

WORKING Papers

Potencial futuro de la oferta mundial de petróleo: un análisis de las principales fuentes de incertidumbre



Economic
Research
Department
N° 0904

Potencial futuro de la oferta mundial de petróleo: un análisis de las principales fuentes de incertidumbre

Tatiana Alonso Gispert[†],
Servicio de Estudios Económicos BBVA

3 marzo 2009

Resumen

Este trabajo pretende contribuir, desde una perspectiva informada, al debate existente en torno a la cuestión del pico petrolero y la sostenibilidad futura del modelo energético imperante. En concreto, el objetivo principal es favorecer la toma de conciencia general acerca del elevado grado de incertidumbre que existe en torno al potencial físico futuro de la oferta mundial de petróleo. Las principales fuentes de incertidumbre identificadas en este análisis se hallan, por un lado, en la falta de información contrastada acerca del volumen de reservas existentes, y, por otro, en la falta de un conocimiento preciso acerca de la tasa de declive mostrada por la oferta mundial de petróleo. La fiabilidad de las estimaciones disponibles acerca de estas dos variables se ve claramente mermada por la baja disponibilidad y calidad de los datos de partida utilizados.

Códigos JEL: Q31, Q32, Q38

Palabras clave: Reservas de petróleo, tasas de declive, petróleo, pico petrolero, teoría de Hubbert, producción futura de petróleo.

[†] E-mail: tatiana.alonso@grupobbva.com

1. Introducción

El petróleo es un hidrocarburo de alto contenido energético originado hace millones de años. Desde su descubrimiento, a mediados del siglo XIX, las naciones del mundo lo han utilizado de manera creciente, hasta convertirlo en la columna vertebral del actual paradigma energético. A pesar de las ganancias de eficiencia registradas en los últimos treinta años, la población mundial depende del petróleo para cubrir más de un tercio de sus necesidades energéticas, una dependencia que resulta aún mayor en las economías más avanzadas y que encuentra su máximo exponente en el sector del transporte, donde el petróleo representa el 95% del consumo energético total.

La disponibilidad de petróleo abundante a un coste razonable es, por tanto, un requisito indispensable para el buen funcionamiento de la economía y el comercio mundial. Sin embargo, mientras que el consumo de petróleo ha aumentado más de un 43% en los últimos treinta años, el volumen de descubrimientos de petróleo convencional ha disminuido más de un 50%. Frente a un ratio de reposición de 2:1 a finales de los años setenta (dos barriles de petróleo descubiertos por cada barril consumido), hoy observamos un ratio incluso inferior a 1:3 (tres barriles de petróleo consumidos por cada barril descubierto).

Por ello, aunque el petróleo es un recurso abundante, su naturaleza finita, unida a los límites marcados por las posibilidades de extracción (actualmente sólo es posible extraer el 35% del total del petróleo descubierto en el subsuelo) y al fuerte crecimiento de la demanda mundial, sugieren que, en ausencia de mejoras tecnológicas significativas y/o una reducción muy considerable del consumo, la producción mundial de petróleo podría alcanzar un máximo global en las dos próximas décadas.

Existen estimaciones muy dispares sobre la probabilidad asignada a la materialización de dicho escenario (así como la fecha aproximada en que se podría producir). Como se verá, ello se debe principalmente a la falta de información adecuada acerca del valor y estado de las principales variables independientes que inciden en la estimación de la oferta futura de petróleo. Entre ellas, cabe destacar la cantidad y calidad de las reservas estimadas y la tasa de declive a la que la producción mundial decrecerá en el futuro por causas naturales.

En los años cincuenta el geólogo norteamericano K. Hubbert formalizó una teoría (la teoría de Hubbert o del pico petrolero) con la que predijo el pico de producción de los EEUU. En concreto, Hubbert afirmó que en la primera mitad de los 70 la producción de petróleo de los

EEUU¹ alcanzaría su máximo global en torno a los 3,5 millones de barriles al día (Mbd). Aunque la producción máxima finalmente alcanzada fue de 4,5 Mbd, el pico se produjo exactamente en el año 1970, para gran sorpresa de muchos. Ello, unido a sendas crisis petroleras de 1973 y 1980, contribuyó a agravar de manera significativa la preocupación por la cuestión del suministro petrolero futuro. Sin embargo, los bajos precios registrados a desde mediados de los ochenta hasta principios de los 2000, junto con el desarrollo de importantes yacimientos en el entorno OCDE, restaron casi todo interés al asunto.

Entre 2005 y 2008, el auge experimentado por las materias primas, especialmente el petróleo (el barril de Brent alcanzó un máximo histórico de 147 dólares en julio de 2008), volverían a situar a la cuestión en el centro de la agenda política y económica internacional. Pero la grave crisis financiera y económica mundial desatada en el verano de 2008 propició un ajuste brusco e inesperado de la demanda mundial. En menos de cuatro meses, el precio del petróleo había perdido el 60% de su valor, retomando niveles no observados con anterioridad a 2005.

Con todo, aunque en el corto plazo la urgencia por abordar la cuestión del desafío petrolero ha disminuido considerablemente, la preocupación por el largo plazo persiste entre la mayoría de expertos. Por un lado, queda claro que la situación actual de precios “bajos” (i.e., por debajo del coste marginal medio de producción, estimado en unos 70 dólares/barril), así como las dificultades encontradas por la mayoría de empresas petroleras para conseguir financiación, están conduciendo a una situación de baja inversión que podría mermar considerablemente la capacidad futura de la industria para hacer frente a una demanda recuperada de la actual recesión (ITPOES 2008). Por otro lado, el estancamiento observado en la producción de crudo convencional desde 2005 ha reabierto el debate en torno a la validez de la teoría del pico petrolero de Hubbert (Korpela 2006).

Se trata de un debate enormemente polarizado. A un lado del mismo se encuentra un colectivo integrado, en su mayoría, por geólogos e ingenieros ya retirados y reunidos al amparo de la Asociación Internacional para el Pico Petrolero (ASPO, fundada en 2000), y otras organizaciones no gubernamentales afines.² Este colectivo, al que llamaremos “pesimista”, considera que el volumen mundial de reservas de petróleo convencional restantes es inferior al comúnmente aceptado, por ejemplo, por

¹ Excluyendo Alaska

² *The Oil Depletion Analysis Centre* (Reino Unido), *The Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group* en (Suecia), *Energywatchgroup* (Alemania).

organismos tan relevantes como la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Además, estiman poco probable que los nuevos descubrimientos sean lo suficientemente importantes como para revertir la tendencia decreciente observada en el ratio de reposición. Por todo ello, estiman que el máximo de producción mundial de petróleo convencional está próximo a ser alcanzado (si no lo ha hecho ya) y, aunque asignan un papel importante al petróleo no convencional (líquidos del gas natural y arenas asfálticas, por ejemplo), estiman que su potencial se verá seriamente limitado por factores económicos y medioambientales. En consecuencia, concluyen que la producción mundial de petróleo (incluyendo fuentes convencionales y no convencionales) podría alcanzar su máximo global antes de 2030, en un nivel de entre 90 y 100 millones de barriles al día (Mbd).

Al otro lado del debate se encuentran los detractores de la teoría del pico o “optimistas”, quienes denuncian que las estimaciones pasadas acerca de la evolución de la oferta futura de petróleo mundial se mostraron sistemáticamente sesgadas a la baja (Lynch 2001). En su mayoría son economistas que consideran válidas las cifras oficiales acerca de reservas y tasas de declive y que fundamentalmente confían en los avances tecnológicos y las señales de precio para impulsar la producción mundial de petróleo más allá de los 110 Mbd en 2030. Algunos expertos incluso sostienen que el cenit petrolero no se alcanzará por restricciones de oferta, sino más bien por una disminución de la demanda debido a ganancias de eficiencia y/o la sustitución del petróleo por otras fuentes de energía superiores, tal y como ocu-

rrió con el carbón en la primera mitad del s XX (Smil 2005).³

Aunque tradicionalmente este último colectivo había recibido el apoyo tácito de la industria y la mayoría de analistas y organismos públicos, el *shock* petrolero registrado entre 2005 y 2008 tuvo el efecto de reequilibrar la balanza a favor de las voces menos optimistas. A la multitud de libros escritos en torno a la cuestión del “*peak oil*”,⁴ se unen las advertencias de la AIE y ciertos analistas, así como la preocupación de un número creciente de empresas petroleras.

Con independencia de la fecha exacta en que se alcance el pico petrolero mundial (un aspecto concreto no tratado en este trabajo), la mera posibilidad de que la producción mundial de petróleo pueda alcanzar su máximo en las dos próximas décadas plantea (junto con la lucha contra el cambio climático), el mayor problema de gestión global del riesgo de la historia económica moderna (Hirsch, 2005). Si la demanda no está preparada para reaccionar a tiempo, la potencial situación de desabastecimiento energético prolongado podría generar tensiones geopolíticas y económicas muy significativas, con costes asociados significativamente superiores a los implicados en la adopción de medidas preventivas (CME, 2007).

³ Los que defienden esta idea encuentran un excelente lema en la famosa frase del jeque Zaki Yamani, un importante ex ministro de la OPEP, quien dijo “*la edad de piedra no se acabó por falta de piedras y la edad del petróleo se acabará mucho antes de que petróleo se agote*”.

⁴ Para una ilustración ver Porter 2006.

2. La teoría del pico petrolero

Casi todos los yacimientos del mundo presentan una curva de extracción caracterizada por una etapa inicial (*rampa*) en la que la producción es creciente, una etapa intermedia (*meseta*), en la que la producción se estanca y una etapa final (*declive*) en la que la producción decrece. Ahora bien, la forma concreta que adopta el perfil temporal de cada curva suele variar, atendiendo a condicionantes de tipo geológico, técnico y económico, siendo frecuente que la maximización del retorno económico se imponga frente a una explotación óptima desde el punto de vista técnico-geológico.

