

Mariano Marzo (\*)

### **RESUMEN**

*Las estimaciones de reservas y recursos de petróleo y gas presentan un notable grado de incertidumbre. A nivel mundial, las cifras más ampliamente difundidas se obtienen utilizando las directrices propuestas por el denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRM) que clasifica los recursos y reservas de acuerdo con el nivel de certidumbre sobre los volúmenes recuperables y la probabilidad de que estos puedan ser explotados de forma rentable. El desafío que el mundo tiene planteado para satisfacer su creciente demanda de petróleo y gas, no radica en los recursos del subsuelo sino en los de superficie, es decir en vencer una serie de obstáculos técnicos, económicos, medioambientales y políticos, que dificultan la conversión de los recursos y reservas en flujos de producción listos para el consumo.*

### **ABSTRACT**

*Estimates of oil and gas reserves and resources are notoriously uncertain. On a worldwide scale, the most widely published figures are derived from the guidelines due to the "Sistema de Gestión de Recursos Petroleros" (PRM) (Oil Resources Management System), which classifies reserves and resources according to the degree of certainty regarding the recoverable amount and the probability that these can be exploited profitably. The challenge the world faces in order to satisfy its increasing demand of oil and gas is not related to the underground resources but to those found on the surface; that is, it amounts to overcoming several technical, economical, environmental and political hindrances which make it difficult to turn the reserves and resources into production flows ready to be consumed.*

**Palabras clave:** *reservas, recursos, petróleo convencional, petróleo no convencional, gas natural convencional, gas natural no convencional, recursos del subsuelo vs recursos de superficie.*

**Keywords:** *reserves, resources, conventional oil, non-conventional oil, conventional natural gas, non-conventional natural gas, underground resources vs surface resources.*

### **DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS**

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

Para solucionar esta problemática se ha intentado lograr un enfoque internacional armonizado. La Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros para la Evaluación del Petróleo, publicaron conjuntamente en 2007 una serie de directrices sobre la definición y clasificación de recursos, denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRM). Este sistema es compatible con la Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Mi-

nerales de Naciones Unidas (UNFC), desarrollado en 2004 por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa. El PRM clasifica los recursos y reservas de acuerdo con el nivel de certidumbre sobre los volúmenes recuperables y la probabilidad de que estos puedan ser explotados de forma rentable.

En los sistemas PMR y UNFC se denominan "reservas probadas (o reservas 1P) a aquellos hidrocarburos acumulados en yacimientos cuya existencia ha sido certificada tras una campaña prospectiva coronada por un descubrimiento y para los cuales existe un 90% de probabilidad de que puedan ser extraídos de manera rentable (asumiendo una serie de hipótesis acerca de costes, geología, tecnología, comerciabilidad y precios futuros). Las "reservas probadas y probables" (o reservas 2P) incluyen volúmenes adicionales existentes en acumulaciones puestas de manifiesto tras un descubrimiento y que se espera resulten comerciales, aunque la probabilidad de que puedan ser extraídos de forma rentable es tan solo de un 50%. Las "reservas posibles" (o reservas 3P) suman a las reservas 2P aquellos volúmenes evidenciados por un descubrimiento pero cuya probabili-

(\*) Catedrático de Estratigrafía. Facultad de Geología, Universidad De Barcelona

dad de ser extraídos de forma rentables es de un 10%. Las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo, en la medida que los supuestos de partida para su cálculo se modifiquen o se disponga de nueva información.

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

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

## **RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO CONVENCIONAL**

### **Fiabilidad de las estimaciones**

Una cuestión importante es que si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos, la manera en que estos se miden en la práctica, todavía difiere ampliamente según el país y la jurisdicción. No hay un nivel de referencia o normativa legal acordados internacionalmente sobre que pruebas se necesitan para demostrar la existencia de un descubrimiento, ni sobre las hipótesis que deberán utilizarse para determinar si el petróleo descubierto puede ser extraído de forma rentable. Esta situación refleja, en parte, el hecho de que existen diferentes sistemas y diseños para la elaboración de informes según el propósito de estos. Por ejemplo, las normas para la presentación de informes financieros, como las exigidas por la SEC, suelen ser las más estrictas y en consecuencia las estimaciones de reservas resultantes suelen ser las más bajas. Además, el grado de exigencia existente sobre las empresas para que estas divulguen la información sobre sus recursos y reservas es muy variable. Las auditorías sobre reservas y la publicación de los resultados no constituyen una práctica universal. Muchas compañías petroleras, especialmente las petroleras internacionales de capital privado, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen.

