulta que el grupo de Upsala rebaja la cantidad de crudo convencional recuperable de aquí al 2030, de 75 a unos 56 millones de barriles diarios.

En relación con las contribuciones procedentes de los petróleos no convencionales (véase el apartado 5.3.5), Aleklett y otros mantienen las previsiones de IEA (2008a) para el caso de los crudos extrapesados, el GTL y el CTL, pero rebaja las expectativas de las arenas petrolíferas de Canadá de 5,9 Mbd a 3,9 Mbd. Otra fuente de divergencia importante surge en las estimaciones de la aportación de los LGN (véase el apartado 5.3.4) que Aleklett y otros rebajan de 19,8 Mbd a 11,5 Mbd, en parte porque, aparentemente, IEA (2008a) no había tenido en cuenta la equivalencia energética entre un barril de LNG y otro de crudo (como ya se ha comentado en el apartado 2.2, en términos energéticos un barril de LNG tan solo reemplaza 0,7 barriles de crudo).

En conjunto, el análisis de Aleklett y otros señalan que la oferta mundial de combustibles líquidos en 2030 no podrá superar los 76 Mbd, situándose unos 26 Mbd por debajo de las previsiones de IEA (2008a).

Las conclusiones del grupo de la Universidad de Upsala implicarían que muy probablemente la producción de petróleo ha superado ya su máximo (figura 6) y que, por tanto, la era del petróleo ha alcanzado su cenit, con todas las repercusiones que ello conlleva para el futuro desarrollo socioeconómico global.

En línea con esta última apreciación, aunque utilizando metodologías de modelización diferentes, Eriksen (2009) afirma que el cenit tuvo lugar en 2008, mientras que Campbell (2009) lo sitúa en torno al 2010.

5.6. El pronóstico de Energyfiles: cenit en 2017

La consultora Energyfiles (en UKERC, 2009) utiliza un modelo muy detallado para prever la oferta de crudos, condensados y líquidos del gas natural a escala regional y global. El modelo se basa en datos provenientes de campos, cuando estos están disponibles, o bien utiliza datos agregados a nivel de operador, cuenca sedimentaria o país. La consultora no modela la demanda, asumiendo, simplemente, que esta aumentará a una tasa fija.

El ejercicio de modelización parte de la elaboración de perfiles detallados de la producción acumulada a nivel de campo, cuenca o país, según la disponibilidad de datos. Estos perfiles se extrapolan al futuro, considerando las limitaciones impuestas por las tasas de declive de la producción observadas en el pasado y el cálculo que se estima más probable sobre las reservas pendientes de explotación. Este cálculo incluye el crecimiento por mejoras tecnológicas y del conocimiento, así como los recursos por descubrir. Estos últimos se evalúan teniendo en cuenta la geología y el análisis de la historia de la exploración de las cuencas sedimentarias y de las unidades rocosas prospectivas, diferenciando las localizadas en tierra firme de las situadas bajo aguas marinas.

La estimación de Energyfiles sobre los recursos por descubrir a escala global es de 0,25 billones de barriles, es decir, casi un tercio de la estimación media (con un 50 % de probabilidad) del Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS, 2000), en parte porque se considera poco probable que algunas áreas, como por ejemplo el Ártico, puedan contribuir de forma significativa a aumentar la oferta global de aquí al 2030. Energyfiles asume que los recursos por descubrir en aquellos países que ya han pasado su cenit productivo, o en aquellos que se encuentran a punto de hacerlo (véase el apartado 4.4), tendrán poca influencia a la hora de posponer el momento en que se alcanzará el cenit de la producción global, aunque considera que tales recursos pueden reducir la tasa de declive global poscenit.

En su pronóstico, Energyfiles prevé que la producción global de crudos, condensados y líquidos del gas natural alcanzará su cenit en 2017, con un volumen cercano a los 95 millones de barriles diarios, suponiendo un crecimiento de la demanda relativamente alto, del 1,8 % anual. Los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional se estiman en 2,685 billones de barriles y la tasa anual de declive poscenit, en un 2 % en 2022 y en un 3 % en 2030.

5.7. El pronóstico de Total: meseta de producción a partir de 2015

La visión de la industria petrolera sobre la cuestión del cenit global de la producción de petróleo es dispar. Mientras algunas compañías, como ExxonMobil y BP, se sitúan en línea con las previsiones más optimistas arriba citadas (IEA, USGS e IHS CERA, véase los apartados 5.3 y 5.4), otras, como 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.

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 de IEA (2008a) en el horizonte 2015 (véase el apartado 5.3), pero que sí contradice la previsión de un consumo y una oferta en torno a los 106 millones de barriles diarios en 2030.

5.8. Conclusiones del análisis comparativo de UKERC

El análisis de UKERC (2009) de catorce pronósticos recientes elaborados entre 2006 y 2008, al que ya hemos hecho breve referencia en el apartado 5.2, presenta una serie de interesantes conclusiones que a continuación resumimos (véase también Kerr, 2009).

Dicho estudio destaca en primer lugar que la comparación entre los diferentes pronósticos resulta difícil por tres razones: 1) la falta de transparencia de algunos de los modelos, 2) las inconsistencias en la definición y en la cobertura estadística de los diferentes combustibles líquidos, y 3) el amplio abanico de métodos e hipótesis de partida utilizados en los modelos.

Según UKERC, todavía queda un largo camino que recorrer para alcanzar un mayor consenso. Este objetivo se vería facilitado si en cada modelo se explicitaran y compararan las hipótesis clave, se explorara sistemáticamente la mayor o menor sensibilidad de los pronósticos a estas hipótesis y se especificaran las incertidumbres a la hora de presentar los resultados. Asimismo, UKERC detecta la necesidad de una mayor integración entre aquellos pronósticos que esencialmente modelan el suministro y los que prácticamente solo consideran la demanda. También sería muy conveniente que los pronósticos, en vez de ceñirse a la presentación de un resultado único, exploraran un amplio abanico de escenarios socioeconómicos plausibles.