La extracción de petróleo implica una pérdida paulatina de presión en el interior del pozo que es necesario compensar recurriendo a técnicas crecientemente complejas y costosas. Ello implica un gasto adicional de recursos que va erosionando el ratio de retorno de la energía invertida (EROEI).⁵ Conforme el EROEI disminuye la rentabilidad de la operación (tanto en términos financieros como desde el punto de vista energético) también lo hace, hasta alcanzar un punto en que no es rentable seguir aumentando la producción. A partir de ese momento el yacimiento entra en su fase madura, caracterizada por un volumen de producción primero constante y luego decreciente. En el límite, cuando el esfuerzo realizado para producir un sólo barril de petróleo es superior a los ingresos obtenidos por su venta, la decisión óptima es clausurar el yacimiento, aunque todavía exista petróleo en el subsuelo.⁶

En general, los yacimientos más pequeños y/o situados en el mar (especialmente en aguas profundas) presentan un perfil de explotación más acelerado y apuntado, lo cual quiere decir que, en comparación con los campos terrestres y los más grandes, alcanzan el pico petrolero más rápidamente y en niveles de producción más elevados (medidos como % de sus reservas). Así, estos yacimientos alcanzan el pico habiendo producido un mayor porcentaje de sus reservas y la caída en la producción es, por tanto, más abrupta (AIE 2008).

Al combinar las curvas de explotación de todos los yacimientos de una región, con los yacimientos mayores y más rentables al comienzo y los menores hacia el final (como suele ocurrir en la exploración y desarrollo de la mayoría de provincias petroleras), se obtiene una curva de producción global con forma campaniforme. En el año 1956 Hubbert caracterizó dicha curva para los EEUU, estable-

ciendo que el crecimiento de la misma seguía una forma logística con la siguiente expresión:

$$dQ/dt = aQ(1 - Q/Q_0)$$

donde Q es la producción acumulada hasta el momento t , dQ/dt es el volumen de producción en cada momento t , Q_0 es el volumen total de reservas estimadas inicialmente y k es un parámetro que refleja la tasa máxima potencial de crecimiento de la producción. Dado que la parte derecha de esta ecuación es una parábola cuyo punto máximo se alcanza en $Q_0/2$, el modelo predice que el pico petrolero se alcanza cuando la mitad de las reservas iniciales (Q_0) han sido consumidas (Korpela 2006).

Con ayuda de esta teoría Hubbert pudo predecir la fecha en que se alcanzaría el pico petrolero de los EEUU, pero sin embargo no acertó en su previsión acerca del pico mundial que, según él, se alcanzaría entre 1995 y 2000. Los defensores de la teoría de Hubbert atribuyen este fallo predictivo a la presencia de distorsiones, especialmente ciertas restricciones a la inversión y la producción que apenas se observaban cuando Hubbert desarrolló su modelo. Así, Hubbert no supo anticipar la caída en la producción y demanda de petróleo mundial tras las crisis petroleras de 1973 y 1980, ni tampoco la subsiguiente aplicación de políticas de contención de la oferta por parte de la OPEP, o, más recientemente, la incorporación yacimientos de petróleo de aguas profundas y otros productos no convencionales a la oferta mundial de petróleo. En opinión del colectivo “pesimista”, lejos de invalidar el modelo y las previsiones realizadas en base al mismo en cada momento del tiempo, lo que refleja es la naturaleza intrínsecamente impredecible de los acontecimientos futuros.

Aplicando este resultado a los datos manejados actualmente acerca del volumen de reservas globales iniciales (entre 2000 y 2500 Gb, de las cuales quedarían entre 800Gb y 1300Gb), el pico de petróleo convencional se alcanzaría entre 2005 y 2013 (Korpela 2006). Según los datos de la Agencia Norteamericana de Energía (*Energy Information Agency*, EIA), la producción de crudo convencional se ha mantenido estancada en torno a los 75 Mb desde 2005 (CME 2007). Por tanto, entre los que aceptan la teoría de Hubbert, el debate se centra ahora en cuándo se alcanzará el pico global.

Para dar una respuesta a esta cuestión es preciso analizar las principales variables que, obviando eventuales restricciones de naturaleza financiera y/o (geo) política, inciden en el potencial futuro de producción. En este sentido cabe destacar al volumen de reservas existentes (cuánto petróleo podemos extraer en el límite) y las tasas de declive esperadas (a qué velocidad decrece la producción de los pozos que ya han traspasado el pico). Como se verá, en ambos casos resulta imposible contar con estimaciones consistentes, lo cual afecta muy negativamente a la fiabilidad de los escenarios de oferta futura.

⁵ El Ratio de Retorno de la Energía Invertida (denominado EROEI por sus siglas en inglés) se define como la cantidad de energía final (barriles de petróleo) obtenida por unidad de energía equivalente invertida en el proceso de extracción.

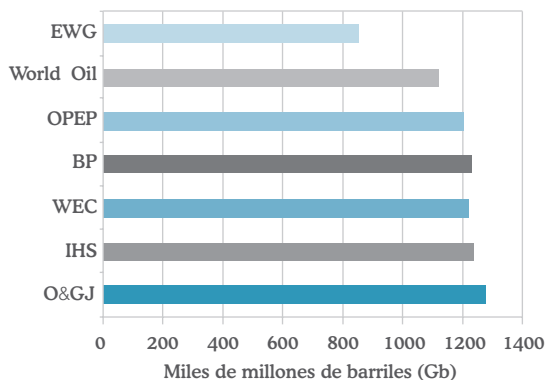
⁶ Las primeras extracciones de petróleo, a mediados del s XIX, aportaban 50 barriles de petróleo por cada barril consumido en el proceso de extracción, transporte y refino. Desde entonces, el ratio ha ido disminuyendo a medida que se extraía petróleo menos accesible. Actualmente se recuperan entre uno y cinco barriles de crudo por cada barril invertido en el proceso.

3. Las reservas de petróleo

De todos los recursos de petróleo identificados en el subsuelo a nivel mundial, las técnicas actuales permiten recuperar en torno a un tercio. Dicho volumen de recursos potencialmente recuperables, conocido con el nombre de *reservas*, no es más que la suma de la producción futura esperada y, por ello, su magnitud exacta no se puede conocer hasta que el yacimiento ha sido clausurado. En ausencia de reevaluaciones de la cantidad inicialmente estimada de reservas, el volumen de reservas restantes de un yacimiento en cada momento del tiempo es igual a dicho volumen inicial estimado menos la producción acumulada hasta ese momento.

Existen varias entidades, que publican estimaciones de las reservas de petróleo mundiales, la mayoría empresas privadas. Tal y como muestra el siguiente gráfico, las distintas cifras publicadas sitúan el valor de las reservas en un rango de 1100 a 1300 millones de barriles (Gb). Entre la estimación menor y la mayor existe una diferencia nada desdeñable de 200Gb, una cifra notable que se aproxima a las reservas estimadas de Arabia Saudita y equivale a más de seis años del actual consumo mundial de petróleo.

Estimaciones de reservas de petróleo convencional, finales 2007



Fuente: AIE 2008 y EWG 2007

Las principales diferencias encontradas en las cifras de reservas publicadas se deben principalmente a tres motivos. En primer lugar figura la falta de una frontera clara entre *petróleo convencional* y *petróleo no convencional*. El uso de distintas definiciones para ambos conceptos ha contribuido a generar diferencias significativas en las estimaciones de las reservas de países con vastos recursos no convencionales, como Canadá o Venezuela. En segundo lugar, existen divergencias notables en torno a la definición empleada por los distintos países para el concepto de *reserva probada*. En un sentido estricto, sólo un pequeño porcentaje de las reservas (EEUU; Reino Unido, Noruega y unos pocos más) son efectiva-

mente *probadas*, mientras que el resto se refieren, muy probablemente a reservas *probadas y probables* (Laherrère 2006). Por último, existe la sospecha compartida de que en los años ochenta algunos importantes productores de la OPEP incrementaron *ad-hoc* sus cifras de reservas de petróleo, con un efecto agregado cercano a los 300 Gb, aproximadamente un cuarto del valor asignado actualmente a las reservas mundiales restantes (CME 2007, AIE 2008, EWG 2007).

3.1 Petróleo convencional versus no convencional

El punto de partida de cualquier valoración es definir el objeto a medir. El petróleo (del antiguo griego *petrelaion*, que significa “aceite de roca”) es un líquido viscoso más o menos denso formado por cadenas de hidrocarburos de distintas longitudes (desde C_5H_{12} hasta $C_{42}H_{86}$). La combinación de estas diferentes cadenas resultan en a varios tipos de petróleo que, una vez refinados, se convierten en productos finales de distintas calidades. Cuanto mayor es la presencia de cadenas cortas, mayor es la calidad del petróleo extraído (en términos de viscosidad y densidad) y mayor es la cantidad obtenida de productos finales de alto valor energético (compuestos químicos utilizados en la industria petroquímica, gasolina, diésel y keroseno). Los hidrocarburos de cadenas más largas, en cambio, proporcionan una mayor cantidad de productos con menor valor energético (aceites lubricantes, fuel oil para calefacción y producción eléctrica, o bitumen para asfalto y aislamiento de techos).

Cuando estos productos son quemados para su uso final, las cadenas de hidrocarburos se convierten, junto con el oxígeno del aire, en dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O), al tiempo que liberan gran cantidad de energía térmica. Cuanto mayor es la longitud de las cadenas, mayores son las emisiones contaminantes liberadas, especialmente de CO_2 .

Por último, cabe señalar que el petróleo no se acumula en bolsas subterráneas (como a menudo suele creerse), sino que generalmente se encuentra atrapado en los poros de rocas calizas o areniscas. A mayor viscosidad y densidad, más difícil es extraer el petróleo de estos poros y bombearlo a la superficie.