Un caso concreto que ilustra la situación es el de las sospechas existentes sobre la fiabilidad de un brusco incremento de reservas anunciado hace unas décadas por los países de Oriente Medio. Dichas reservas pasaron de 400.000 millones de barriles a principios de los ochenta, a 700.000 millones en 1989, alcanzando los 764.000 millones a finales del 2004. Durante la segunda mitad de la década de los ochenta, tanto Arabia Saudita como Kuwait incrementaron sus reservas en un 50% y algo similar hicieron la Unión de Emiratos Árabes e Irak. Como resultado, las reservas totales de Oriente Medio pasaron de 398.000 millones de barriles en 1985, a 663.000 millones en la década de los noventa, de forma que las reservas probadas mundiales experimentaron un brusco aumento de más del 40%. Es posible que la citada revisión al alza refleje estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP y también, quizás, el cambio de propiedad de las reservas, que al pasar a manos estatales se libraron de la estricta normativa que la SEC impone a las petroleras internacionales a la hora de contabilizar reservas. En cualquier caso, la opacidad que envuelve la cuestión de las reservas en los países de Oriente Medio es preocupante y resulta sorprendente constatar como durante la década de los noventa las reservas totales de muchos países permanecieron sin cambios. Por ejemplo, desde 1991 a 2002, las reservas oficiales de Kuwait se mantuvieron inalteradas en 96.500 millones de barriles a pesar de que durante el periodo considerado se habían extraído más 8.000 millones de barriles y no se habían realizado descubrimientos importantes. El caso de Arabia Saudita es aún más chocante: a pesar de la cantidad extraída y de la ausencia de grandes descubrimientos, en los últimos 15 años la cifra de reservas probadas tan solo ha sufrido una pequeña oscilación del 2%, entre 258.000 y 262.000 millones de barriles.

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

### **Reservas probadas**

Diversas organizaciones compilan y publican datos sobre reservas de petróleo, utilizando datos provenientes de fuentes gubernamentales y de empresas petroleras. Una de las estimaciones más citadas a propósito de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial es la de la petrolera BP (BP Statistical Review of World Energy, 2008) que estima que a finales de 2007 dichas reservas totalizaban



Fig. 1. Cerro Chiflón, Valle Superior del Río Magdalena, Colombia. Afloramiento del conglomerado Eoceno de la Formación Chicoral. Pozo Cerro Chiflón 1 (Hocol).

1,2379 billones de barriles<sup>1</sup>. Otros analistas, como Campbell y Laherrère (1998), se muestran más pesimistas y sitúan las reservas probadas mundiales en 850.000 millones de barriles. Estos autores eliminan de sus estimaciones el aumento de reservas efectuado por los países de Oriente Medio al que nos hemos referido en el apartado anterior.

Según el informe de BP citado, 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, muy especialmente los de Oriente Medio, que tal y como se ha comentado en el apartado anterior efectuaron importantes e injustificadas revisiones al alza a finales de la década de los ochenta. Con posterioridad, desde 1990, globalmente, a pesar del crecimiento del consumo, las reservas probadas por explotar tan solo han aumentado modestamente, aunque de manera constante.

Sobre la base de los niveles actuales de producción, la relación entre reservas probadas y producción (R/P) a nivel mundial, se sitúa en el rango de 40 a 45 años, dependiendo de la fuente. Esta relación ha cambiado poco en los últimos años<sup>2</sup>.

Según la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, 2008), una parte cada vez más importante de la adición de reservas probadas no proviene de nuevos descubrimientos, sino de revisiones de los cálculos sobre las reservas existentes en los yacimientos que en la actualidad se encuentran en producción o en fase de evaluación. En los últimos años, el volumen de petróleo aportado por nuevos descubrimientos ha caído muy por debajo del producido. El volumen procedente de nuevos descubrimientos ha disminuido 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. El número

de descubrimientos llegó a su punto máximo en los ochenta, pero disminuyó abruptamente en los noventa. La caída en el número de nuevos descubrimientos y en el volumen de petróleo aportado por estos ha sido más aguda en Oriente Medio y la antigua Unión Soviética. Por el contrario los descubrimientos han aumentado en África, América Latina y Asia. La caída de los descubrimientos en todo el mundo refleja en gran medida una disminución de la actividad exploratoria en las regiones con mayores reservas (a las que las empresas internacionales tienen un acceso muy limitado), así como el menor tamaño medio de los campos hallados.

Los efectos negativos de estos factores han superado el efecto positivo derivado de una mejora en el porcentaje de éxito de las perforaciones, que ha aumentado 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.

La tendencia a la baja en el volumen de petróleo encontrado se ha moderado ligeramente en la actual década, de manera que el volumen promedio anual hallado desde el 2000 ha superado la tasa de la década de los noventa. Este hecho refleja una mayor actividad de exploración impulsada por unos precios del barril relativamente altos. En cualquier caso, desde el año 2000, los nuevos descubrimientos promedian 16.400 millones de barriles por año y la producción acumulada durante el mismo periodo excede en 400.000 millones de barriles el volumen acumulado aportado por los nuevos descubrimientos.