Pese a ello, la buena noticia es que la disparidad en las fechas propuestas para el cenit parece estar básicamente ligada a las diferentes hipótesis asumidas, de forma implícita o explícita, sobre los recursos finalmente recuperables y la tasa de declive poscenit global. Para UKERC, las otras diferencias pueden considerarse secundarias o dependen de los dos parámetros citados, de manera que, probablemente, la mayoría de los modelos obtendrían resultados similares si utilizaran o implicaran valores similares para ambos. Este hecho alimenta la posibilidad de alcanzar un mayor consenso sobre el futuro más plausible del suministro global de petróleo, en la medida de que se disponga de mayor y mejor información sobre las dos variables citadas. Acotarlas con un mayor grado de precisión resulta, por tanto, una tarea prioritaria.

UKERC considera que pronosticar a corto plazo, por ejemplo en el horizonte del 2015, la evolución de la capacidad de producción de petróleo, resulta una tarea relativamente poco arriesgada porque los proyectos necesarios para aumentar el suministro ya están comprometidos. La recopilación, región a región, de los datos sobre los proyectos en curso, que normalmente son de dominio público, facilita la elaboración de pronósticos a corto plazo muy razonables. La principal conclusión de este tipo de análisis es que la actual recesión económica puede traducirse en la cancelación o retraso de muchos proyectos, lo que implica asumir ciertos riesgos de escasez de suministro para cuando se recupere la demanda.

Por el contrario, UKERC advierte que a medio y largo plazo se multiplica el número y la magnitud de las incertidumbres, lo que hace que los pronósticos sobre la fecha del cenit de la producción sean menos fiables.

En cualquier caso, UKERC constata que los pronósticos a largo plazo que posponen el cenit más allá de 2030 requieren de la combinación de algunos, aunque no todos, de los siguientes factores:

- 1) Una tasa de crecimiento de la demanda, relativamente baja, próxima al 1 % anual.
- 2) Unos recursos finalmente recuperables de petróleo convencional que como mínimo deben situarse en torno a los 3 billones de barriles y, probablemente, superar los 3,6 billones estimados en el escenario medio (50 % de probabilidades) del USGS (2000).
- 3) Una tasa de declive poscenit relativamente rápida, del orden del 3 % anual o mayor.
- 4) Una producción acumulada en el momento del cenit que excede al 50 % de los recursos finalmente recuperables. Este porcentaje sobrepasa ampliamente lo observado en la mayoría de las regiones que ya han pasado su cenit.
- 5) Una producción acumulada en la fecha del cenit que supera el 60 % de los descubrimientos acumulados de reservas probadas y probables (2P). Este porcentaje también es mucho mayor de lo observado en la mayoría de las regiones que ya han dejado atrás el cenit.

- 6) Una tasa anual de nuevos descubrimientos hasta 2030 que iguale o supere el logrado en la última década. Esto supone revertir la tendencia de los últimos cuarenta años pese a la disminución del tamaño medio de los nuevos hallazgos.
- 7) Una tasa anual de crecimiento de las reservas hasta 2030 que iguale o excede la conseguida en los últimos diez años. Y esto pese al previsible aumento del porcentaje de nuevos hallazgos efectuados bajo aguas marinas, que tienden a ser más pequeños y tienen un potencial menor de crecimiento de reservas.
- 8) Una velocidad media de extracción o ritmo de agotamiento de estos recursos (porcentaje de las reservas iniciales probadas y probables extraído por unidad de tiempo) que es mucho más alto que la tasa máxima previamente observada en cualquier región productiva.
- 9) La existencia de condiciones favorables en las principales regiones productoras de petróleo, en temas tales como la existencia de incentivos para la inversión, el acceso adecuado a las áreas prospectivas, la estabilidad política, etc. (véase los apartados 4.7 y 4.8).

Los pronósticos «casi lineales» tendrían que demostrar cómo pueden cumplirse estas nueve condiciones o bien rebatir la necesidad de hacerlo. A juicio de UKERC, asumir el cumplimiento de algunas de tales condiciones o de una combinación de ellas implica en el mejor de los casos un optimismo poco justificado, mientras que en el peor supone una imposibilidad manifiesta. Por esta razón, el Informe de UKERC concluye que es probable que el cenit de la producción de petróleo tenga lugar antes de 2030.

Sin embargo, precisar una fecha para dicho cenit resulta una tarea muy complicada.

UKERC considera que algunos de los pronósticos de los *peak oilers* parecen excesivamente pesimistas porque muy probablemente subestiman la cantidad global de recursos finalmente recuperables. Sin embargo, la combinación de limitaciones técnicas y geopolíticas (véase los apartados 4.1 a 4.6), junto con la ausencia de condiciones favorables en algunas regiones productoras importantes (véase arriba el punto 9) podría impedir que dichos recursos fueran desarrollados a la velocidad requerida.

Por otra parte, el estudio de UKERC subraya que muchos de los modelos de los *peak oilers* no tienen en cuenta las complejas relaciones existentes entre oferta y demanda, lo que podría transformar un cenit (o pico) más o menos abrupto en un período de estancamiento con altibajos (que dibujaría una especie de meseta ondulada o *bumpy plateau*). La actual fase de recesión económica podría retrasar el momento en el que el agotamiento físico se traduce en dificultades de suministro, pero si la demanda se recupe-

rara relativamente pronto es probable que dicho retraso fuera de tan solo unos pocos años. En este mismo sentido, considerando el crecimiento de la demanda que se anticipa para China, India y otros países industrializados, parece poco probable que las políticas que puedan acordarse en el campo de la lucha contra el cambio climático puedan tener un impacto significativo a medio plazo.