Atendiendo a todas estas variables de carácter geológico y físico-químico, es posible distinguir los siguientes tipos de petróleo:

1. Petróleo crudo o “ligero” (*crudo*): Petróleo de baja densidad que fluye libremente desde el subsuelo utilizando técnicas de bombeo clásicas. Las principales reservas restantes se encuentran en el Medio Orien-

- te y Rusia. Presenta los menores costes de extracción, en el entorno de los 5 a 20 dólares por barril de media.
2. Líquidos del gas natural (*LGM*): Hidrocarburos líquidos que se encuentran en los yacimientos de gas natural y fluyen a la superficie durante el proceso de extracción del gas. Incluyen propanos, butanos, etanos, pentanos, gasolinas naturales y otros condensados.
 3. Petróleo almacenado bajo las profundidades marinas (*marino*): Crudo ligero localizado entre 400m y 1500m o incluso a más de 1500m (*aguas súper-profundas*). Las principales reservas se encuentran en Brasil, EEUU, Angola y Nigeria. Los costes de extracción son muy variados aunque en general sustancialmente superiores a los del crudo convencional (64 dólares / barril en los yacimientos marinos de los EEUU en 2006, según estadísticas de la EIA).
 4. Petróleo polar (*o del Ártico*): crudo ligero localizado principalmente en zonas árticas de muy difícil acceso y generalmente de un alto valor ecológico.
 5. Petróleos pesados, de densidad elevada o muy elevada:
 - 5.1. Petróleo pesado y extra pesado (*heavy oil*): no fluye a la superficie o fluye con mucha dificultad. Necesita infraestructuras y técnicas de producción y transporte especiales, consumiendo gran cantidad de energía y agua. La mayor cantidad de recursos identificados se encuentra en Venezuela (Orinoco) y Canadá (Alberta).
 - 5.2. Arenas bituminosas (*tar sands*): mezcla de arena, agua e hidrocarburos pesados (bitumen). Se extrae por bloques compactos utilizando técnicas de minería al aire libre y, una vez en superficie, se extrae bitumen de las rocas y arena. Se trata de un proceso muy intensivo en energía y agua que emite gran cantidad de emisiones contaminantes y residuos en forma de arena y rocas. Las mayores reservas se encuentran en Canadá (Alberta).
 6. Petróleos sintéticos, obtenidos a partir de:
 - 6.1. Pizarras asfálticas (*shale-oil*): se trata de una roca sedimentaria compacta con propiedades similares a la pizarra y que está impregnada de un material orgánico (querógeno) el cual, calentado a temperaturas muy elevadas (500°C), puede convertirse en un combustible líquido con propiedades similares a las de un carbón de calidad baja. La pizarra es extraída por técnicas mineras y todo el proceso es muy intensivo en energía y agua y agresivo con el medio ambiente. Existen grandes cantidades en los EEUU (Colorado, Utah, Wyoming).
 - 6.2. Otros productos procedentes de: carbón (*coal to liquids*, CTL), gas natural (*gas to liquids*, GTL) y biomasa (*biomass to liquids*, BTL). Mediante técnicas de laboratorio algunos productos pueden convertirse en combustibles líquidos con propiedades más o menos similares a la de la gasolina y el diésel.
- El petróleo crudo (categoría 1) es el que se ha extraído mayoritariamente hasta la fecha. Actualmente abastece en torno al 85% de la demanda mundial de petróleo (EIA, 2007).
- Los líquidos del gas natural (categoría 2) también llevan años siendo producidos en cantidades importantes y actualmente abastecen en torno al 11% de la demanda mundial de petróleo (CME, 2007).
- Los demás tipos de petróleo no se pueden producir utilizando las técnicas de extracción convencionales, bien por condicionantes logísticos o de acceso (categorías 3, 4 y 5.2), bien por ser necesaria la utilización de técnicas de extracción distintas, más próximas a la minería tradicional (categorías 5.1 y 6.1), o técnicas de síntesis especiales (categoría 6.2).
- La mayoría de geólogos incluyen dentro de la categoría de *petróleo convencional* al crudo ligero y al LGN (categorías 1 y 2), mientras que el resto de categoría se considera *petróleo no convencional*. Esta clasificación es la utilizada por el Consejo Mundial de la Energía (CME 2007), la Asociación para el pico petrolero (ASPO 2007), el Energy Watch Group (EWG 2007) y la AIE, aunque esta última ésta incluye dentro del rubro convencional las partes más accesibles del petróleo marino y el polar (AIE 2008).
- Sin embargo, las bases de datos más utilizadas suelen trabajar con una definición de corte más económico, según la cual el petróleo convencional es aquel que puede ser extraído de manera rentable dados las técnicas y precios actuales (el petróleo no convencional englobaría a todo el resto).
- Aunque a priori esta definición resulta más sencilla e intuitiva, presenta el inconveniente de establecer una frontera subjetiva y móvil entre ambas categorías de petróleo. Las expectativas de rentabilidad, así como la evolución de variables financieras tales como el coste del capital, los costes de producción o el precio del pe-

tróleo resultan determinantes. Cuanto mejores sean las expectativas del evaluador, mayor será la cantidad de petróleo no convencional catalogada por éste como convencional, y viceversa.

3.2 Reservas probadas, probables y posibles

Como ya se ha mencionado, los *recursos* de un yacimiento indican la cantidad de petróleo que podría contener éste, mientras que las *reservas* miden la parte de dichos recursos que se estima poder extraer en el futuro. La correcta diferenciación entre recursos y reservas es de gran importancia a la hora de establecer los límites de lo posible en la elaboración de escenarios futuros de producción.

Las reservas de un yacimiento representan un porcentaje de los recursos identificados (el llamado *factor de recuperación*), el cual depende principalmente de la porosidad y permeabilidad de las rocas que conforman cada yacimiento. Existen grandes diferencias entre los factores de recuperación observados en distintos yacimientos. Los más permeables y porosos llegan a tener factores de recuperación del 85% mientras que los menos porosos apenas superan el 10%. A nivel mundial se considera un factor medio de recuperación del 35% (Falcone et al 2007).

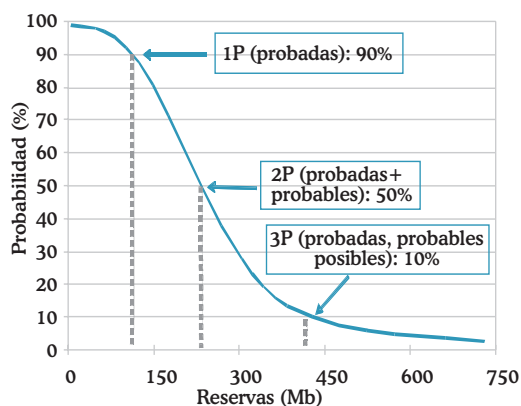
Actualmente no existe un estándar internacional comúnmente aceptado que estipule cuáles son los requisitos necesarios para demostrar la existencia y cuantía de los recursos de petróleo (y gas) identificados y que permita cuantificar y clasificar las reservas estimadas (AIE 2008). Las metodologías propuestas en su momento por Naciones Unidas (1997 y 2004) fueron ignoradas por la industria petrolera, que prefirió elaborar su propio sistema de clasificación. En 2001, la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC) y la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) alcanzaron un acuerdo para crear un estándar de clasificación de las reservas atendiendo a su probabilidad de ocurrencia en condiciones de rentabilidad. Dicho sistema, revisado en 2007, ha sido bautizado con el nombre de Petroleum Resources Management System (PRMS) y distingue entre reservas: *probadas*, *probables* y *posibles*.

Las reservas *probadas* (1P ó P90) son aquellas cuya probabilidad de extracción en condiciones rentables es de, al menos, el 90%, mientras que las reservas *probables* y *posibles* tienen una probabilidad mínima asignada del 50% y el 10% respectivamente. Sumando las reservas *probables* a las *probadas* se obtiene el agregado de reservas *probadas y probables* (2P ó P50) cuya probabilidad acumulada de materialización es del 50%. Por

último, la suma de reservas *probadas*, *probables* y *posibles* define el agregado más amplio de reservas (3P ó P10), cuya probabilidad acumulada de ocurrencia es del 10%.

Tal y como ilustra el siguiente ejemplo gráfico, las reservas probadas (1P) ofrecen una estimación conservadora de las reservas potencialmente existentes en un yacimiento.

Distribución de las reservas en un yacimiento de petróleo



Fuente: SEE BBVA y EWG 2007

Las reservas probadas (1P) de este “yacimiento tipo” son iguales a 110 millones de barriles (Mb) aunque la mayor probabilidad de ocurrencia (la moda de la distribución) se concentra en torno a los 200Mb y la mediana en torno a los 250 Mb (2P), más del doble del valor de las reservas probadas.⁷ Cuando el total de reservas de un país o región se obtiene a partir de la suma de las cifras de reservas probadas de todos sus yacimientos, se está infra-estimando el valor esperado (o medio) del potencial futuro de producción de dicha región. Por ello, desde un punto de vista estadístico, la agregación y comparación de reservas entre regiones sobre la base de cifras 1P no es correcto, debiéndose utilizar cifras 2P, mucho más próximas al valor esperado medio de las reservas del yacimiento o región.

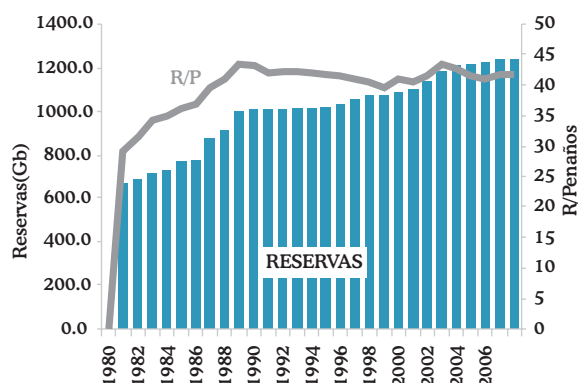
Aunque no existe una definición concreta de lo que se entiende por “condiciones rentables”, queda claro que una variación en los supuestos realizados en torno a los costes de extracción, la geología del yacimiento, la tecnología disponible, el acceso a los mercados y el precio final, entre otros, pueden conducir a una reevaluación de las reservas 2P hacia 1P (por ejemplo, una bajada de los costes o un aumento del precio esperado podrían conducir a una reclasificación de parte de las reservas *probables* hacia *probadas* y viceversa).

⁷ Dado que no se trata de una distribución simétrica (casi nunca suele serlo en estos casos), la mediana no coincide con la media, aunque sí mide el punto más próximo a la misma.