### Recursos recuperables finales

Las estimaciones de reservas dan una idea de cuánto petróleo podría desarrollarse y extraerse a corto y medio plazo. El volumen total de petróleo que en última instancia podrá ser producido de manera comercialmente rentable se conoce con el nombre de recursos recuperables finales. Esta categoría incluye:

- Las reservas probadas y probables iniciales de campos que se encuentran en fase de producción (en cuyo caso hay contabilizar el petróleo ya producido) o a la espera de su desarrollo.
- El volumen correspondiente al crecimiento de las reservas (ver el siguiente apartado).
- Los hidrocarburos que todavía quedan por descubrir.

Cuanto más amplia sea la base de recursos, más probabilidad existe para que un mayor volumen de petróleo acabe alcanzando la categoría de reservas probadas, aplazando el cenit de la producción global y aumentando el volumen final extraído.

Sobre una base de datos de 1995, el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) llevó a cabo una primera evaluación de los recursos con-

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

(2) Para un listado detallado de la relación reservas/producción (R/P) de petróleo por países y regiones, véase: BP (2008), página 5, (<http://www.bp.com>).

vencionales de petróleo y gas del mundo, que fue publicada en el año 2000 (United States Geological Survey, 2000). Desde dicha fecha el USGS ha reevaluado algunas cuencas y evaluado por primera vez otras nuevas. Utilizando el valor medio de las estimaciones del USGS, la Agencia Internacional de la Energía estima que los recursos recuperables finales de petróleo convencional y líquidos del gas natural ascienden a algo menos de 3,6 billones de barriles. De éstos, 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 recursos recuperables. Además del valor medio mencionado anteriormente, el USGS ofrece cifras alternativas sobre la base de probabilidades diferentes, que van de los 2,4 billones de barriles (con un 90% de probabilidad de que esta cifra sea el mínimo disponible) a 4,5 billones de barriles (con un de 5% probabilidad).

La cifra de 3,6 billones mencionada arriba supera en más de 1,2 billones de barriles al promedio de sesenta cinco estimaciones realizadas desde 1942, lo que evidencia que muchos otros analistas se muestran más pesimistas. La mayoría de estos calculan la cantidad final de petróleo recuperable del planeta en una cifra inferior a 2,4 billones de barriles. Dentro de este último grupo, Campbell y Laherrère (1998) 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. Estos autores sitúan las reservas probadas mundiales en 850.000 millones de barriles y asumen que 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, una cifra cercana a los 900.000 extraídos hasta finales del 2003.

Estas discrepancias 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, cuya evaluación es altamente especulativa.

### **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 evaluado, desarrollado y explotado. Este crecimiento, que como se ha explicado en el apartado anterior se espera sea uno de los principales contribuyentes a las adiciones de reservas en las próximas décadas, depende de tres factores:

- Factores geológicos: incluyen la identificación de reservas adicionales mediante nuevos estudios de sísmica y la perforación de más pozos de evaluación, así como el reconocimiento de rocas almacén previamente ignoradas.
- Factores 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.
- Factores definitorios: se refieren a cambios económicos, logísticos, políticos, normativos y fiscales que puedan suceder en el entorno operativo.

En cualquier yacimiento, el crecimiento de las reservas tiene lugar de forma automática si se incrementa el factor de recuperación. Este se define como el total de reservas recuperables (incluido el petróleo o el gas ya producido) expresado como un porcentaje del total de los hidrocarburos contenidos en la roca almacén. Como las estimaciones sobre el volumen total de hidrocarburos contenidos 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. A escala global, el factor de recuperación promedio se sitúa actualmente alrededor del 34,5%. Obviamente, con este porcentaje tan bajo, cualquier mejora del factor de recuperación podría tener un gran impacto sobre las reservas recuperables. 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 oil recovery" (EOR). Estas buscan alterar las propiedades del petróleo, mejorando su desplaza-



*Fig. 2. Aspecto de una bomba de producción. Valle Superior del Río Magdalena, Campo La Hocha (Hocol).*



Fig. 3. Presentación de los nuevos yacimientos petrolíferos en la plataforma atlántica de Brasil a cargo del presidente de la compañía PETROBRAS en el último congreso brasileño de geología.

miento desde la roca almacén que lo contiene a la cabeza del pozo. En la actualidad, las técnicas EOR representan tan sólo alrededor del 3% de la producción mundial de petróleo. Merece la pena destacar que una de estas técnicas consiste en la inyección de CO<sub>2</sub> lo que supone una interesante forma de combatir el cambio climático al mismo tiempo que se mejora la producción de los yacimientos de petróleo.

## RECURSOS DE PETRÓLEO NO CONVENCIONALES

Una 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, los petróleos extra-pesados, los esquistos o pizarras<sup>3</sup> bituminosas (“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, presentan un mayor impacto medioambiental (tanto desde el punto de vista de la contaminación e impacto paisajístico, como desde el de la utilización de recursos hídricos) y además su explotación implica un balance energético (relación entre la energía utilizada para su obtención y la energía suministrada) considerablemente menor que el de los petróleos convencionales.

