

## ¿Son realistas las reservas probadas de petróleo de la OPEP?

Han ido en aumento las preguntas sobre el tamaño actual de las reservas probadas de la OPEP, pues permanecieron en 819 miles de millones de barriles (mmb) hasta comienzos de 2003 a pesar de no producirse nuevos descubrimientos significativos entre 1980 y 2002 acumulándose además una producción de 186 mmb durante ese mismo periodo. Muchos expertos se están cuestionando también cómo pudieron aumentar repentinamente las reservas del cártel desde 467.39 mmb en 1982 hasta 760.48 mmb en 1988, un incremento de 293.11 mmb en un momento en el que no se desarrollaron grandes exploraciones o más perforaciones. Además, algunos miembros de la industria petrolera estiman que la actual capacidad excedentaria no es muy superior a 0.92 millones de barriles al día (mb/d) en vez de los 3 mb/d que se afirman en las posturas oficiales. En este artículo, el Doctor *Mamdouh G. Salameh*<sup>1</sup> propone que las reservas probadas de la OPEP están exageradas en 300.000 mb.<sup>2</sup>

A finales de la década de los 80 se produjo un enorme y abrupto incremento en las reservas probadas que fueron anunciadas por varios de los países miembros de la OPEP. Entre 1982 y 1988 éstas aumentaron súbitamente de 467.39 miles de millones de barriles (mmb) a 760.48 mmb<sup>3</sup>. Estos repentinos añadidos coincidieron con la decisión del cártel de la OPEP -informalmente en 1982 y formalmente en 1983- de adoptar un sistema de cuotas para defender el precio del petróleo, que estaba siendo sometido a fuertes presiones. Fue entonces cuando los miembros del cártel añadieron de golpe enormes cantidades de reservas para poderse asegurar la mayor cuota de producción posible. Así que se aumentó la capacidad ociosa al disminuir la producción por los temores de que una completa libertad en la extracción terminara precipitando los precios hacia una espiral bajista. Aún así, los miedos del cártel se materializaron durante el periodo 1985 - 1986, pues los productores colapsaron los precios al seguir la natural tendencia de incrementar su producción para mitigar los dañinos efectos que producían la debilidad de los precios en las rentas nacionales<sup>4</sup>.

Aunque pronto se asignó una cuota a cada nación de la OPEP basada en su capacidad anual de producción, la organización cambió la regla de principios de los 80 al decir que también se debían considerar las reservas de petróleo de cada país. Como resultado de esta decisión, la mayoría de los miembros de la OPEP incrementaron inmediatamente sus reservas estimadas. Entre 1982 y 1988 Venezuela aumentó sus reservas probadas de 33.61 mmb a 58.51 mmb; a continuación Irán anunció que añadía al monto de las suyas 33.61 mmb y los Emiratos Arabes Unidos (EAU) hicieron lo propio con 65.76 mmb. Irak fue el siguiente que se metió en la trifulca al añadir 41 mmb, siguiéndole en el tiempo Arabia Saudita cuando en 1988 incorporó 89.51 mmb a sus reservas probadas. En conjunto, la OPEP añadió 293.11 mmb de reservas durante el periodo 1982 - 1988 (ver Tabla 1).

*[De nuevo han habido quejas sobre las fuentes originales de donde se han tomado los datos en la última edición del 'BP Statistical Review' de junio del 2004, pues las reservas ahora incorporadas han sido revisadas al alza. A causa de esto las de la OPEP a finales de 2002 han sido aumentadas desde los 819 mmb reportadas en la*

País	Reservas probadas (1982)	Añadidos netos a las reservas (1982 - 1988)	Reservas probadas (1988)
Argelia	9.44	-0.24	9.20
Indonesia	10.53	-1.53	9.00
Irán	56.15	36.71	92.86
Irak	59.00	41.00	100.00
Kuwait	67.15	27.38	94.53
Libia	22.19	0.61	22.80
Nigeria	16.75	-0.75	16.00
Qatar	3.45	1.05	4.50
Arabia Saudita	165.48	89.51	254.99
EAU	32.35	65.76	98.11
Venezuela	24.90	33.61	58.51
Total OPEP	467.39	293.11	760.50