Considerando que el agregado 1P ofrece una valoración “prudente” de las reservas el regulador de los mercados de valores norteamericano lleva décadas exigiendo a todas las empresas petroleras que operan en su país la publicación de reservas probadas (1P), una práctica que a acabado por extendido a la mayoría de empresas petroleras internacionales del mundo. Sin embargo, cabe destacar que a nivel interno esas mismas empresas toman sus decisiones estratégicas de exploración y producción sobre la base de las reservas 2P.

De este modo, en un intento por compensar el sesgo a la baja de las reservas probadas, muchas empresas y países productores reevalúan a menudo al alza sus cifras de reservas probadas. En agregado, ello ha contribuido a crear la ilusión de que las reservas mundiales de petróleo no han dejado de aumentar en las últimas décadas, tal y como sugiere el siguiente gráfico, construido con datos de British Petroleum (*Statistical Review of World Energy* 2008).

Evolución de las reservas probadas mundiales de petróleo convencional según BP (izqda) y ratio R/P (dcha)

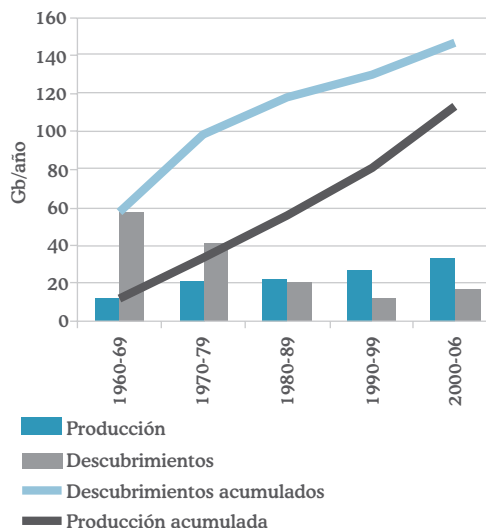


Fuente: BP Statistical Review 2008

Según estos datos, el ratio de reservas sobre producción⁸ lleva dos décadas anclado en torno a niveles ligeramente superiores a los 40 años, lo cual sugiere que las reservas se han estado reponiendo al mismo ritmo que se extraían. Sin embargo, los últimos grandes descubrimientos se produjeron a finales de los años sesenta y, salvo contadas excepciones, desde finales de los ochenta la cuantía de nuevos descubrimientos ha sido inferior a la producción anual de petróleo, tal y como muestra el siguiente gráfico.

⁸ El ratio Reservas/Producción (R/P) suele utilizarse para efectuar un cálculo rápido y aproximado del número de años durante los cuales sería posible mantener los niveles actuales de producción de petróleo. Sin embargo, presenta claros inconvenientes que hacen que su uso sea cada vez más desaconsejado. En particular, se construye sobre la base del supuesto improbable de que el volumen de producción se mantiene constante año tras año hasta que se agotan las reservas, momento a partir del cual la producción para a ser nula.

Evolución de la producción de petróleo y los nuevos descubrimientos por décadas (Gb)



Fuente: AIE 2008

A lo largo de los últimos 30 años la exploración ha aportado tan sólo el 50% de las nuevas reservas probadas reportadas, porcentaje que en los últimos 10 años habría descendido hasta el 35% (IFP 2007). De hecho, tal y como ha señalado la propia AIE, la mayor parte de los incrementos de reservas observados no se debe a nuevos descubrimientos, ni siquiera a mejoras en las condiciones técnicas y económicas, sino a reevaluaciones de las reservas, especialmente en la OPEP, donde el valor de las reservas pasó a ser determinante para la asignación de cuotas de producción a principios de los ochenta (AIE 2008, Petroleum Review 2004).

3.3 Datos “públicos” vs. “datos técnicos”

Las fuentes estadísticas existentes sobre reservas de petróleo se dividen en dos grupos. En el primer grupo, se encuentran las bases de datos elaboradas por las empresas *Oil and Gas Journal* (OGJ) y *World Oil* (WO) a partir de información facilitada directamente por las empresas y/o países productores de petróleo. Se trata de bases de datos gratuitas o con relativo fácil acceso, por lo que a menudo reciben el nombre de bases de datos “públicos”. Son las más populares y comúnmente citadas por organismos como la AIE, la EIA y la propia OPEP. De igual modo, British Petroleum se nutre principalmente de la información publicada por estas fuentes para elaborar su conocido anuario estadístico *BP Statistical Review of World Energy*.⁹

A pesar de su popularidad, estas bases de datos presentan una serie de inconvenientes. En primer lugar, no precisan con claridad qué agregado de reservas em-

⁹ En su anuario estadístico BP explicita que la información incluida procede de varias fuentes consultadas (O&G, WO, OPEP) y que, por tanto, no necesariamente refleja la opinión de la compañía acerca del valor de las reservas.

plean. En general suelen referirse a reservas probadas, las cuales definen como aquella cantidad que “*es posible extraer con una probabilidad razonable de éxito, dada la tecnología y las condiciones económicas actuales*” (BP 2008), sin especificar, por tanto, si la probabilidad “razonable” es del 90% (como ocurre en el sistema PRMS) u otra.

Por ello, dependiendo del país informador, las reservas reportadas pueden encontrarse más próximas al agregado 1P (mayoría de países de la OCDE), al agregado 2P (mayoría del resto de países) o incluso al 3P (Rusia) (Laherrère 2001, CME 2007).¹⁰

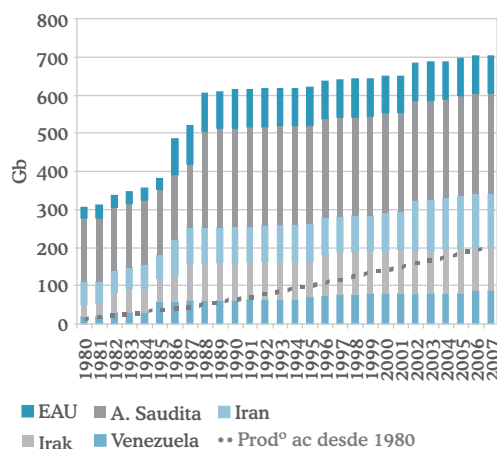
Debido a elevado valor estratégico y político de las reservas, los datos acerca de su valor son confidenciales en la mayoría de países del mundo (excepto los EE.UU., Reino Unido y Noruega). Ello hace prácticamente imposible contrastar la veracidad de la información facilitada por los productores a las empresas encargadas de elaborar las bases de datos públicos, lo cual resta fiabilidad a sus estimaciones.

Un ejemplo claro de esto se encuentra en el episodio de reevaluaciones estratégicas registradas en la OPEP en los años ochenta, que condujo a un aumento de las reservas estimadas 1P de 300.000 millones de barriles (300 Gb) a pesar de no haberse producido grandes descubrimientos ni mejoras tecnológicas significativas. Las sucesivas oleadas de reevaluaciones han sido atribuidas al acuerdo alcanzado en 1982 en el seno de dicha organización, mediante el cual las cuotas de producción de cada país pasaban a ser calculadas en función de sus reservas. Existe evidencia de que, a partir de ese año, algunos países comenzaron a informar del valor de las reservas originales en lugar de las restantes, mientras que otros inflaban directamente sus reservas en la cantidad adecuada para mantener la cuota de producción deseada (CME, 2007; Salameh, 2004).

Adicionalmente, tal y como muestra el siguiente gráfico, desde 1990 y a pesar de la producción creciente, la mayoría de países de la OPEP ha mantenido sus cifras de reservas inalteradas, lo cual resulta muy sorprendente.¹¹ Para que ello fuera posible el volumen de petróleo producido por cada país año tras año debería haber sido equivalente al volumen de nuevas reservas descubiertas (o incorporadas por mejoras técnicas o económicas) para cada país y año, un evento múltiple al que cabe

atribuir una baja probabilidad de ocurrencia dada la amplitud de la muestra.

Evolución de las reservas probadas y producción acumulada de los principales países productores de la OPEP



Fuente: BP 2008

Las bases de datos “técnicos” solucionan la mayor parte de los inconvenientes atribuidos a las bases de datos públicos, aunque no todos. Estas bases de datos son elaboradas por las empresas IHS (anterior *Petroconsultants*) y *Wood Mackenzie* (WM) siguiendo un procedimiento que consiste en recopilar y agregar los datos técnicos de reservas 2P procedentes de miles de yacimientos repartidos por todo el mundo. Dado que se trata de estadísticas individuales y de muy alto valor añadido, no son fácilmente accesibles para el público en general (el coste anual de suscripción ronda el millón de dólares, lo cual ejemplifica claramente el valor estratégico de la información sobre reservas).

Al trabajar con agregados 2P, estas bases de datos eliminan una parte importante del sesgo estratégico inherente a las bases de datos públicos. Adicionalmente, imputan los aumentos de reservas en cada yacimiento con efecto retroactivo al año del descubrimiento inicial, evitando así que las posibles reevaluaciones se confundan con nuevos hallazgos.

Actualmente, la cifra de reservas mundiales facilitada por IHS o WM ronda los 1200Gb, muy similar a los 1237 Gb de reservas reportadas por BP en 2008, por ejemplo. Sin embargo, hay que tener en cuenta que los datos de BP (públicos) se refieren supuestamente a reservas probadas ó 1P, mientras que los datos de IHS o WM (técnicos) se refieren a reservas 2P que, como se ha visto, ofrecen una mejor aproximación del valor esperado de las reservas reales. Ajustando los datos técnicos de reservas 2P por un factor de conversión del 75%, se obtiene un equivalente técnico 1P que sería entre un 25% y

¹⁰ Como ya se ha visto, en los EE.UU. y mayoría de países desarrollados se suelen publicar reservas 1P, definidas según el sistema PRMS. Sin embargo, en Rusia se emplea el sistema de clasificación A-B-C1, en el que, según los expertos, el equivalente a las reservas 2P estaría sobreestimado en aproximadamente un 30% (CME 2007).