En opinión de UKERC, la capacidad del mercado de activar la alarma ante el cenit de la producción con la suficiente antelación debe tomarse con muchas reservas, dada la dependencia de la producción actual de un pequeño número de grandes campos que podrían entrar pronto en un rápido declive (véase el apartado 4.3) (Kaufmann y Shiers, 2008; Reynolds, 1999). El caso de los EE.UU. constituye un interesante precedente. En este país, los costes de extracción permanecieron estables o incluso disminuyeron entre 1936 y 1970, al mismo tiempo que la producción se triplicaba, pero tras alcanzar el cenit en la última fecha citada, los costes se multiplicaron por cuatro en tan solo una década (Cleveland, 1991). Si esta misma pauta se repitiera a escala global, muy probablemente encontraría al mundo desprevenido.

A pesar de las incertidumbres expuestas, UKERC (2009) concluye que existe un riesgo significativo de que el cenit de la producción global de petróleo convencional tenga lugar antes de 2020.

Y frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar que la mayoría de países no está considerando seriamente la aplicación de políticas preventivas.

6. CONCLUSIONES

De todo lo anteriormente expuesto cabe destacar los siguientes puntos:

- 1) Para satisfacer el crecimiento de la demanda y al mismo tiempo compensar el declive de los campos de petróleo en explotación, la industria petrolera deberá desarrollar en los próximos veinte años una nueva capacidad productiva equivalente a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Existen dudas fundadas de que este objetivo resulte factible.
- 2) Despejar esta incógnita reviste gran trascendencia dada la estrecha relación existente entre crecimiento económico y aumento del consumo de petróleo. La existencia de limitaciones en el suministro futuro de este hidrocarburo supondría, automáticamente, la existencia de límites al crecimiento económico global, lo que cuestiona la vigencia del actual modelo de desarrollo.
- 3) El término petróleo está hoy en día cediendo protagonismo al de combustibles líquidos. En la actualidad, el mundo no solo consume los productos petrolíferos derivados de crudos convencionales, que representan el 85 % del total. También consume

una gran cantidad de líquidos del gas natural y, en menor proporción, otros combustibles no convencionales provenientes de crudos extrapesados y de arenas asfálticas. A estos hay que sumarles un pequeño porcentaje (todavía inferior al 2 %) de bio-combustibles.

- 4) Los países ajenos a la OCDE, especialmente los de Asia y Oriente Medio, absorberán la totalidad del incremento de la demanda de petróleo previsto para las próximas dos décadas. El 97 % de dicho incremento provendrá del sector del transporte.
- 5) El aumento de la demanda y los altos precios previstos sugieren un elevado gasto en concepto de compras de petróleo, tanto para los países industrializados de la OCDE como para los que no pertenecen a esta organización. Expresado en términos de porcentaje sobre el PIB mundial, dicho gasto ha aumentado de poco más del 1 % en 1999 al 4 % en 2007; las expectativas son que este porcentaje se estabilice en torno al 5 % durante las próximas dos décadas.
- 6) Cuantificar de manera precisa los recursos y reservas de petróleo convencional y no convencional existentes en el subsuelo resulta una tarea muy ardua. Ello obedece a la opacidad con la que algunos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas, los criterios dispares existentes a la hora de evaluarlos y cuantificarlos, así como a las incertidumbres inherentes a cualquier análisis del subsuelo y a las previsiones de futuro en materia de economía, desarrollo tecnológico y políticas gubernamentales. Las petroleras internacionales de capital privado son objeto de auditorías externas públicas, pero la mayoría de las petroleras estatales no están sometidas a ningún tipo de control. Este último hecho resulta especialmente grave, porque el 88 % de las reservas probadas de petróleo del mundo pertenecen a compañías controladas por los gobiernos, con cerca de tres cuartas partes de dichas reservas pertenecientes a países integrados en la OPEP.
- 7) Conviene diferenciar claramente los términos reservas y recursos, y, cuando se habla de las primeras, aclarar si se trata de probadas, probables o posibles. También es importante subrayar que las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo y que un tipo de reservas puede convertirse en otro a medida que evolucionan la tecnología disponible, el conocimiento geológico, la situación política, así como los costes de extracción, los precios de venta y la comerciabilidad del petróleo.
- 8) Las estimaciones de reservas probadas, de uso generalizado en los análisis económicos y financieros, dan una idea de cuánto petróleo podría desarrollarse y extraerse a corto y medio plazo. Sin embargo, el volumen total de petróleo que a más largo plazo podrá ser extraído de manera comercialmente rentable requiere

calcular los recursos finalmente recuperables. Estos incluyen: a) las reservas probadas y probables inicialmente existentes en campos que se encuentran en fase de producción o a la espera de su desarrollo, b) el volumen correspondiente al crecimiento de las reservas por la introducción de mejoras tecnológicas, y c) los barriles que todavía quedan por descubrir.

- 9) Gran parte de los recursos de petróleo que el mundo podrá utilizar en el futuro se clasifican como no convencionales. Estos incluyen las arenas petrolíferas o arenas asfálticas, los petróleos extrapesados, los esquistos bituminosos, y los combustibles sintéticos derivados de la conversión gas a líquidos (GTL) y de carbón a líquidos (CTL). Aunque se han experimentado considerables progresos en la superación de desafíos técnicos que hasta hace poco parecían insalvables y se ha avanzado en la reducción de costes, estos recursos son generalmente más costosos de producir que los convencionales, presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero y, además, su explotación implica un balance energético (relación entre la energía obtenida y la utilizada en el proceso de producción) que puede llegar a ser diez veces menor que el de los petróleos convencionales.
- 10) Según la Agencia Internacional de la Energía, a largo plazo, la base potencial de recursos totales de petróleo se aproxima a los 6,5 billones de barriles y si a esta cifra se le añade el potencial de producción de líquidos a partir de las tecnologías GTL y CTL la cifra final se acerca a los 9 billones de barriles. De ese total, casi 1,1 billones ya han sido extraídos. En el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos potenciales, así como los costes de suministro a los mercados, dependerá, además del progreso tecnológico, de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. La introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO₂ tendrá un gran impacto sobre los costes de los recursos no convencionales.
- 11) Las cifras publicadas hasta la fecha sobre la disponibilidad de recursos y reservas son muy dispares, de modo que no existe consenso al respecto. Sin embargo, en general, dichas cifras permiten suponer que las limitaciones geológicas no constituyen el mayor desafío que la industria petrolera y el mundo deberán afrontar en un futuro inmediato.
- 12) Además de conocer la disponibilidad de recursos y reservas, resulta fundamental conocer si la transformación de estos en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. En relación con esta cuestión, el *National Petroleum Council* nos avisa de una realidad preocupante: «el mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a par-

tir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo».