Fuente: OPEC Annual Statistical Bulletins, 1982-2003

Tabla 1: Añadidos netos a las reservas de la OPEP, 1982-1988 (en miles de millones de barriles)

edición de BP de junio del 2003 hasta los 881.6 mmb de la edición de 2004. La última cantidad citada del 2003 en la revisión del 2004 ha sido de 882 mmb, y las principales revisiones en las reservas oficiales de la OPEP han sido: Irán aumenta de 89.7 mmb a 130.7 mmb, Argelia de 9.2 mmb a 11.3 mmb, Libia de 29.5 mmb a 36 mmb y finalmente Nigeria de 24 mmb a 34.3 mmb. Las demás reservas estimadas de la OPEP se han mantenido prácticamente sin cambios. Pero para hacerse una idea de la magnitud de las modificaciones que BP ha reportado en estos países, el monto añadido es equivalente a las reservas iniciales de los yacimientos del Mar del Norte o iguales a dos años y medio de producción mundial. Hay un amplio abanico de opiniones sobre la credibilidad de estas revisiones. Nota del editor]

Se han sugerido varias explicaciones para responder a este repentino salto en las reservas de la OPEP entre 1982 y 1988, pero ninguna ha sido del todo satisfactoria. Una de las que se suele dar es que no fueron el resultado de nuevos descubrimientos realizados durante estos años sino que son 'reservas políticas'. Es decir, reservas que se consideraron 'probadas' bien para sustentar la petición que cada país hacía para mantener la más alta capacidad de extracción en las asignaciones del sistema de cuotas de la OPEP o como resultado de una excesiva revisión al alza de anteriores estimaciones<sup>5</sup>.

Otra explicación que se ha dado es que en un principio la estimación de las reservas de la OPEP sólo se basaba en una tasa de recuperación del 20% del 'petróleo en el lugar', pero posteriormente se revisó hacia una tasa del 50% -muy por encima del 29% actual y por tanto injustificable.

Probablemente, el abrupto incremento en las reservas anunciadas por la OPEP a finales de los 80 fue una mezcla de revisiones al alza de viejas estimaciones demasiado escasas y pensamientos muy esperanzados sobre las capacidades de recuperación.

En los países del Golfo ha faltado transparencia y consistencia en las reservas reportadas. Las estadísticas proporcionadas podrían cambiar gracias a estimaciones revisadas del 'petróleo en el lugar' o cambios en los porcentajes de recuperación. Pero, incluso añadiendo más

desarrollos técnicos, hay suficientes motivos para suponer que las reservas están sobreestimadas<sup>6</sup>.

## Reducción de las reservas

Con anterioridad a la introducción del sistema de cuotas, las adiciones netas a las reservas de la OPEP durante el periodo 1978 - 1982 fueron tan sólo de 19.5 mmb<sup>7</sup>. A pesar de esta tendencia, de repente saltaron a 293.11 mmb entre 1982 y 1988 sin que se reportaran mayores descubrimientos, extensas exploraciones o incluso se produjeran más perforaciones durante este lapso de tiempo.

Una estimación más razonable de las actuales reservas de la OPEP debería ser 519 mmb y no 819 mmb, que comporta una reducción de 300 mmb. Esto se fundamenta en un promedio global en las tasas de recuperación del 29% en vez del 50%, y también en mis cálculos sobre las cifras de producción, consumo y descubrimientos de la OPEP. También se puede llegar a concluir unas reservas estimadas de 519 mmb empleando los procesos de cálculo diseñados por el profesor Kenneth S. Deffeyes de la Universidad de Princeton (ver *Tabla 2*). Éstos implican la eliminación de los bruscos saltos de las reservas de cada país miembro de la OPEP durante los años 1982 - 1988. El profesor Deffeyes estima que el 60% de la producción del periodo 1989 - 2002 se hizo a costa de las reservas y sólo se puede aplicar un factor recuperador del 40% como corrección de anteriores subestimaciones o adición de nuevas reservas. La ratio 60:40 permite obtener una cifra promedio en aquellos países que reportaron abruptos incrementos de las reservas<sup>8</sup>.

Por tanto se deben eliminar 300 mmb de las actuales reservas de la OPEP, que actualmente son de 819 mmb, reduciéndolas a una cantidad más realista de 519 mmb. Al hacer esto las reservas probadas globales estimadas en 1.000 mmb de petróleo deben reducirse también en una cantidad equivalente. Y esta corrección también reducirá la estimación sobre las máximas reservas globales desde la actual cantidad consensuada de 2.100 mmb a 1.800 mmb, lo que es un severo impacto sobre los abastecimientos globales de petróleo y sobre su precio.