¹¹ Este es un fenómeno que ha trascendido a la OPEP. En los últimos años las reservas de 37 países productores han permanecido inalteradas (Robelius 2007)

un 44% inferior a los datos 1P públicos (Robelius, 2007).

No obstante, aunque los datos técnicos ofrecen una mayor fiabilidad que los públicos, tampoco se encuentran exentos de problemas. Según algunos expertos, aunque el producto inicialmente conseguido por Petroconsultants era muy fiable, debido a la estrecha (aunque informal) colaboración brindada por las grandes multinacionales petroleras, la calidad del mismo habría disminuido sustancialmente en los últimos años debido a un deterioro en la relación de colaboración con la industria privada y al mayor peso de las empresas productoras nacionales (CME, 2007).¹²

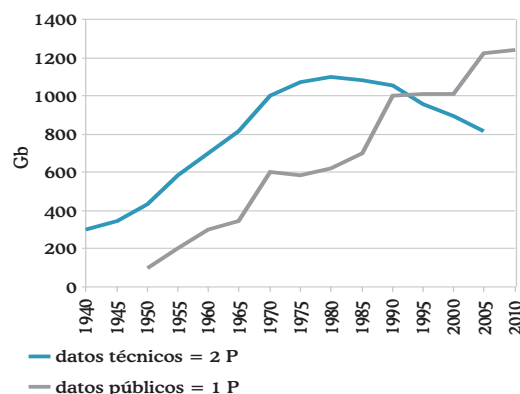
A falta de una alternativa mejor, algunos expertos independientes han decidido trabajar con versiones modificadas de las bases de datos técnicos, bien sea partiendo de los datos originales de Petroconsultants y ajustándolos por la producción registrada y los nuevos descubrimientos (ASPO), bien sea ajustando los datos actuales de IHS o WM con información cualitativa obtenida por canales formales o informales (Energy Watch Group, EWG).

El siguiente gráfico, extraído de Laherrère 2006, ilustra una evolución comparada de los datos públicos de O&GJ versus los datos técnicos estimados por el propio Laherrère.

Como se observa, hasta el año 1985 las reservas públicas

¹² IHS es el actual propietario de la empresa consultora Cambridge Energy Research Associates (CERA).

Reservas mundiales probadas de petróleo según fuentes públicas y técnicas



Fuente: Jean Laherrère 2006

eran muy inferiores a las técnicas, lo cual se explicaría en buena medida por el hecho de que las primeras se referían al agregado 1P y las segundas al agregado 2P. Sin embargo, a partir de 1980 las reservas técnicas comienzan a disminuir por efecto de la producción acumulada y un volumen decreciente de descubrimientos. En el mismo periodo las públicas se mantienen estables o incluso aumentan ligeramente. La brecha entre ambas desaparece totalmente hacia 1990, tras la oleada de grandes reevaluaciones registrada en la OPEP a mediados de los ochenta (300 Gb). A partir de ahí los datos público se mantienen estables mientras que los técnicos siguen disminuyendo debido a un ratio de reposición cada vez menor. Finalmente, en 2000 se produce un salto notable al alza de las cifras de O&GJ debido a la inclusión de las arenas bituminosas canadienses (179 Gb). No obstante, cabe señalar que este salto no se aprecia en el resto de bases de datos públicos, tal y como muestra el siguiente cuadro.

Por otra parte, en el caso de la OPEP existe mayor con-

Reservas de petróleo en Canadá - estimaciones recientes (Miles de millones de barriles)

	Gobierno Canadiense (AEUB)	BP	OGJ	World Oil	IHS	EWG
Probadas convencional y LGN		7		5		
Arenas bituminosas probadas/en desarrollo	21	21		20.6		
Total reservas probadas	21	28	179	26	15	17
Reservas identificadas convencional						
Reservas identificadas arenas bituminosas	152	152				
Total reservas identificadas	152	152				
Total reservas	173	180	179	26	15	17

Fuente: AIE 2007, EWG 2007, EIA 2008

cordancia entre las fuentes públicas, que sitúan las reservas probadas totales en el entorno de los 750 Gb. Tal y como muestra el siguiente cuadro, las estimaciones más pesimistas (datos técnicos ajustados) suponen un recorte de hasta un 50% respecto de los valores defendidos por la OPEP y asumidos por la mayoría de organismos internacionales y analistas económicos, basados en datos “públicos”.

Reservas probadas de petróleo en los principales productores de la OPEP

Pais	O&GJ	BP	IHS	ASPO	Bakhtiari	EWG
Iran	138	138	134	69	35 - 45	44
Irak	115	115	99	61	80 - 100	41
Kuwait	104	101	52	54	45 - 55	35
Arabia Saudita	267	264	286	159	120 - 140	181
U.A.E.	98	98	57	44	40 - 50	39
Total	722	716	627	387	320 - 390	340

Fuente: EIA 2008, Bakhtiari 2006 y EWB 2007

3.4 Mejoras futuras en el factor de recuperación

Aunque cada yacimiento presenta un perfil de extracción único, desde un punto de vista técnico es posible identificar tres fases genéricas bien diferenciadas.

En la primera fase, mientras el yacimiento es construido y ampliado hasta alcanzar el tamaño óptimo previsto, la producción presenta una pauta creciente. En esta fase, la presión interna natural del pozo es suficiente para bombear petróleo hasta la superficie mediante el uso de técnicas convencionales de “recuperación primaria” (pozos verticales). Con el paso del tiempo, no obstante, dicha presión va disminuyendo y el nivel de extracción comienza a disminuir. Generalmente, en esta primera etapa se obtiene entre el 10% y el 20% del petróleo presente en el yacimiento.

A continuación, si las condiciones económicas son propicias, se pasa a la segunda fase de extracción para tratar de restaurar la presión interna del pozo. Para ello se recurre a técnicas de extracción secundaria, que incluyen la utilización de bombas de extracción especiales así como la inyección de fluidos (agua) o ciertos gases (gas natural). En esta etapa se suele recuperar entre un 10% y un 20% adicional del petróleo identificado en el subsuelo. Una de las principales consecuencias indeseadas de la utilización de estas técnicas de recuperación secundaria es que el volumen de agua presente en el pozo aumenta y, con ello, la cantidad de agua obtenida por unidad de líquido extraído (variable conocida como “corte de agua” o *water cut*).

Cuando las técnicas empleadas en la segunda fase se muestran insuficientes y/o el corte de agua es demasiado elevado, es posible pasar a una tercera fase de extracción recurriendo a técnicas de “recuperación terciaria o mejorada” (*enhanced oil recovery*), mucho más sofisticadas y costosas. Estas técnicas tratan de modificar las propiedades químicas del petróleo para reducir su viscosidad y facilitar así su separación de la roca. Principalmente consisten en la inyección de compuestos químicos o gases como el CO₂ y la aplicación de diversas técnicas de recalentamiento. Su utilización permite extraer hasta un 15% adicional de los recursos existentes en el yacimiento, aunque a un coste relativamente alto y una reducción notable del EROI, por lo que su utilización suele restringirse a los yacimientos ya maduros, a aquellos con elevados costes de operación y mantenimiento (marinos, polares, etc) o a yacimientos de petróleo no convencional donde el factor de recuperación primaria es muy reducido.

En media, haciendo pleno uso de todas las técnicas disponibles (siempre que ello resulte rentable), la industria petrolera mundial es capaz de extraer entre el 27% (Laherrère, 2006) y el 35% (Schulte, 2005) del total de recursos identificados en el subsuelo. Cabe destacar que este *factor de recuperación* no es un parámetro técnico, sino una estimación del cociente entre la producción acumulada observada y los recursos iniciales identificados. Esto significa que, cuanto mayor incertidumbre exista respecto de la calidad de los datos disponibles sobre recursos y producción, menos fiables serán las estimaciones del factor de recuperación.

Las diferentes expectativas acerca de la evolución futura del factor de recuperación resultan decisivas a la hora de estimar el potencial de producción. Así como la creación y sucesiva mejora de las técnicas de recuperación secundaria y terciaria habrían permitido aumentar el factor de recuperación en el pasado, se espera que este proceso continúe en el futuro. Según la AIE, un aumento de un punto porcentual en dicho factor permitiría aumentar las reservas mundiales de petróleo en 80Gb (equivalente a un 10% de la estimación menos optimista sobre reservas probadas mundiales). Ello significa que un aumento de quince puntos en el factor de recuperación (hasta alcanzar el 50%) permitiría prácticamente duplicar las reservas mundiales actuales (AIE 2008). No obstante la propia AIE advierte que serán necesarias más de dos décadas para alcanzar dicho objetivo y de hecho el modelo mundial que sirve de base para el proyecto *World Energy Technology Outlook* (modelo POLES) de la Comisión Europea asume un factor de recuperación del 47% para 2050. Mientras algunos expertos consideran improbable que se llegue a materializar este escenario (Laherrère 2006), otros se muestran incluso más optimistas y apuntan a tasas futuras de recuperación superiores al 50% (Smil 2005).

3.5 Potencial de nuevos descubrimientos

Para un factor de recuperación dado, las reservas de petróleo también pueden aumentar cuando se producen descubrimientos de nuevos recursos. Una de las principales referencias en este campo es el último informe elaborado en el año 2000 por el servicio norteamericano de geología (USGS). Este informe presenta tres escenarios, según los cuales el planeta Tierra contaría con una dotación inicial de reservas entre 2000 y 4000 millones de barriles de petróleo (Gb).

- ✓ Escenario P95: dotación inicial de 2300 Gb. Probabilidad asignada: 95%.
- ✓ Escenario P50 (central): dotación inicial de 3200 Gb. Probabilidad asignada: 50%.
- ✓ Escenario P5: 4000 Gb. Probabilidad asignada: 5%.

De todas estas cantidades, en torno a 1000 Gb ya habrían sido consumidos en el año 2000, lo cual arroja una estimación de reservas restantes en el rango de 1300 a 3000 Gb, para ese año.¹³ Estas estimaciones se refieren a reservas descubiertas y no descubiertas, cuya probabilidad total de materialización varía según el escenario. En el escenario P50, por ejemplo, las reservas probadas representan un 50% del total de recursos, las re-

servas no probadas un 17% y los recursos no descubiertos un 35% del total.