- 13) Tales riesgos son variados. Algunos de ellos son de naturaleza esencialmente técnica. Entre estos cabe citar: *a)* desde la década de los ochenta los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído; *b)* los costes de exploración y producción están aumentando como consecuencia de que cada vez se trabaja en regiones más remotas, en ambientes más extremos y se perfora a mayor profundidad, lo que conlleva un creciente desafío tecnológico; *c)* la producción mundial de petróleo convencional en los campos actualmente en explotación está experimentando un declive promedio del 6,7 % anual y este podría alcanzar el 10 % si se descuidan las inversiones y no se introducen mejoras técnicas; *d)* la industria del petróleo está experimentando una alarmante escasez de personal, muy especialmente de científicos y técnicos altamente cualificados, y *e)* la relación entre la energía obtenida mediante la extracción de petróleo y la energía consumida por este mismo proceso (o EROEI) está declinando de manera muy rápida, lo que significa que cada nuevo barril de reservas añadido tiene un contenido energético neto inferior.
- 14) Además de los riesgos técnicos comentados cabe considerar otros con un claro matiz geopolítico: *a)* la producción de petróleo en treinta de los cincuenta y cuatro estados productores ha sobrepasado ya su cenit, mientras que en otros diez se observa una tendencia al estancamiento, lo que significa que en el futuro el suministro de petróleo dependerá básicamente de catorce países, muchos de ellos integrados en la OPEP; *b)* la producción de petróleo convencional ajena a la OPEP ya ha superado el cenit y ha entrado en declive, y *c)* el mundo será cada vez más dependiente de las exportaciones de la OPEP. Este último punto implica la consolidación de un mercado oligopolista, no competitivo, y un peligro cierto para la existencia de un «libre mercado» del petróleo.
- 15) Uno de los riesgos más importantes de cara a la seguridad de suministro de petróleo reside en las incertidumbres existentes en torno a la concreción de las inversiones necesarias. Cubrir la demanda mundial de petróleo prevista entre 2007 y 2030 requiere una inversión acumulada cercana a los 5,9 billones de dólares (del 2008). De esta cantidad, aproximadamente el 80 % correspondería a actividades de exploración y producción, el 16% al sector del refino y el 4 % al del transporte. El 75 % de la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo prevista para el período citado correspondería a países que no pertenecen a la OCDE y, en la mayoría de estos países, la movilización de las inversiones requerirá superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales.
- 16) Los principales obstáculos o riesgos que podrían limitar o retrasar las mencionadas inversiones en los países productores son esencialmente de naturaleza geopolítica e incluyen: *a)* aquellos asociados a las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos; *b)* los derivados del «petronacionalismo» que impide o limita el acceso de las compañías privadas internacionales a la explotación de los recursos, y *c)* los ligados a la inestabilidad política, amenazas terroristas o conflictos militares.
- 17) Otros tipos de riesgos geopolíticos que pueden poner en peligro la seguridad del suministro, causando interrupciones temporales del suministro, son los derivados de disputas entre países productores y de tránsito, así como los causados por conflictos o atentados terroristas que bloqueen las rutas comerciales a los mercados o dañen las infraestructuras de transporte. Para prevenir este tipo de imprevistos, los países de la OCDE mantienen las denominadas reservas estratégicas. Otros grandes consumidores, como China, también están adoptando políticas preventivas similares.
- 18) A corto plazo, el balance global entre la oferta y la demanda de petróleo puede calcularse sin demasiadas dificultades. La principal fuente de incertidumbre es la posible incidencia de ciertos imprevistos como los retrasos en la inauguración de los proyectos de producción, así como la cancelación o aplazamiento indefinido de algunos de ellos. Como resultado de una inversión insuficiente, diversas fuentes han señalado la existencia de un riesgo potencial de que la oferta no llegue a satisfacer la demanda en algún momento del período 2011-2015. En la actual coyuntura de crisis, dicho peligro se ha visto postergado en el tiempo por la caída de la demanda, pero en los próximos años, el desplome de las inversiones que ha acompañado a la caída citada puede provocar un agravamiento del riesgo, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda.
- 19) Existen numerosas proyecciones sobre el futuro del suministro global de petróleo en el horizonte del 2030. Todas ellas son el resultado de diferentes modelos, basados en aproximaciones metodológicas y datos de partida diversos. En general, tales proyecciones muestran una marcada dicotomía. Por un lado tenemos aquellas que no ven dificultades insuperables en el horizonte del 2030. Por otro, existen pronósticos más pesimistas que advierten que el mundo está alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional (*peak oil*), o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos.
- 20) Un análisis comparativo de catorce pronósticos recientes elaborados entre 2006 y 2008 concluye que, a pesar de la exis-

tencia de múltiples incertidumbres, es probable que el cenit de la producción de petróleo convencional tenga lugar antes de 2030 y que existe un riesgo significativo de que dicho momento se concrete en la presente década. Frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar como la mayoría de países no está considerando seriamente aplicar políticas preventivas y de gestión de riesgos.

7. UNA REFLEXIÓN FINAL

Un número especial de la revista *Science*, editado con motivo de su 125 aniversario, bajo el sugerente título «¿Qué es lo que no sabemos?», incluía en la lista de las veinticinco cuestiones de mayor impacto para el futuro inmediato de la humanidad, la pregunta: ¿qué puede reemplazar al petróleo barato y cuándo? (Kerr y Service,

2005). Sin duda, las conclusiones que acabamos de exponer justifican tal decisión.