País	Reservas OPEP (1988)	Añadidos a las reservas (1982-1988)	Producción (1989-2002)	Disminución (60%)	Añadidos (40%)	Reservas actuales (2002)
Argelia	9.20	-0.24	4.15	2.49	1.66	10.86
Indonesia	9.00	-1.53	6.68	4.00	2.67	11.67
Irán	92.86	36.71	18.86	11.32	7.54	63.69
Irak	100.00	41.00	7.92	4.75	3.17	62.17
Kuwait	94.53	27.38	10.00	6.00	4.00	71.15
Libia	22.80	0.61	8.43	5.06	4.25	25.56
Nigeria	16.00	-0.75	10.63	6.38	3.92	20.25
Qatar	4.50	1.05	2.83	1.70	1.13	4.58
Arabia Saudita	254.99	89.51	40.92	24.55	16.37	181.85
EAU	98.11	65.76	12.50	7.50	5.00	37.36
Venezuela	58.51	33.61	14.50	8.70	5.80	30.70
<b>Total</b>	<b>760.50</b>	<b>293.11</b>	<b>137.42</b>	<b>82.45</b>	<b>54.97</b>	<b>519.84</b>

Fuentes: OPEC Annual Statistical Bulletins, 1982 - 2003; BP Statistical Review of World Energy, Junio del 2003

Tabla 2: Una revisión de las actuales reservas de la OPEP (en miles de millones de barriles)

## Pico de producción

La ratio actual entre reservas y producción (R/P) es de 37 años basándose en unas reservas probadas globales de 1047.7 mmb (al comienzo de 2003) y una producción anual de 28 mmb. Al revisar a la baja las reservas de la OPEP en 300 mmb la ratio R/P se reduce en 10 años pasando a 27. *[Si tomamos como fundamento las últimas revisiones de BP en la actualidad disponemos de 1147.7 mmb de reservas globales, teniendo así una ratio R/P de 41. No obstante, las ratios R/P son en gran medida irrelevantes si tenemos en cuenta la creciente demanda de petróleo y los patrones de declive. Nota del editor].*

A pesar de todo, aunque estos datos oscilen entre 37 y 27 años, se debe advertir que la extracción de petróleo no se mantendrá plana durante este periodo para luego descender de repente a cero. Más bien ésta alcanzará un pico y después la humanidad deberá enfrentarse con una era de declive en la producción. Es evidente entonces que este 'pico en la producción' supondrá un cambio radical en nuestra futura confianza en el petróleo y en consecuencia tanto los consumidores como los gobiernos deberían ser conscientes de lo cercana que puede estar esta fecha.

Actualmente el mundo está consumiendo 28 mmb de petróleo cada año y con una tendencia creciente, mientras que en promedio se están encontrando 7.42 mmb de petróleo al año<sup>9</sup>. Durante el periodo 1992 - 2003 sólo se ha reemplazado el 29% de la producción global de crudo con nuevos descubrimientos. El déficit acumulado durante estos años totaliza unos 222 mmb (ver Tabla 3).

Según el *2003 World Petroleum Trends Report* (WPT) del grupo IHS, el año 2003 fue probablemente el primero en el que no se han registrado nuevos grandes descubrimientos, añadiéndose tan sólo 2.27 mmb de nuevas reservas. Deberíamos irnos a la década de los 20 para encontrar un año en el que se hicieran tan pocos descubrimientos de gran tamaño<sup>10</sup>.

Año	Añadido por año	Producción anual	% producción anual
1992	7.80	23.98	33
1993	4.00	24.09	17
1994	6.95	24.42	28
1995	5.62	24.77	23
1996	5.42	25.42	21
1997	5.92	26.22	23
1998	7.60	26.75	28
1999	13.00	26.22	50
2000	12.60	27.19	46
2001	8.90	27.81	32
2002	9.00	26.99	31
2003	2.27	28.11	8
1992- 2003	89.08	311.97	29
Promedio	7.42	26.00	29

Fuentes: *World Petroleum Trends Report (WPT) 2003 del grupo HIS; BP Statistical Review of World Energy, 1993 - 2003*

Tabla 3: Añadidos a las reservas globales de crudo 1992-2003 (en miles de millones de barriles) excluyendo los EEUU y Canadá

## Impacto sobre las máximas reservas globales

La producción global de petróleo podría alcanzar su pico probablemente durante esta década. Después de este pico comenzará a caer la producción mundial de crudo y nunca más volverá a subir. El mundo no se va a quedar sin petróleo, pero el desarrollo de las alternativas al petróleo en gran escala puede llevar dos décadas, si no más. Ya podría haber comenzado el descenso en la producción, pues las actuales fluctuaciones en los precios del crudo y el gas natural podrían ser el preámbulo a lo que podría ser la 'crisis energética final'<sup>11</sup>.