El estudio del USGS ha sido discutido por ASPO durante años y, más recientemente, por el Energy Watch Group (EWG, 2007). La principal crítica aportada tiene que ver con el hecho de que la materialización de los escenarios propuestos (especialmente el escenario P95, aunque también el central) asumen una visión muy optimista acerca del volumen de descubrimientos futuros, algo que contrasta llamativamente con la tendencia decreciente observada en las últimas décadas.

El escenario central, por ejemplo, asume que se descubrirán 800 Gb de reservas adicionales, un volumen casi tres veces superior al de las actuales reservas de Arabia Saudita. Para ello, sería necesario descubrir el equivalente a 20 Gb al año entre 2000 y 2030. Sin embargo, desde el año 2000 el volumen medio anual de nuevos descubrimientos no ha sobrepasado los 17 Gb (AIE 2008, EWG 2007).

Por este motivo el colectivo pesimista considera que actualmente la mejor estimación acerca de la cantidad de petróleo convencional que será posible extraer en el futuro (reservas 2P) se sitúa en el entorno de los 1000 Gb.¹⁴ Sin embargo, los más optimistas consideran factible el escenario central del USGS y cuentan con que todavía será posible extraer cerca de 2000 Gb.

3.6 Un breve apunte acerca del potencial futuro del petróleo no convencional

Se estima que existen entre 6000 y 7000 Gb de petróleo no convencional, la mayor parte en Canadá (2700 Gb), EEUU (2600 Gb) y Venezuela (1200 Gb). No obstante, las reservas se cifran, actualmente, en el entorno de los 600-700 Gb (173Gb en Canadá, 270Gb en los EEUU y 160Gb en Venezuela). El factor de recuperación implícito (10%) es muy inferior al observado para el petróleo convencional debido a las características específicas de este tipo de petróleo, tal y como ya se explicó en la sección 3.1.

Adicionalmente, existen limitaciones asociadas al uso intensivo de energía, la elevada contaminación causada y la baja rentabilidad de la extracción de petróleo no convencional.

En primer lugar, se trata de un proceso muy intensivo en agua y energía. En este sentido, Canadá, primer productor de petróleo no convencional del mundo, ya ha experimentado problemas en el abastecimiento de agua

¹³ Desde entonces se han consumido más de 200 Gb.

¹⁴ Recuérdese que el agregado de reservas 2P tiene una probabilidad de ocurrencia acumulada del 50%.

y gas natural para la explotación de sus arenas bituminosas. En concreto, el encarecimiento del gas natural está haciendo peligrar la viabilidad de varios proyectos. Se estima que Canadá necesitará consumir más del doble de sus actuales reservas de gas natural para poder extraer todas las reservas de arenas bituminosas que guarda en su subsuelo (Robelius 2007). Por todo ello, Canadá está considerando la construcción de varias centrales nucleares y estima que, en el mejor de los casos, podría cuadruplicar su actual producción de petróleo no convencional hasta 2030, desde el actual millón de barriles al día hasta 4-5 millones en 2030, lo cual representa en torno al 5% de la demanda mundial estimada para esa fecha.

La elevada dependencia de la energía y el agua se traduce en un impacto medioambiental muy levado. En concreto, el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero generado es enorme (tres veces superiores a las asociadas a la extracción de petróleo convencional en Canadá, por ejemplo), así como la gestión de los residuos rocosos obtenidos en el proceso de extracción (1 tonelada de roca por barril aproximadamente).

Las restricciones económicas y medioambientales son especialmente severas en la producción de petróleo a partir de esquisto en los EEUU. El EROEI obtenido es muy pobre y los costes económicos y medioambientales demasiado elevados como para prever una producción superior a los 1-2 millones de barriles al día en 2030.

En cuanto a Venezuela, el desarrollo de las infraestructuras necesarias para aumentar la producción de petróleo extra-pesado en el cinturón del Orinoco podría ser una barrera importante si no mejora el clima inversor de la zona. Por todo ello, no se prevé que la región pueda producir más de 4 millones de barriles al día en 2030 (Robelius 2007).

Por último, las perspectivas futuras de producción de petróleo en aguas profundas son muy prometedoras hasta 2012, estimándose una producción máxima de 10 Mbd. Pero a partir de esa fecha la producción desciende rápidamente, hasta quedar reducida a menos de 2Mbd en 2030 (Robelius 2007).

A nivel agregado, con la información disponible en la actualidad, ni la AIE ni la EIA prevén una aportación del petróleo no convencional muy superior a los 10 Mbd en 2030, algo menos de un 10% de la demanda estimada para esa fecha por la AIE (106 Mbd).

No obstante, cabe señalar que, así como en el caso del petróleo convencional el precio del barril juega un papel limitado a la hora de procurar un aumento de las reservas, en el caso del petróleo no convencional el precio del petróleo es una variable clave. Cuanto mayor sea el precio del petróleo más rentable resultará la producción de petróleo con arenas bituminosas, pizarras asfálticas, biocarburantes o combustibles sintéticos.

Por otra parte, incluso en un entorno de precios del petróleo elevados, es probable que uno de los principales frenos para el desarrollo del petróleo no convencional sea el gran coste medioambiental que entraña. Si, la lucha contra el cambio climático avanza y los esfuerzos por reducir las emisiones contaminantes proliferan, el futuro del petróleo no convencional aparece muy limitado a menos que la tecnología del secuestro y captura de carbono avance sustancialmente. Incluso en ese caso, es muy probable que el coste total de todo el proceso, desde la extracción del petróleo hasta el secuestro final del carbono sea demasiado elevado, haciendo más atractivo el uso de otras fuentes de energía alternativa, como los biocarburantes de segunda generación, la electricidad o el hidrógeno.

4. Estructura de la producción actual y tasas de declive

Volviendo al petróleo convencional, incluso recurriendo a la utilización de técnicas mejoradas, existe un punto a partir del cual el volumen de petróleo extraído de un yacimiento comienza a estancarse, ya sea por motivos geológicos o porque no resulta rentable seguir aumentando la producción. Se dice que el yacimiento alcanza entonces la madurez. Durante los primeros años de esta etapa, el yacimiento suele mantener su nivel de producción constante, en una especie de meseta ondulante. El número de años en que un yacimiento permanece en esta fase puede variar considerablemente según las características naturales del mismo y el perfil de explotación aplicado. En concreto, para campos muy grandes en tierra firme, la producción puede llegar a permanecer durante décadas en la meseta o *plateau* (AIE 2008). No obstante, tarde o temprano la producción acaba sucumbiendo a las leyes naturales y/o económicas y comienza a decrecer, entrando en la fase de declive.

La tasa anual a la que la producción de un yacimiento decrece (conocida como tasa de declive o agotamiento) depende de su edad, sus características geomorfológicas y el perfil de explotación aplicado. Esta tasa es fundamental para estimar correctamente el potencial productor futuro de la infraestructura existente actualmente, así como la cuantía en que ésta deberá ser ampliada para poder abastecer la demanda futura esperada.

Para obtener una medida fiable de la tasa de declive a nivel mundial es necesario disponer de información desagregada acerca del perfil de producción de todos los yacimientos que contribuyen a la actual oferta petrolera. Ello incluiría en torno a 70000 yacimientos, con características diversas y cada uno de ellos en su particular fase de explotación (crecimiento, meseta, declive). Hasta el momento tal base de datos no ha sido construida pero sí se han realizado esfuerzos por aproximar el valor de la tasa de declive mundial extrapolando (con

las debidas precauciones) las tasas observadas en aquellos yacimientos para los que se dispone de información suficiente.

Las dos iniciativas más destacadas han sido llevadas a cabo recientemente. La primera fue desarrollada por la consultora especializada CERA (propietaria de la empresa IHS). Sus principales conclusiones fueron publicadas en 2007 en el informe *Finding the Critical Numbers*, de acceso restringido. La segunda ha sido llevada a cabo por la AIE y sus conclusiones fueron publicadas en el último World Energy Outlook (WEO) 2008, de acceso público.

En su informe, la AIE presenta un análisis detallado de la evolución histórica de la producción de 798 yacimientos petroleros de todo el mundo, que reúnen el 60% de la producción mundial actual.¹⁵ En él, concluye que el tamaño de los mismos (medido en términos de sus reservas 2P), así como su emplazamiento (tierra o mar) son los principales factores determinantes de la producción. A mayor tamaño, menor es el nivel de producción máxima alcanzada (pico) y menor es la tasa observada en la fase de declive. Las tasas de declive encontradas son claramente superiores en los yacimientos más pequeños así como los marinos, especialmente aquellos situados a grandes profundidades.

De los 70.000 yacimientos petroleros que existían en 2007 a nivel mundial, apenas 110 proporcionaron más del 50% de la producción mundial de petróleo convencional¹⁶ y, de hecho, un 27% de la misma fue extraída de tan sólo 20 yacimientos súper-gigantes, tal y como muestra la tabla siguiente (AIE 2008).

¹⁵ Esta base de datos incluye a la totalidad de los 54 campos *súper-gigantes* del mundo (campos con reservas 2P iniciales de más de 5Gb), así como a 263 de los 320 campos *gigantes* (reservas 2P superiores a 0.5 Gb). De los 481 campos restantes, 285 son campos *grandes* (reservas 2P superiores a 0.1 Gb), los cuales representan más del 50% de los campos de esta categoría en el mundo. El resto de campos hasta completar los 798 son campos pequeños (con menos de 0.1 Gb de reservas 2P). Según la AIE, la principal fuente de información primaria consultada para elaborar la base de datos ha sido IHS.

¹⁶ 70.2 millones de barriles al día. No incluye líquidos del gas natural (LGN).