Ciento cincuenta años después del nacimiento de la industria del petróleo, ha llegado el momento de aplicarse urgentemente a la tarea de reemplazar un combustible del que depende cerca del 95 % del transporte global y que, además, constituye la base de nuestro desarrollo socioeconómico. Una tarea que requiere el despliegue de un ambicioso plan de choque que combine medidas políticas con una decidida apuesta por la investigación y el desarrollo.

Existen demasiados indicios que apoyan las tesis que nos advierten sobre el fin del petróleo fácil y barato y de que nos estamos adelantando en la segunda mitad de la era del petróleo, o como diría un estratígrafo bromista, en el «Petroloceno tardío».

8. BIBLIOGRAFÍA

Aguilera, R. F., Eggert, R. G., Lagos, G. y Milton, J. E. (2009). «Depletion in the future availability of petroleum resources», *Energy Journal*, 30 (1): 141-174.

Ahlbrandt, T. S., Charpentier, R. R., Klett, T. R., Schmoker, J. W., Schenk, C. J. y Ulmishek, G. F. (2005). «Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems», AAPG Memoir 86, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 324 pp.

Aleklett, K., Höök, M., Jakobsson, K., Lardelli, M., Snowdene, S. y Söderbergh, B. (en prensa). «The Peak of the Oil Age - analyzing the world oil production Reference Scenario in World Energy Outlook 2008», *Energy Policy*, <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>.

Al-Husseini, M. (2006). «The debate over Hubbert's Peak: a review». *GeoArabia*, 11 (2).

Andrews, S. y Udall, R. (2003). «Oil prophets: looking at world oil studies over time», ASPO Conference, París.

Bauquis, P-R. (2003). «Reappraisal of energy supply-demand in 2050 shows big role for fossil fuels, nuclear but not for nonnuclear renewables». *Oil and Gas Journal*, 101 (7).

Best, J. y Hoberg, G. (2008). «Alberta's oil sands: Key issues and impacts», Mapleleafweb (18 junio 2008).

BP (2009). «BP Statistical Review of World Energy June 2009», pp. 6-7, <<http://www.bp.com>>.

Budzik, P. (2009). Arctic Oil and Natural Gas Potencial, U.S. Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, Oil and Gas Division.

Campbell, C. J. (1999). «The imminent peak of world oil production». Presentation to a House of Commons All-Party Committee (7 julio 1999), <<http://www.hubbertpeak.com/campbell/commons.htm>>.

Campbell, C. J. (2004). «ASPO, the Association for the Study of Peak Oil». Oil and gas liquids 2004 Scenario, actualizado por J. Campbell (15 mayo 2004), <<http://www.peakoil.net/uhdsg/default.html>>.

Campbell, C. J. (2005). «Oil Crisis, Brentwood: Multi-Science Publishing.

Campbell, C. J. (2009). «Why dawn may be breaking for the second half of the age of oil». *First Break*, 27: 53-62.

Campbell, C. J. y Laherrère, J. (1998). «The End of Cheap Oil». *Scientific American* (marzo 1998), pp. 78-83.

Cleveland, C. J. (1991). «Physical and economic aspects of resource quality: the cost of oil supply in the lower 48 United States, 1936-1988». *Resources and Energy*, 13 (2): 163-188.

Cleveland, C. J. (2005). «Net energy from the extraction of oil and gas in the United States», *Energy*, 30: 769-782.

Cleveland, C. J., Costanza, R., Hall, C. A. S. y Kaufmann, R. K. (1984). «Energy and the U.S. Economy: A Biophysical Perspective». *Science*, 225: 890-897.