### Petróleos extra-pesados y arenas petrolíferas

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 como los recursos 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 petrolíferas y petróleo extra-pesado se concentran principalmente en Canadá (la mayoría en la provincia de Alberta) y Venezuela (en la Faja del Orinoco). Asumiendo un factor de recuperación potencial del 20%, estos dos países tendrían más recursos recuperables que todas las reservas convencionales de Oriente Medio. Hoy en día, solo las reservas probadas de Alberta ascienden a 174.000 millones de barriles (de asfalto crudo) y sus recursos recuperables finales económicamente viables contabilizan 315.000 millones de barriles.

Existen varias tecnologías para extraer el asfalto de las arenas petrolíferas. Cuando dichas arenas 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 que se describen a continuación.

Cuando las arenas petrolíferas 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 o 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, en la Faja del Orinoco, utilizando la tecnología actual, el volumen de petróleo extra-pesado que puede ser recuperado de un total estimado de 1,7 billones de barriles es inferior a los 250.000 millones de barriles.

Sin embargo, resulta factible alcanzar factores de recuperación muchos mayores -de hasta el doble de los obtenidos mediante las técnicas de producción convencional- utilizando técnicas de reducción de la viscosidad in situ. Estas técnicas, utilizadas 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

(3) Mas que de esquistos o pizarras (que son rocas metamórficas) habría que hablar de lutitas compactadas y laminadas.

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%-70%, un porcentaje significativamente mayor al 20-35% obtenido mediante la tecnología CSS. La proporción vapor de agua inyectado-petróleo obtenido es del orden de 2-3 en el caso de la técnica SAGD y de 3-5 para la técnica CSS, por lo que la primera, además de ser más efectiva, requiere menos cantidad de agua.

### Esquistos o pizarras bituminosas

Se trata de rocas sedimentarias, básicamente lutitas muy compactadas y laminadas (ver nota a pie de página en el apartado 3), 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 record 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 sólo 16.000 toneladas, con más del 70% de la misma procedente de Estonia. En el horizonte del 2030, no se prevé que los esquistos bituminosos puedan significar una aportación importante al suministro mundial de petróleo, al menos que se produzca un importante salto tecnológico.

Si bien los recursos de petróleo in situ podrían alcanzar los 2,5-3 billones de barriles, las estimaciones sobre las reservas recuperables de los esquistos bituminosos varían considerablemente según las fuentes. La Agencia Internacional de la Energía 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, a través de 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 CO<sub>2</sub> generadas oscilan entre 0,18 a



Fig. 4. Cuenca de Marañón, Perú, Bloque 39. Pozo Raya 1 (Repsol).

0,25 toneladas por barril de petróleo producido. Sin tener en cuenta los derechos de emisión de carbono, los costes de producción oscilan en la actualidad entre los 50 y los 120 dólares por barril.

### 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 utilizado 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 el 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. Estas son: la planta de Sasol en Mossel (Sudáfrica), la planta de Shell en Bintulu (Malasia) y la planta de Oryx (una empresa conjunta entre Qatar



Fig. 5. Plataforma petrolífera en construcción.

Petroleum y Sasol) en Qatar. A estas tres se le sumaran en breve (a finales de la presente década y a 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 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 a volúmenes más pequeños de nafta.

Las perspectivas a largo plazo para el GTL dependen de manera crítica de los costes. Desde 1950 hasta principios de la actual década, estos habían disminuido drásticamente por 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 oscila entre 40 y 90 dólares, dependiendo del precio del gas. Por otra parte, las plantas de GTL generan entre 0,2 y 0,25 toneladas de CO<sub>2</sub> por barril de líquido producido. Esto quiere decir que si se aplicara una penalización de 50 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida los costes de producción del

barril de combustible líquido aumentarían entre 10 y 12,5 dólares.

#### **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 jugar un pequeño pero creciente papel para cubrir las necesidades que el mundo tiene planteadas en materia de combustibles. La Agencia Internacional de la Energía 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.

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, oscila 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 CO<sub>2</sub>. Cada barril de petróleo producido da lugar a 0,5- 0,7 toneladas de CO<sub>2</sub>. En consecuencia, una planta de 50.000 barriles diarios genera un promedio de 11 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Sobre esta base, una penalización de 50 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> 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 almacénamientos subterráneos de CO<sub>2</sub>, 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 a 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.

## RECURSOS Y RESERVAS CONVENCIONALES DE GAS NATURAL

### Reservas probadas

Los recursos globales de gas natural que pueden ser extraídos de forma económicamente provechosa son de una magnitud similar (en términos de energía equivalente) a los de petróleo. Según la petrolera BP (BP Statistical Review of World Energy, 2008), a finales de 2007 las reservas probadas totalizaban 177 billones de metros cúbicos (Bcm)<sup>4</sup>. Al ritmo actual de producción, estas reservas equivaldrían a unos 60 años de consumo<sup>5</sup>. Los países de la OPEP acaparan casi el 50% de las reservas, mientras que los de la OCDE apenas llegan al 10%. Las reservas probadas que restan por extraer se han multiplicado por más de dos desde 1980<sup>6</sup>, siendo Oriente Medio la región que ha experimentado un mayor crecimiento.