Yacimiento	País	Emplazamiento	Clasificación según reservas 2P	Año descumbri- miento	Producción máxima anual	Producción 2007	% Producción mundial convencional	Situación a 2007
				Year	Year	kb/d	kb/d	
Ghawar	Arabia Saudita	tierra	super gigante	1948	1980	5.588	5.100	7%
Cantarell	México	mar	super gigante	1977	2003	2.054	1.675	2%
Safaniyah	Arabia Saudita	On/off	super gigante	1951	1998	2.128	1.408	2%
Rumaila N&S	Irak	tierra	super gigante	1953	1979	1.493	1.250	2%
Greater Burgan	Kuwait	tierra	super gigante	1938	1972	2.415	1.170	2%
Samotlor	Rusia	tierra	super gigante	1960	1980	3.435	903	1%
Ahwaz	Irán	tierra	super gigante	1958	1977	1.082	770	1%
Zakum	Abu Dhabi (UAE)	mar	super gigante	1964	1998	795	674	1%
Azeri-Chirag-Guneshli	Azerbaijan	mar	super gigante	1985	2007	658	658	1%
Priobskoye	Rusia	tierra	super gigante	1982	2007	652	652	1%
Top 10					20.300	14.260	20%	
Bu Hasa	Abu Dhabi (UAE)	tierra	super gigante	1962	1973	794	550	1%
Marun	Irán	tierra	super gigante	1964	1976	1.345	510	1%
Raudhatain	Irán	tierra	super gigante	1955	2007	501	501	1%
Gachsaran	Irán	tierra	super gigante	1928	1974	921	500	1%
Qatif	Arabia Saudita	ambos	super gigante	1945	2.006	500	500	1%
Shaybah	Arabia Saudita	tierra	super gigante	1968	2003	520	500	1%
Saertu (Daqing)	China	tierra	super gigante	1960	1993	633	470	1%
Samotlor (main)	Rusia	tierra	super gigante	1961	1980	3.027	464	1%
Fedorovo-Surguts	Rusia	tierra	super gigante	1962	1983	1.022	458	1%
Zuluf	Arabia Saudita	mar	super gigante	1965	1981	677	450	1%
Top 20					30.240	19.163	27%	

Fuente: AIE 2008

Nota: yacimientos «super gigantes» fields son aquellos con reservas 2P iniciales iguales o mayores a 5 Gb

Como se observa, los veinte pozos más grandes del mundo ya han alcanzado su fase madura y un 70% de ellos se encuentra, de hecho, en fase de declive. El informe también aclara que aproximadamente un 35% de la producción mundial de petróleo convencional procede de yacimientos que comenzaron a ser explotados antes de los años setenta.

Tras estudiar los perfiles de producción de todos yacimientos incluidos en su base de datos, la AIE concluye que el 48% de las reservas iniciales 2P ya han sido extraídas. Cuanto más tiempo lleva en explotación un yacimiento y/o más rápidamente se ha extraído petróleo del mismo, mayor es su tasa de declive. Así mismo, la la tasa observada de declive es mayor cuanto menor es el tamaño del yacimiento o si éste está situado en el mar, especialmente en aguas profundas. Los campos grandes suelen tardar casi el doble de tiempo en alcanzar el pico que los más pequeños, registran un nivel de producción máximo comparativamente más bajo (medido como porcentaje de sus reservas) y en la fase de declive su producción disminuye también de manera menos abrupta.

Para estimar la tasa de declive mundial observada, la AIE parte de la tasa media observada para todos los yacimientos de su muestra que se encuentran en fase de declive (un total de 580), para la que obtiene un valor de del 5,1%. Dado que la mayoría de yacimientos incluidos en dicha muestra son *super-gigantes* y *gigantes* y, dada la elevada correlación negativa encontrada entre las tasas de declive observada y el tamaño de los pozos, la AIE aplica un factor de corrección al alza para estimar la tasa de declive observada mundial. Para ello

asigna al resto de los yacimientos del mundo (más de 69000), una tasa de declive del 10,4%, igual a la observada en los yacimientos más pequeños de su muestra. Dado que estos yacimientos son en realidad *grandes* (tienen reservas superiores o iguales a 0,1 Gb), la AIE advierte de que la tasa mundial observada de declive resultante de sus estimaciones debería ser tomada como un límite inferior del valor real.

El resultado obtenido es una tasa *observada*¹⁷ de declive del 6.7% para todos los yacimientos del mundo que se encuentran en fase de declive. La AIE no ofrece pistas respecto del porcentaje de la producción mundial que se encuentra actualmente en fase de declive, con lo que es imposible estimar cual sería la tasa media global que cabría comparar con otras referencias. No obstante, por el perfil asumido a la hora de elaborar su proyección a 2030 de petróleo convencional procedente de los pozos ya existentes, se intuye una tasa media de declive global del 4-5%. Este resultado coincide con el 4.5% estimado por CERA en 2007, algo que no resulta sorprendente cuando se tiene en cuenta que ambos análisis fueron realizados a partir de datos similares (ambos de IHS). No obstante cabe recordar el carácter de límite inferior que la propia AIE ha reivindicado para esta estimación. Aunque con implicaciones menos serias de lo que a primera vista sugería el dato inicial del 6,7%, lo que sí viene a confirmar este estudio es la necesidad de revisar al alza las de declive consideradas hasta hace poco por la mayor parte del colectivo pesimista, en el entorno del 3-4%.

¹⁷ La tasa *observada* debe distinguirse de la tasa *natural* de declive, siendo esta última aquella que se hubiera observado en ausencia de las inversiones necesarias para contener el declive de los pozos. Según la AIE la tasa real de declive estaría entre dos y tres puntos porcentuales por encima de la *observada*.

5. Conclusiones

En esta nota se han revisado algunos de los motivos por los cuales las actuales proyecciones oficiales acerca de la capacidad futura de producción de petróleo deben ser tomadas con cautela. En concreto, se ha analizado el papel desempeñado por el volumen de reservas de petróleo convencional y las tasas de declive de la producción y se ha visto cómo la falta de información contrastable y de calidad sobre estas dos variables desempeña un papel crucial.

La deficiente calidad de los datos disponibles sobre reservas se debe fundamentalmente a la naturaleza estratégica de las mismas, a la falta de un estándar internacional de clasificación y a la ausencia total de mecanismos de control que permitan verificar la veracidad de los datos facilitados por los países productores. Las distintas estimaciones disponibles en la actualidad para el ámbito mundial arrojan cifras 2P que difieren hasta en un billón de barriles. Para dar una idea del impacto que esto puede tener sobre la oferta de petróleo, basta señalar que, del escenario más pesimista al más optimista mediarían entre 15 y 25 años de diferencia en la consecución del pico petrolero mundial (Hallock et al. 2004). Por todo ello, hasta que una parte importante de los problemas mencionados se solucionen, las cifras disponibles de reservas deben ser tomadas con extrema cautela.

En cuanto a la tasa de declive natural considerada en las predicciones de oferta, aunque el último informe publicado por la AIE sobre prospectiva mundial energética (World Energy Outlook 2008) incorpora el más extensivo análisis público conocido hasta la fecha, las conclusiones ofrecidas resultan menos esclarecedoras de lo deseable, debido, de nuevo, a las limitaciones surgidas por el lado de los datos disponibles.

A la falta de información contrastada acerca de las reservas y las tasas de declive actuales se une la gran incertidumbre en torno a la evolución futura de los nuevos descubrimientos y las tasas de extracción, así como

el papel que tanto las mejoras tecnológicas como el precio del petróleo podrían jugar en todo ello. Para 2030, las proyecciones de la AIE sitúan la demanda mundial de petróleo en torno a los 106 Mbd (crecimiento anual medio del 1%). Ello supone un consumo acumulado de 800 Gb petróleo hasta 2030, lo cual equivale a más del 80% de las reservas restantes de petróleo convencional estimadas por el colectivo pesimista y algo más de la mitad de las reservas asumidas por los más optimistas.

Realizando un cálculo sencillo y conservador acerca de las necesidades de producción futura (asumiendo un incremento medio anual de la demanda del 0.5% y una tasa media de declive del 3% anual) en 2030 la demanda mundial de petróleo alcanzaría los 96 Mb. Nótese que para abastecer dicho volumen de demanda, sería necesario expandir la capacidad de producción en 83 Mbd netos (20 Mbd para cubrir el aumento de la demanda y 63 Mbd para compensar la caída en la producción), lo cual equivale a ocho veces la actual capacidad instalada de Arabia Saudita.

Por ello, si no se materializan las inversiones necesarias, no se puede descartar un escenario de inestabilidad de los precios y el suministro de petróleo, con un empeoramiento progresivo de las condiciones una vez que el actual entorno de recesión mundial remita. En el largo plazo, además, será necesaria una fuerte moderación de la demanda o un aumento inesperado de las reservas para garantizar el suministro a todas las economías del mundo.

En ambos casos, la tecnología está llamada a jugar un papel primordial, facilitando las mejoras de eficiencia energética así como el uso de energías alternativas al petróleo, o conduciendo a nuevos descubrimientos o mejoras en el factor de recuperación. Cuanto más se demoren las distintas economías en reconocer la situación actual y en tomar las medidas adecuadas encaminadas a fomentar el consumo energético racional y la sustitución paulatina del petróleo por energías alternativas, mayores serán los riesgos y los costes asociados al advenimiento del pico petrolero mundial.