- Craig, P. P., Gadgil, A. y Koomey, J. G. (2002). «What can history teach us? A retrospective examination of long-term energy forecasts for the United States». *Annual Review of Energy and the Environment*, 27: 83-118.
- EIA (Energy Information Administration) (2009a). *International Energy Outlook 2009*. US. Department of Energy, Washington, 284 pp.
- EIA (Energy Information Administration) (2009b). «Who are the major players supplying the world oil market? Energy in brief: What everyone should know about energy» (28 enero), <http://tonto.eia.doe.gov/energy_in_brief/world_oil_market.cfm>.
- Energy Watch Group (2007). «Crude oil. The supply outlook», EWG-Series, n.º 3/2007, 101 pp.
- ENI (2008). «World Oil and Gas Review 2008», <<http://www.eni.it>>.
- Eriksen, T. («ace») (2009). «World oil production forecast-Update November 2009». *The Oil Drum* (23 noviembre 2009), <<http://www.theoil Drum.com/node/5979#more>>.
- Farrell, A. E. y Brandt, A. R. (2006). «Risks of the oil transition», *Environmental Research Letters*, 1: 1-7.
- Foucher, S. (2009). «Peak oil update - July 2009: production forecasts and EIA oil production numbers», *The Oil Drum* (7 julio 2009), <<http://www.theoil Drum.com/tag/update>>.
- Gagnon, N., Hall, C. A. S. y Brinker, L. (2009). «A preliminary investigation of energy return on energy investment for global oil and gas production», *Energies*, 2: 490-503.
- Ghanta, P. (2009). «Is peak oil real? A list of countries past peak», *The Oil Drum* (18 julio 2009), <<http://www.theoil Drum.com/node/5576>>.
- Greenpeace (Nikiforuk, A.) (2009). «Dirty Oil: How the tar sands are fueling the global climate crisis», Greenpeace Canadá, Toronto, 52 pp.
- Hall, C. A. S. y Cleveland, C. J. (1981). «Petroleum Drilling and Production in the United States: Yield per Effort and Net Energy Analysis», *Science*, 211: 576-579.
- Hall, C. A. S. y Day, J. W. (2009). «Revisiting the Limits to Growth after Peak Oil». *Am. Sci.*, 97: 230-237.
- Hall, C. A. S., Balogh, S. y Murphy, D. J. (2009). «What is the Minimum EROI That a Sustainable Society Must Have?», *Energies*, 2: 25-47.
- Harper, F. (2004). «Peak oil -a geologist's view», <<http://www.aspo-australia.org.au/PPT/HarperBP.ppt#262,1,OilPeak-AGeologist'sView>>.
- Harper, F. (2005). «The Future of Global Hydrocarbon Exploration». Presentation at APPEX meeting (marzo 2005), <<http://energy.ihc.com/NR/rdonlyres/OED41670-ADE5-4F5B-868D-91BFC49030E9/0/harper.pdf>>.
- Heinberg, R. (2009). «Searching for a miracle "Net energy" limits & the fate of industrial society». Joint project of the International Forum on Globalization and the Post Carbon Institute. *False Solution Series* (4 septiembre 2009), 75 pp.
- Hirsch, R. L., Bezdek, R. y Wendling, R. (2005). «Peaking of world oil production: impacts, mitigation, & risk management». 91. US Department of Energy, National Energy Technologies Laboratory.
- Hofmeister, J. (2008). «Statement before the House Select Committee on Energy Independence and Global Warming», Washington, D.C., USA (1 abril 2008).
- Houseknecht, D. W., Klett, T. R., Moore, T. R. Pitman, J. K., Schenk, C. J., Schuenemeyer, J. H., Sørensen, K., Tennyson, M. E., Valin, Z. C. y Wandrey, C. J. (2009). «Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Arctic», *Science*, 34: 1175-1179 (29 mayo 2009).
- Hubbert, M. K. (1956). «Nuclear energy and the fossil fuels». Meeting of the Southern District, Division of Production, American Petroleum Institute. Shell Development Company: San Antonio, Texas.
- Hubbert, M. K. (1962). «Energy Resources: A Report to the Committee on Natural Resources of the National Academy of Sciences-National Research Council», Estados Unidos, 153 pp.
- Hubbert, M. K. (1982). «Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas»; «Proceedings of the symposium: oil and gas supply modeling». Washington D. C., Estados Unidos, 631: 16-141 (18-20 junio).
- ICAEN (Institut Català d'Energia) (2009). «Dades de l'energia. Canvis de tendència en el balanç energètic català». *Cultura Energètica*, 171: 16-20 (juliol 2009).
- IEA (International Energy Agency) (2005). «Resources to reserves. Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future». OECD, París, 130 pp.
- IEA (International Energy Agency) (2007). «World Energy Outlook 2007». OECD, París, 663 pp.

- IEA (International Energy Agency) (2008a). «World Energy Outlook 2008», OECD, París, 569 pp.
- IEA (International Energy Agency) (2008b). «Medium Term Oil Market Report June 2008», OECD, París, 97 pp.
- IEA (International Energy Agency) (2009a). «Key World Energy Statistics», 2009, OECD, París, 78 pp.
- IEA (International Energy Agency) (2009b). «Energy Policies of IEA Countries, Spain, 2009 Review». OECD, París, 156 pp.
- IEA (International Energy Agency) (2009c). «IEA Response System for oil supply emergencies», OECD, París, 20 pp.
- IEA (International Energy Agency) (2009d). «Medium Term Oil Market Report» OECD, París, 126 pp. (junio 2009).
- IEA (International Energy Agency) (2009e). «World Energy Outlook 2009», OECD, París, 691 pp.
- IHS (2006). «Petroleum Exploration and Production Statistics (PEPS)», IHS Energy, Génova y Londres.
- IHS CERA (2009). «Oil Demand from Developed Countries Has Peaked», News Release, 3 pp. (13 octubre 2009).
- Jackson, P.M. (2009). «The Future of Global Oil Supply. Understanding the Building Blocks». Special Report. IHS CERA, 13 pp. (noviembre 2009).
- Kaufmann, R. K. y Shiers, L. D. (2008). «Alternatives to conventional crude oil: When, how quickly, and market driven?», *Ecological Economics*, 67 (3): 405-411.
- Kerr, R. A. (2007). «Even Oil Optimists Expect Energy Demand to Outstrip Supply», *Science*, 317: 437 (17 julio 2007).
- Kerr, R. A. (2009). «Splitting the difference between oil pessimists and optimists», *Science*, 326: 1048 (20 noviembre 2009).
- Kerr, R. A. y Service, R. F. (2005). «What can replace cheap oil-and when?», *Science*, 309: 101 (1 julio 2005).
- Klett, T. R. (2004). «Justification for Proposing a Study of Large Petroleum Fields», UNECE Ad Hoc Group of Experts on Supply of Fossil Fuels (1 noviembre 2004), <http://www.unece.org/ie/se/pdfs/adclass/Klett_LargeFields.pdf>
- Koppelaar, R. (2005). «World oil production & peaking outlook». Peak Oil Netherlands Foundation, 77 pp.
- Koppelaar, R. (2009). «Oilwatch Monthly» - ASPO Netherlands, 33 pp. (octubre 2009).
- Kubiszewski, I. y Cleveland, C. J. (dir.), Endres, P. K. (col.) y Saundry, P. (ed.) (2008). «Energy return on investment (EROI) for wind energy». En: *Encyclopedia of Earth*. (Washington, D. C.: Environmental Information Coalition, National Council for Science and the Environment), <[http://www.eoearth.org/article/Energy_return_on_investment_\(EROI\)_for_wind_energy\(word_doc\)](http://www.eoearth.org/article/Energy_return_on_investment_(EROI)_for_wind_energy(word_doc))>.
- Longwell, H. J. (2002). «The future of the oil and gas industry, past approaches, new challenges», *World Energy*, <<http://www.aspo-australia.org.au/References/Exxon-WE-Longwell-dec-02.pdf>>.
- Maugeri, L. (2009). «Squeezing more oil from the ground». *Scientific American*, pp. 56-63 (octubre 2009).
- McKelvey, V. E. (1972). «Mineral resource estimates and public policy», *American Scientist*, 60: 32-40.
- MITYC (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) (2009). «La energía en España, 2008». Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría de Estado de Energía, División de Información, Documentación y Publicaciones, Centro de Publicaciones, Madrid, 326 pp.
- Mosconi, J. J. (2008). «The Energy Outlook in 2030 According to Total», *Energy & Environment Press Seminar* (2 junio 2008).
- NPC (National Petroleum Council) (2007). *Facing the Hard Truths about Energy*, Washington, 380 pp.
- Mushalik, M. (2009). «World Oil Exports; US Oil Imports; and a Few Thoughts on Canada», *The Oil Drum* (13 agosto 2009), <<http://www.theoil Drum.com/node/5666>>.
- Oil and Gas Journal, (2008a). «Worldwide look at reserves and production» (22 diciembre 2008).
- OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) (2009). «World Oil Outlook» 2009. OPEC Secretariat, Viena, 296 pp.
- Reynolds, D. B. (1999). «The mineral economy: how prices and costs can falsely signal decreasing scarcity». *Ecological Economics*, 31 (1): 155-166.
- Robertson, P. J. (2008). «Statement before the House Select Committee on Energy Independence and Global Warming», Washington, D. C., USA (1 abril 2008).
- Rudolph, K. (2007). *AAPG Explorer*, p. 23 (marzo 2007).