Las reservas de gas natural, como las de petróleo están distribuidas de forma desigual en el mundo, concentrándose de manera particular en un pequeño número de países y yacimientos. Tres países –Rusia, Irán y Qatar– acumulan el 56% de las reservas probadas por explotar del mundo, y

tan solo 25 campos de gas contienen el 48% de las mismas. Oriente Medio totaliza, en conjunto, el 41% de las mencionadas reservas y Rusia el 25%. Los porcentajes de producción global por regiones difieren considerablemente de los correspondientes a las reservas. Por ejemplo, Oriente Medio, con el 46% de las reservas, tan solo aporta el 11% de la producción mundial, mientras que América del Norte, con el 4,5% de las reservas mundiales, contabiliza el 26% de la producción. Esencialmente, estas disparidades reflejan la mayor o menor proximidad geográfica de las reservas a los mercados y las diferencias existentes en el clima de inversión.

En los últimos años, como sucedía en el caso del petróleo, la mayor parte del aumento de las reservas probadas de gas natural proviene de la revisión al alza de las estimaciones iniciales efectuadas en yacimientos que llevan años en explotación o que han sido objeto de trabajos de desarrollo y reevaluación. En cualquier caso, según la Agencia Internacional de la Energía, los volúmenes aportados por los nuevos descubrimientos es todavía grande y, a diferencia del caso del petróleo (ver apartado 2.2), aunque el tamaño de los yacimientos de gas descubiertos ha declinado en las últimas décadas, el volumen de gas encontrado durante el periodo 2000-2006 todavía supera al producido

Debe destacarse que más del 40% de las reservas mundiales de gas (y el 60% de las de Oriente Medio) pueden catalogarse como “sour” o agrias, lo que significa que presentan un elevado<sup>7</sup> contenido en sulfuro de hidrógeno (SH<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), lo que supone un importante desafío técnico y económico, tanto desde el punto de vista de la perforación y producción, como desde el punto de vista medioambiental.

### Recursos recuperables finales

Las estimaciones de recursos recuperables finales convencionales –calculadas sumando la producción acumulada hasta la fecha, las reservas probadas y probables por explotar, el crecimiento de las reservas y los recursos todavía por descubrir– varían según las fuentes. El Servicio Geológico de los Estados Unidos (United States Geological Survey, 2000), propone la cifra de 436 billones de metros cúbicos en su escenario de valor medio o con una probabilidad del 50%. Tras aplicar a dicha evaluación diversos ajustes correspondientes a la producción acumulada y a los cambios en las cifras de reservas acaecidos desde el 2000, la Agencia Internacional de la Energía considera que a finales de 2007 los recursos que quedan por explotar –que

(4) Para un listado detallado de las reservas probadas de gas natural por países y regiones, véase: BP Statistical Review of World Energy (2008), páginas 22-23, (<http://www.bp.com>).

(5) Para un listado detallado de la relación reservas/producción (R/P) de gas natural por países y regiones, véase: BP Statistical Review of World Energy (2008), páginas 22 y 26, (<http://www.bp.com>).

(6) Para un listado detallado de la evolución histórica de las reservas probadas de gas natural por países y regiones, véase: BP Statistical Review of World Energy (2008), página 22, (<http://www.bp.com>).

(7) Mas de cien partes por millón en el caso del SH<sub>2</sub> y más del 2% en volumen en el caso del CO<sub>2</sub>.

incluyen las reservas probadas, los recursos por descubrir y el crecimiento de reservas- ascienden a 380 billones de metros cúbicos, de los cuales, casi la mitad corresponderían a reservas probadas. La producción acumulada hasta el año 2007 equivale al 13% de los recursos convencionales iniciales de gas natural (un porcentaje sensiblemente menor al 33% estimado en el caso del petróleo convencional). Todas estas cifras no tienen en cuenta las últimas estimaciones sobre los recursos potenciales de veinticinco provincias del Ártico (United States Geological Survey, 2008). Estas calculan un valor medio (50% de probabilidad) para los recursos de gas por descubrir cercano a los 46 billones de metros cúbicos.

Las tasas de recuperación son significativamente más altas para los yacimientos de gas natural que para los de petróleo. Estas oscilan del 30%, a cerca del 100%<sup>8</sup>, promediando alrededor del 61%. Probablemente, en el futuro, las mejoras tecnológicas podrán aumentar este valor medio, pero las técnicas de mejora de la recuperación del gas no están tan avanzadas como las del petróleo.

## RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL

El gas natural procedente de fuentes no convencionales comprenden tres grandes grupos de recursos: metano de capas de carbón (“coal bed methane” o CBM), gas de areniscas con baja permeabilidad (“tight gas sands”) y gas de lutitas compactadas y laminadas (“gas shales”). Estos tres tipos de recursos requieren el empleo de técnicas especiales de perforación y de estimulación para liberar el gas de las formaciones rocosas que lo contienen. Los recursos no convencionales son abundantes en el mundo pero, en general, su desarrollo ha estado limitado a América del Norte. Conocer la cantidad de gas in situ albergado por las rocas almacén no convencionales resulta una tarea difícil, debido a la estructura heterogénea de dichas rocas y a que los perfiles de producción difieren significativamente de los observados en los pozos convencionales. Se estima que el total mundial de recursos no convencionales de gas alcanza la cifra de 900 billones de metros cúbicos, con alrededor del 25% de los mismos concentrados en EE.UU. y Canadá, países a los que siguen, China, India y la antigua Unión Soviética, con un 15% cada uno.

El gas de fuentes no convencionales representa una parte significativa (y creciente) de la producción de los EE.UU. A lo largo de la década de los noventa, ocho de los diez mayores yacimientos de gas descubiertos en tierra firme en dicho país se localizaron en rocas almacén no convencionales. Un informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Department of Energy/Energy Information Agency, 2007) calcula que la cuota de producción de gas natural a partir de fuentes no convencionales, referida al total de la producción doméstica de los EE.UU.,



Fig. 6. Pozos petrolíferos. Boca de Jaruco (Cuba).

aumentará de un 40% en 2004, a un 50% en 2030, y que dicho gas no convencional supondrá el 28% del incremento en el suministro de gas natural experimentado entre 2004 y 2030.

Los hidratos de gas, merecen una mención aparte dentro de este apartado dedicado a los recursos no convencionales de gas. En el transcurso de las últimas décadas los científicos han venido insistiendo sobre las vastas reservas de metano atrapadas en los hidratos de gas contenidos en el subsuelo permanentemente helado (o permafrost) del Ártico y en los sedimentos de los fondos marinos. Pero también advertían que el desarrollo comercial de dichas reservas constituía una posibilidad aún lejana. Como consecuencia, la exploración y producción de gas a partir de los hidratos ha tenido una prioridad baja para la industria, que apenas se ha movilizado para aprovechar esta potencial oportunidad de negocios. Sin embargo, esta perspectiva está empezando a cambiar como resultado de investigaciones recientes emprendidas por diversas universidades, organismos gubernamentales y consorcios internacionales. Dichas investigaciones han demostrado que la viabilidad de la producción de gas a partir de los hidratos de gas no es una quimera y que dicha viabilidad está más condicionada por limitaciones en las infraestructuras que por motivos técnicos. De hecho, si los precios del gas natural se mantuvieran altos, no es descabellado pensar que en la próxima década los hidratos de gas puedan emerger como un recurso comercialmente viable, particularmente en Norteamérica.

### Gas de areniscas con baja permeabilidad (“tight gas sands”)

Se trata de rocas almacén (areniscas) de gas natural, caracterizadas por una baja permeabilidad pero que contienen una acumulación importante y continúa de hidrocarburos. Algunas estimaciones sitúan las reservas recuperables de este tipo de recurso no convencional en torno a los 200 billones de metros cúbicos. El 38% de ellas se localizarían en el continente Americano (América del Norte y del Sur), un 25% en la región de Asia-Pacífico, un 13% en la antigua Unión Soviética, un 11% en Oriente Medio y

(8) En el caso del gas no convencional contenido en formaciones poco permeables, o “tight gas sands” (ver apartado 5.1), el factor de recuperación puede ser inferior al 10%.

África del Norte, y otro 11% en el África sub-sahariana. Hasta la fecha, los EE.UU. y Canadá han sido los líderes en el desarrollo de este tipo de recursos. En 2006, en el país citado en primer lugar, el gas acumulado en areniscas con baja permeabilidad constituyó el objetivo del 40% de todos los pozos de gas perforados, aportando el 30% del total de la producción. Aunque en los EE.UU. el número de sondeos perforados en areniscas con baja permeabilidad ha aumentado rápidamente en la última década, su productividad -volumen de reservas aportado por pozo- cayó a la mitad. En los últimos cinco años, este hecho, junto al incremento de los costes en exploración y producción, ha supuesto que los costes de producción por unidad de gas recuperada se hayan multiplicado por un factor de casi cuatro.