6. Referencias

- Agencia Internacional de la Energía (2006): *World Energy Outlook 2006*.
- Agencia Internacional de la Energía (2007): *World Energy Outlook 2007*.
- Agencia Internacional de la Energía (2008): *World Energy Outlook 2008*.
- Agencia Norteamericana de Información sobre la Energía (*Energy Information Energy*, EIA): www.eia.doe.org
- Babusiaux, D y Bauquis, P.R (2007): *El agotamiento de las reservas de crudo y las tendencias en el precio del petróleo*. Cuadernos de Energía (nº19).
- BP Statistical Review of World Energy (2008): www.bp.com
- Consejo Mundial de la Energía (2007): *2007 Survey of Energy Resources*.
- Campbell, C.J., Laherrère, J (1998): *The End of Cheap Oil*, Scientific American, Marzo 1998.
- EnergyWatchGroup (2007): *Crude Oil, The Supply Outlook*. Report to the EnergyWatchGroup, Octubre 2007. EWG series No 3/2007.
- Falcone, G., Harrison, W., Teodoriu, C. (2007): *Can we be more efficient in Oil and Gas exploitation? A review of the shortcomings of recovery factor and the need for an open worldwide production database*. Journal of Physical and Natural Sciences. Vol 1, nº 2, 2007.
- Hallock, J.L, Tharakan, P.J, Hall,C, Jefferson,M, Wu,W (2004): *Forecasting the limits to the availability and diversity of global conventional oil supply*. Energy, Vol. 29, nº 11, pág. 1673-1696. Septiembre 2004.
- Hirsch, R.L., Bezdek, R.H, Wendling, R.M. (2005): *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation and Risk Management*. DOE NETL. Febrero 2005.
- Industry Task Force on Peak Oil & Energy Security (ITPOES 2008): *The Oil Crunch. Securing the UK's energy future*. Primer informe. Octubre 2008.
- Korpela, Seppo A. (2006): *Oil depletion in the World*. Current Science, Vol 91, nº9. Noviembre 2006
- Laherrère, J., (2006), *Oil and gas: what future?* Groningen Annual Energy Convention, Noviembre 2006.
- Laherrère, J (2007): *Uncertainty of Data and forecasts for fossil fuels*. ASPO y ASPO Francia, Abril 2007.
- Lynch, M.C., (2001): *"Forecasting Oil Supply: theory and practice"*. Quarterly Review of Economics and Finance 42 (2002) 373-389.
- Porter, Richard M. (2006): *"Beyond Oil: The View from Hubbert's Peak/ The End of Oil: the Edge of a Perilous New World/The Long Emergency: Surviving the Converging Catastrophes of the Twenty-First Century"* Journal of Economic Literature, 44 (1): 186-190
- Robelius, F (2007): *Giant Oil Fields – The Highway to Oil*. Uppsala University. PhD thesis. Upsala University.
- Schulte, w.M., (2005): *Challenges and Strategy for Increased Oil Recover*. Paper IPTC 10146, International Petroleum Technology Conference, Doha (Qatar), 21-23 Noviembre 2005.
- Salameh, Mamdouh G (2004): *How realistic are OPEC's proven oil reserves?* Petroleum Review. August 2004.
- Smil,V (2005): *Energy at the Crossroads: Global Perspectives and Uncertainties*, MIT Press.
- US Department of Energy and National Energy Technology Laboratory (2007): *Peaking of World Oil Production: Recent Forecasts*. DOE/ NETL-2007/1263.

WORKING PAPERS

- 0001 **Fernando C. Ballabriga, Sonsoles Castillo:** BBVA-ARIES: un modelo de predicción y simulación para la economía de la UEM.
- 0002 **Rafael Doménech, María Teresa Ledo, David Taguas:** Some new results on interest rate rules in EMU and in the US
- 0003 **Carmen Hernansanz, Miguel Sebastián:** The Spanish Banks' strategy in Latin America.
- 0101 **Jose Félix Izquierdo, Angel Melguizo, David Taguas:** Imposición y Precios de Consumo.
- 0102 **Rafael Doménech, María Teresa Ledo, David Taguas:** A Small Forward-Looking Macroeconomic Model for EMU
- 0201 **Jorge Blázquez, Miguel Sebastián:** ¿Quién asume el coste en la crisis de deuda externa? El papel de la Inversión Extranjera Directa (IED)
- 0301 **Jorge Blázquez, Javier Santiso:** Mexico, ¿un ex - emergente?
- 0401 **Angel Melguizo, David Taguas:** La ampliación europea al Este, mucho más que economía.
- 0402 **Manuel Balmaseda:** L'Espagne, ni miracle ni mirage.
- 0501 **Alicia García Herrero:** Emerging Countries' Sovereign Risk:Balance Sheets, Contagion and Risk Aversion
- 0502 **Alicia García-Herrero and María Soledad Martínez Pería:** The mix of International bank's foreign claims: Determinants and implications
- 0503 **Alicia García Herrero, Lucía Cuadro-Sáez:** Finance for Growth:Does a Balanced Financial Structure Matter?
- 0504 **Rodrigo Falbo, Ernesto Gaba:** Un estudio econométrico sobre el tipo de cambio en Argentina
- 0505 **Manuel Balmaseda, Ángel Melguizo, David Taguas:** Las reformas necesarias en el sistema de pensiones contributivas en España.
- 0601 **Ociel Hernández Zamudio:** Transmisión de choques macroeconómicos: modelo de pequeña escala con expectativas racionales para la economía mexicana
- 0602 **Alicia Garcia-Herrero and Daniel Navia Simón:** Why Banks go to Emerging Countries and What is the Impact for the Home Economy?
- 0701 **Pedro Álvarez-Lois, Galo Nuño-Barrau:** The Role of Fundamentals in the Price of Housing: Theory and Evidence.

- 0702 **Alicia García-Herrero, Nathalie Aminian, K.C.Fung and Chelsea C. Lin:** The Political Economy of Exchange Rates: The Case of the Japanese Yen
- 0703 **Ociel Hernández y Cecilia Posadas:** Determinantes y características de los ciclos económicos en México y estimación del PIB potencial
- 0704 **Cristina Fernández, Juan Ramón García:** Perspectivas del empleo ante el cambio de ciclo: un análisis de flujos.
- 0801 **Alicia García-Herrero, Juan M. Ruiz:** Do trade and financial linkages foster business cycle synchronization in a small economy?
- 0802 **Alicia García-Herrero, Eli M. Remolona:** Managing expectations by words and deeds: Monetary policy in Asia and the Pacific.
- 0803 **José Luis Escrivá, Alicia García-Herrero, Galo Nuño and Joaquin Vial:** After Bretton Woods II.
- 0804 **Alicia García-Herrero, Daniel Santabárbara:** Is the Chinese banking system benefiting from foreign investors?
- 0805 **Joaquin Vial, Angel Melguizo:** Moving from Pay as You Go to Privately Manager Individual Pension Accounts: What have we learned after 25 years of the Chilean Pension Reform?
- 0806 **Alicia García-Herrero y Santiago Fernández de Lis:** The Housing Boom and Bust in Spain: Impact of the Securitisation Model and Dynamic Provisioning.
- 0807 **Ociel Hernández, Javier Amador:** La tasa natural en México: un parámetro importante para la estrategia de política monetaria.
- 0808 **Patricia Álvarez-Plata, Alicia García-Herrero:** To Dollarize or De-dollarize: Consequences for Monetary Policy
- 0901 **K.C. Fung, Alicia García-Herrero and Alan Siu:** Production Sharing in Latin America and East Asia.
- 0902 **Alicia García-Herrero, Jacob Gyntelberg and Andrea Tesei:** The Asian crisis: what did local stock markets expect?
- 0903 **Alicia García-Herrero and Santiago Fernández de Lis:** The Spanish Approach: Dynamic Provisioning and other Tools
- 0904 **Tatiana Alonso:** Potencial futuro de la oferta mundial de petróleo: un análisis de las principales fuentes de incertidumbre.
- 0905 **Tatiana Alonso:** Main sources of uncertainty in formulating potential growth scenarios for oil supply.
- 0906 **Ángel de la Fuente y Rafael Doménech:** Convergencia real y envejecimiento: retos y propuestas.
- 0907 **KC FUNG, Alicia García-Herrero and Alan Siu:** Developing Countries and the World Trade Organization: A Foreign Influence Approach.

- 0908 **Alicia García-Herrero, Philip Woolbridge and Doo Yong Yang:** Why don't Asians invest in Asia? The determinants of cross-border portfolio holdings.
- 0909 **Alicia García-Herrero, Sergio Gavilá and Daniel Santabárbara:** What explains the low profitability of Chinese Banks?.
- 0910 **J.E. Boscá, R. Doménech and J. Ferri:** Tax Reforms and Labour-market Performance: An Evaluation for Spain using REMS.
- 0911 **R. Doménech and Angel Melguizo:** Projecting Pension Expenditures in Spain: On Uncertainty, Communication and Transparency.
- 0912 **J.E. Boscá, R. Doménech and J. Ferri:** Search, Nash Bargaining and Rule of Thumb Consumers
- 0913 **Angel Melguizo, Angel Muñoz, David Tuesta and Joaquín Vial:** Reforma de las pensiones y política fiscal: algunas lecciones de Chile
- 0914 **Máximo Camacho:** MICA-BBVA: A factor model of economic and financial indicators for short-term GDP forecasting.
- 0915 **Angel Melguizo, Angel Muñoz, David Tuesta and Joaquín Vial:** Pension reform and fiscal policy: some lessons from Chile.
- 0916 **Alicia García-Herrero and Tuuli Koivu:** China's Exchange Rate Policy and Asian Trade
- 0917 **Alicia García-Herrero, K.C. Fung and Francis Ng:** Foreign Direct Investment in Cross-Border Infrastructure Projects.
- 0918 **Alicia García Herrero y Daniel Santabárbara García;** Una valoración de la reforma del sistema bancario de China
- 0919 **C. Fung, Alicia Garcia-Herrero and Alan Siu:** A Comparative Empirical Examination of Outward Direct Investment from Four Asian Economies: China, Japan, Republic of Korea and Taiwan
- 0920 **Javier Alonso, Jasmina Bjeletic, Carlos Herrera, Soledad Hormazábal, Ivonne Ordóñez, Carolina Romero and David Tuesta:** Un balance de la inversion de los fondos de pensiones en infraestructura: la experiencia en Latinoamérica
- 0921 **Javier Alonso, Jasmina Bjeletic, Carlos Herrera, Soledad Hormazábal, Ivonne Ordóñez, Carolina Romero and David Tuesta:** Proyecciones del impacto de los fondos de pensiones en la inversión en infraestructura y el crecimiento en Latinoamérica

The analyses, opinions and findings of these papers represent the views of their authors; they are not necessarily those of the BBVA Group.

The BBVA Economic Research Department disseminates its publications at the following website: <http://serviciodeestudios.bbva.com>



Interesados dirigirse a:

Servicio de Estudios Económicos BBVA P. Castellana 81 planta 7 48046 Madrid <http://serviciodeestudios.bbva.com>