- Salameh, M. G., (2004). «How realistic are Opec's proven oil reserves?», *Petroleum Review*, pp. 26-29 (agosto 2004).
- Salvador, A. (2005). «Energy: A Historical Perspective and 21st Century Forecast». AAPG Studies 54, American Association of Petroleum Geologists.
- Sankey, P., Micheloto, S. y Clark, D. T. (2009). «The peak oil market. Price dynamics and the end of the oil age», Deutsche Bank. Global Markets Research, 66 pp. (4 octubre 2009).
- Schulte, W. (2005). «Challenges and Strategy for Increased Oil Recovery», International Petroleum Technology Conference, Artículo IPTC 10146, Doha, Qatar (21-23 noviembre 2005).
- Simmons, M. R., (2005). «Twilight in the desert: The coming Saudi oil shock and the world economy». Hoboken, N. J.: John Wiley & Sons Inc.
- Skrebowski, C. (2007). «New capacity fails to boost 2006 production - Delays or depletion?», *Petroleum Review*, pp. 40-42 (febrero 2007).
- Sorrell, S. y Speirs, J. (2009). «UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion». Technical Report 5: Methods of estimating ultimately recoverable resources, 219 pp.
- SPE (Society of Petroleum Engineers) (2007). «Petroleum Resources Management System», Society Engineers, American Association of Petroleum Geologists, Council, and Society Petroleum Evaluation Engineers.
- UKERC (UK Energy Research Centre) (2009). «Global Oil Depletion. An assessment of the evidence for a near-term peak in global oil production», Technical Report 7, Londres, 228 pp.
- UN (United Nations) (2004). «UN Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources», United Nations, Nueva York.
- USGS (United States Geological Survey) (2000). «World Petroleum Assessment 2000», Washington.
- USGS (United States Geological Survey) (2008). «Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle». USGS Fact Sheet 2008-3049 2008, 4pp.
- WEC (World Energy Council) (2007). «2007 Survey of Energy Resources», WEC, Londres, <http://www.worldenergy.org/documents/ser2007_final_online_version_1.pdf>.
- Wells, P. R. A. (2005). «Oil supply challenges—1: The non-OPEC decline», *Oil and Gas Journal*, pp. 20-28 (21 febrero 2005) .
- Wicks, M. (2009). *Energy Security: «A national challenge in a changing world»*, Londres, 130 pp.
- Wood, J. H., Long, G. R. y Morehouse, D. F. (2004). «Long-Term World Oil Supply Scenarios», Energy Information Administration, 7 pp.
- World Oil, (2009). «Estimated proven world reserves, 2008 versus 2007», p.53 (septiembre 2009).
- WWF (2008). «Unconventional oil. Scraping the bottom of the barrel?», WWF-UK, 52 pp.
- WWF (2009). «Carbon capture and storage in the Alberta oil sands—a dangerous myth.» WWF-UK, 56 pp.

RESUMEN

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 cuándo se alcanzará el cenit de la producción de crudo convencional, aunque cada vez hay más consenso sobre que dicho cenit constituye un riesgo real que podría concretarse en el presente decenio. El panorama es inquietante. Una vez superada la actual coyuntura de crisis económica, el delicado equilibrio entre oferta y demanda, junto con el creciente riesgo de interrupciones del suministro, podría acentuar la 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 más concentrados en Oriente Medio, requerirá enormes inversiones en exploración y producción, el acceso a áreas cada vez más remotas y la perforación a mayores profundidades. Todo ello nos acercará inexorablemente al fin de la era del petróleo abundante y barato, con su consiguiente repercusión negativa sobre la economía. Una nueva situación que requerirá una reestructuración en profundidad del sistema energético global y muy particularmente del sector del transporte. La búsqueda de fuentes energéticas alternativas al petróleo es uno de los grandes retos que la humanidad tiene hoy en día planteados.

SUMMARY

The future of global oil supply is fraught with challenges and uncertainties. There is no agreement on the availability of resources and reserves, nor on the exact date when the peak of conventional oil production will be reached, although there is a growing consensus that the peak is a real risk that could materialize during the present decade. The picture is disturbing. Once the current period of economic crisis is over, the delicate balance between supply and demand, along with the growing risk of supply disruptions, could increase the tendency to volatility in financial markets, foster the geopolitical game and exacerbate tensions between the major consumers. Ensure those supplies, more and more concentrated in the Middle East, will require huge investments in exploration and production, access to increasingly remote areas and drilling at greater depths. This will bring us inexorably to the end of the era of cheap and abundant oil, with its consequent negative impact on the economy. A new situation that will require a thorough restructuring of the global energy system, particularly in the transportation sector. Finding alternative energy sources to oil is one of the greatest challenges that humanity faces today.