### **Metano de capas de carbón (“coal bed methane” o CBM)**

La mayor parte de las reservas de carbón del mundo (entre 86 a 283 billones de metros cúbicos) se encuentran a profundidades a las que el trabajo de minería resulta imposible. El CBM es el metano contenido en capas de carbón que, por su profundidad o por pobre calidad, no pueden ser explotadas mediante minería. En la explotación de las minas de carbón, el gas metano asociado se considera un peligro o una fuente de problemas medioambientales si este es ventado a la atmósfera. Sin embargo, el CBM puede ser explotado mediante tecnologías de perforación similares a las utilizadas en la búsqueda y aprovechamiento de hidrocarburos convencionales, aunque su producción puede resultar muy difícil si las formaciones que lo contienen están muy compactadas y presentan baja permeabilidad, en cuyo caso hay que utilizar diversas técnicas, como la fracturación hidráulica, para mejorar la productividad del pozo. En este caso, el agua inyectada en los espacios porosos tiene que ser eliminada antes de proceder a la extracción del gas, lo que complica el proceso de producción, aumenta los costes y genera problemas medioambientales.

A pesar de estos problemas, la contribución del CBM al suministro de gas natural en los EE.UU. ha aumentado rápidamente, auspiciada por los incentivos fiscales, los avances tecnológicos y la expansión de la actividad a nuevas cuencas sedimentarias. La producción en los EE.UU. se ha ampliado de la Cuenca de San Juan a otras en Colorado, Nuevo México y Wyoming, alcanzando en 2006 un volumen de 50.000 millones de metros cúbicos, cifra que representa casi el 10% de la producción de gas no asociado a petróleo del país.

La producción de CBM también está aumentando fuera de los EE.UU., en países como Canadá y Australia. En el primer país, se estima que en 2008 el CBM representó más del 5% del total de la producción de gas, mientras que en el segundo, en 2005, representó más del 7%. Asimismo, otros paí-

ses con abundantes recursos de carbón, como Indonesia, India, China, Rusia, Ucrania y Rumania, tienen en marcha diversos proyectos para iniciar o aumentar su producción de CBM. Por ejemplo, China, planea alcanzar una producción de 8.500 millones de metros cúbicos en 2010.

Merece la pena destacar que la inyección de CO<sub>2</sub> en capas de carbón profundas que no pueden ser explotadas mediante técnicas mineras, constituye una técnica potencial de captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub>. Al margen del beneficio medioambiental, esta inyección presenta la ventaja de que puede contribuir a una mejora de la recuperación del CBM<sup>9</sup>, razón por la que es conocida como técnica de recuperación mejorada del CBM mediante CO<sub>2</sub> (“CO<sub>2</sub>-enhanced coalbed methane” o ECBM). Algunos estudios experimentales desarrollados en la Cuenca de San Juan en los EE.UU., sugieren la posibilidad de recuperar entre 0,1 y 0,2 toneladas adicionales de metano por cada tonelada de CO<sub>2</sub> inyectada. Además de los EE.UU., otros países, como Australia, Canadá, China, Japón y Polonia, están trabajando en proyectos experimentales de ECBM, tratando de resolver diversas cuestiones técnicas como paso previo a su aplicación comercial.

### **Gas de lutitas compactadas y laminadas (“gas shales”)**

En regiones ricas en recursos convencionales de petróleo y gas suelen encontrarse volúmenes relativamente importantes de gas en formaciones lutíticas que a menudo alcanzan varios centenares de metros de espesor. Hasta fechas recientes, la explotación de estos recursos -generalmente descubiertos mientras se perforaba en busca de petróleo o gas a mayor profundidad- no resultaba económicamente rentable, especialmente por la baja permeabilidad de las rocas.

El gas natural puede almacenarse en las arcillas compactadas en forma de gas libre, contenido en poros o en fracturas, o como gas adsorbido. Debido a la baja permeabilidad de estos materiales, la producción del gas requiere el uso combinado de sondeos horizontales y de técnicas de estimulación como la fracturación hidráulica. Los factores de recuperación, que actualmente promedian alrededor del 12%, han mejorado rápidamente en los últimos años, y algunos sectores de la industria en los EE.UU. confían en aumentarlo años hasta el 50%. en pocos

Se estima que las reservas globales de gas almacenadas en las lutitas compactadas rondan los 450 billones de metros cúbicos, de los cuales un 35% se ubicaría en el continente Americano, otro 35% en la región Asia/Pacífico y un 15% en Oriente Medio. En la actualidad, los EE.UU. constituyen el único productor mundial. En 2005, dicho país alcanzó una producción de 20.000 millones de metros cúbicos y las expectativas son que para 2010 el volumen au-

(9) Las fracturas en las capas de carbón pueden almacenar entre dos a diez veces más CO<sub>2</sub> que metano ya que el carbón adsorbe preferentemente el CO<sub>2</sub>, formando una pequeña película por condensación.

mente hasta 28.000 millones de metros cúbicos, cifra que representaría casi el 5% de la producción total de gas. Otros países, como Canadá, se aprestan a seguir el ejemplo.