DISCURSO DE RESPUESTA POR EL ACADÉMICO NUMERARIO

Excmo. Sr. Salvador Reguant i Serra

Estimados colegas académicos, señoras y señores:

Es para mi una gran satisfacción poder responder al discurso de ingreso del buen amigo y excelente científico, el doctor Mariano Marzo Carpio.

Mariano Marzo, nacido en 1951, es catedrático de Estratigrafía de la Universidad de Barcelona desde el año 1989. Alumno brillante, se licenció en 1973 y se doctoró en 1980 con una tesis que fue muy comentada y apreciada. Hace tiempo que coincidimos en el mismo Departamento de Estratigrafía de la Universidad de Barcelona (hoy, Departamento de Estratigrafía, Paleontología y Geociencias marinas), donde estudió y se formó, y actualmente es uno de los geólogos más conocidos dentro y fuera del ámbito universitario a nivel nacional e internacional.

Como es sabido, la estratigrafía o ciencia de los estratos tiene dos vertientes: por un lado, la interpretación de la historia de la Tierra y de la vida, y por otro, el estudio de los materiales sedimentarios. Estos materiales contienen recursos geológicos importantes, entre los que destacan los llamados recursos energéticos -el carbón, el petróleo, el gas natural y el uranio-, que hoy en día, por circunstancias históricas, valoramos de una manera especial, si bien también resultan interesantes otros depósitos minerales y pétreos.

Mariano Marzo ha sido y sigue siendo profesor de este ámbito geológico. En concreto, enseñó Geología del Petróleo varios años, del curso 1991-1992 al 1995-96, para posteriormente hacerse cargo de la docencia de la asignatura de Recursos Energéticos desde su instauración en el curso 1994-1995 hasta la actualidad. También le ha sido encomendada la asignatura fundamental del Departamento, Estratigrafía, tanto en la licenciatura de Geología como en la de Ingeniería Geológica.

Estas obligaciones académicas han llevado al doctor Marzo a centrarse en el campo de la exploración de productos geológicos de importancia capital, como es el caso del petróleo. Muchos de los proyectos de investigación financiados a los que ha dedicado una atención especial han sido subvencionados por compañías e instituciones petroleras. Esta relación, iniciada en los años ochenta del siglo pasado, se intensificaron de forma notoria a partir de la década de los noventa. Entre estas compañías podemos citar a Cepsa, ConocoPhillips, Enagas, ExxonMobil, Hess, Norsk Hydro, Repsol, Shell, Statoil y Total

Como resultado de la estrecha colaboración con estas compañías, ha sido invitado a impartir conferencias para muchas de ellas, tanto en España, como en varios lugares de América (Estados Unidos, Bolivia, Argentina ...) y de Europa, muy particularmente en Noruega, ya que tanto él mismo, como algunos de sus discípulos han estado muy ligados a las compañías Norsk Hydro y Statoil.

Es miembro de los grupos de investigación de la American Association of Petroleum Geologists y de la European Association of Geoscientists and Engineers y ha mantenido una relación importante con el Institut Français du Pétrole

Por estos motivos, como resulta inevitable, ha ejercido una intensa labor de arbitraje científica en muchas revistas de ámbito internacional y ha formado parte del consejo de redacción de algunas de ellas. En concreto, cabe citar tres de gran prestigio internacional como *Geology*, *Basin Research* y *Sedimentology*.

Su labor investigadora le ha llevado a elaborar una gran cantidad de publicaciones, tanto solo como en compañía de otros científicos. De forma resumida, podemos decir que ha participado en ocho libros, muchos de ellos publicados con ocasión de la celebración de congresos internacionales. En el apartado de capítulos de libro dedicados a temas de su especialidad, podemos contabilizar veintisiete desde 1975, de los cuales los de los últimos años versan sobre petróleo y recursos energéticos. Los artículos publicados en revistas científicas suman cuarenta y ocho y los mapas geológicos y sus memorias, seis. También ha intervenido como colaborador o director en la edición de quince libros.

Como ya ha mencionado, la estratigrafía, disciplina en la que sobresale el doctor Marzo, no solo permite descifrar los secretos del sucesivo depósito de rocas a lo largo del tiempo geológico, sino que también ofrece una vertiente práctica, ya que los materiales que integran las sucesiones estratigráficas son muy importantes para la vida humana, al contener el agua de los acuíferos, suministrar la mayor parte de las rocas de construcción y proporcionarnos ciertos minerales de utilidad manifiesta, como el petróleo al que aquí se ha hecho referencia.

En este ámbito, y teniendo en cuenta el eco que desde hace unos años tiene todo lo concerniente a la crisis del petróleo y de los recursos geológicos, el doctor Marzo se ha mostrado particularmente atento a la información disponible en cada momento y no ha du-

dado en colaborar con los medios para dar a conocer, con seriedad y garantía científicas, dónde estamos y hacia dónde vamos o podemos ir, evitando los discursos propagandísticos y sensacionalistas. Los artículos que ha escrito en diarios como La Vanguardia, El País y El Periódico, entre otros, son frecuentes desde el año 2000. El número de colaboraciones en la prensa es extraordinario (hasta hace poco ya contabilizaban ciento cincuenta y tres).

He querido enfatizar estos aspectos en esta mi breve intervención de agradecimiento y respuesta al interesante texto presentado por el doctor Marzo con ocasión de su entrada en la Reial Acadèmia de Ciències i Arts de Barcelona. Pienso sinceramente que es bueno

que todos los académicos, tanto si tienen interés intelectual por los grandes temas del conocimiento geológico del planeta como si no, se hagan cargo de lo que puede significar para esta institución tener como miembro una figura de relieve internacional en un tema que día tras día se revela como un gran quebradero de cabeza para todos los seres humanos, muy en particular, para los que vivimos en los países desarrollados.

Desde esta perspectiva, felicito al doctor Marzo por haber aceptado formar parte de nuestra institución.

Muchas gracias.