### Hidratos de gas

Los hidratos de gas son sustancias sólidas naturales, con apariencia de nieve helada, caracterizadas por una estructura “clatrática” (o en jaula) formada por un entramado cristalino de moléculas de agua que atrapan en su interior moléculas de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano. Dentro de su “jaula de hielo” las moléculas de metano están comprimidas por un factor aproximado de 164, de modo que a presión y temperatura atmosféricas un metro cúbico de hidrato de gas libera 164 metros cúbicos de gas y 0,8 metros cúbicos de agua. Este factor de concentración confiere una especial relevancia a los sedimentos que contienen los hidratos de gas, tanto desde el punto de vista de su potencial energético, como desde una perspectiva de los riesgos geológicos y del cambio climático.

Los hidratos de gas son estables bajo condiciones de presión moderadamente alta y de temperatura moderadamente baja. Estas condiciones, junto a la presencia del agua y del gas necesario para la génesis del hidrato de gas, se dan tanto en tierra firme, en el permafrost de las regiones árticas, como en los sedimentos localizados en los fondos oceánicos y bajo otras grandes masas de agua, como por ejemplo los mares interiores.

Los hidratos de gas son frecuentes en aquellos sedimentos afectados por las bajas temperaturas reinantes en la superficie ártica o en el fondo marino y que presentan una presión de poro adecuada. En los fondos marinos estas condiciones se suelen alcanzar por debajo de los 480 m de lámina de agua. A partir de dicha profundidad, si existe aporte de metano, sea este de origen biogénico o termogénico, los sedimentos del lecho marino pueden albergar en su seno acumulaciones más o menos continuas de hidratos de gas. Estas acumulaciones se extienden hacia abajo en el subsuelo marino, hasta una profundidad crítica, que se alcanza cuando el progresivo aumento de temperatura ligado al gradiente geotérmico hace inestable los hidratos, convirtiéndolos en agua y metano libres. Bajo los fondos marinos, por tanto, los hidratos de gas se localizan en una franja o banda, denominada zona de estabilidad (o GHSZ, de sus siglas en inglés) cuyo espesor está controlado por la combinación del gradiente geotérmico local y la presión. El espesor de la GHSZ normalmente aumenta al incrementarse la profundidad de agua. En ambientes árticos, la parte superior de la zona de estabilidad de los hidratos se sitúa dentro de la zona de permafrost. En este caso, al igual que en los ambientes marinos, la base de la GHSZ se localiza a aquella profundidad en la que el aumento de temperatura hace inestable los hidratos de gas, liberando metano y agua.

La estimación más difundida sobre el volumen mundial de hidratos de gas es de 20.776 billones de

metros cúbicos, una cifra que expresada en gramos de carbono representa el doble del contenido en todos los recursos (recuperables y no recuperables) de carbón, petróleo y gas natural del planeta. Otras estimaciones más conservadoras rebajan la cifra anterior en un orden de magnitud, pero incluso estas revelan la existencia en el planeta de un enorme volumen de gas “enjaulado” en los hidratos. Estamos hablando de entre 3,4 trillones y 300.000 billones de metros cúbicos de gas que contrastan con los 177 billones de metros cúbicos que a finales de 2007 constituían las reservas probadas convencionales globales (ver apartado.4.1).

En cualquier caso, si bien conocer con precisión la cantidad total de hidratos de gas existentes en el mundo resulta importante, el verdadero reto para su desarrollo comercial es conocer si en un lugar concreto estos compuestos se encuentran en la concentración mínima y alojados en litologías adecuadas para que su explotación resulte económicamente viable. En este sentido las estimaciones globales son irrelevantes. En lugar de ello, habría que redoblar esfuerzos y mejorar las técnicas de exploración, con el propósito de ir delimitando áreas prospectivas.

### UNA BREVE CONSIDERACIÓN FINAL

De los párrafos precedentes se desprende claramente que el desafío que el mundo tiene planteado para satisfacer su creciente demanda de petróleo y gas, no radica en los recursos del subsuelo sino en los de superficie. Es decir en superar una serie de obstáculos técnicos, económicos, medioambientales y políticos, que dificultan la conversión de los recursos y reservas en flujos de producción listos para el consumo, en el tiempo y volumen adecuados. Analizar esta cuestión, de gran trascendencia, queda sin embargo fuera de los objetivos de este trabajo.

### BIBLIOGRAFÍA

- BP (2008): *Statistical Review of World Energy*.
- Campbell C. J. and Laherrere, J. H. (1998), *The End of Cheap Oil*, Scientific American, Vol. 278, nº 3.
- International Energy Agency (2008): *World Energy Outlook*.
- United States Geological Survey (2000), *World Petroleum Assessment*.
- 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.
- Department of Energy/Energy Information Agency (2007), *Coalbed Methane Proved Reserves and Production Series*.■

*Este artículo fue solicitado desde E.C.T. el día 29 de noviembre de 2008 y aceptado definitivamente para su publicación el 23 de junio de 2009.*