Entre los expertos en temas energéticos está tomando cuerpo la creciente opinión de que la producción global de petróleo convencional podría alcanzar su cenit durante esta década, probablemente entre el 2004 y el 2009. El declive en la producción causará un corte global en el suministro. No obstante, mis propias investigaciones me dicen que el cenit global de la producción de petróleo podría ocurrir mucho antes, probablemente entre 2004 y 2005. No obstante esto depende de dos factores:

1. La realidad de las reservas probadas de la OPEP.
2. La capacidad de la OPEP para sostener su producción.

## La capacidad de producción de la OPEP

Actualmente se piensa que la OPEP tiene una capacidad de producción excedentaria de 3 mb/d. Pero hay miembros de la industria del petróleo defendiendo que su capacidad está lejos de esta cantidad -la última estimación da una capacidad de 29.79 mb/d. Por 'capacidad' se entiende aquí 'ser asequible en 30 días y sostenible durante 3 meses'. Con la producción actual de 28.78 mb/d se estima que la actual capacidad excedentaria de la OPEP disponible con facilidad es de unos 0.92 mb/d (ver

Tabla 4). Pero esta capacidad excedentaria aún podría ser menor debido a las frecuentes interrupciones en la producción y exportaciones del petróleo iraquí por los sabotajes continuos sobre sus instalaciones. En el momento presente no hay capacidad excedentaria en los productores que no son de la OPEP ni nuevas reservas que se puedan incorporar con prontitud para su producción.

Además hay tres grandes productores dentro de la OPEP que tienen severos problemas con sus respectivas producciones. El primero es Venezuela, pues su capacidad se ha reducido de 3.5 mb/d en 1997 a 3 mb/d en 2003 debido principalmente a la falta de fondos destinados a inversiones

en exploración y desarrollo y un declive anual que oscila entre el 15% y el 25%. El país tiene un ambicioso plan a cinco años para incrementar su producción hasta 5.5 mb/d en 2008. Este requiere un gasto superior a 43.000 millones de dólares, donde empresas occidentales contribuirán con unos 23.000 millones de dólares y el resto sería aportado por el gobierno venezolano. Pero Venezuela no dispone de fondos suficientes para aportar la parte que le corresponde y dadas las actuales circunstancias políticas los inversores extranjeros no parecen estar dispuestos a superar su parte. En consecuencia, no parece demasiado realista el plan venezolano para expandir su producción. En el mejor de los casos serían capaces de aumentar su producción hasta 4mb/d en el 2010<sup>12</sup>.

Irán parece tener también dificultades a la hora de mantener sus niveles de extracción, algo que se puede observar en las oscilaciones que sufre su producción mes a mes. Se estima que la actual capacidad sostenible de Irán está en unos 3.5 mb/d. Pero algunos expertos independientes sostienen que el país está teniendo problemas técnicos en sus mayores campos terrestres, y esto hasta el extremo de que la capacidad productiva de Irán podría estar cayendo por debajo de su cuota OPEP. El declive en los campos más viejos actualmente suma unos 250.000 b/d. La apertura del sector petrolero iraní a inversiones extranjeras se produce para poder realizar unos planes que permitan incrementar la producción de crudo hasta 6 mb/d para el 2010, partiendo de los actuales 3.5 mb/d. Pero muchos analistas creen que estas cantidades no son inalcanzables.

Incluso la poderosa Arabia Saudita está teniendo problemas para mantener los niveles. Su actual capacidad excedentaria que puede poner a disposición con facilidad está estimada como mucho en unos 250.000 mb/d, y no en los 3 mb/d que se asumían anteriormente. Cualquier nuevo añadido a su capacidad debe compensar el declive en la producción de su campo gigante Ghawar, que acumula el 59% de la producción saudita. Aparecen constantes informes en los que se detalla que el país está encarando serios problemas en sus inyecciones de agua en Ghawar, pues actualmente son necesarios 7 mb/d de agua de mar desalinizada para poder apuntalar la presión en el campo<sup>13</sup>.

Casi el 90% de la producción saudita proviene de ocho viejos campos. Esforzándose por mantener la fluidez de la producción, en la actualidad los nuevos pozos sólo se barrenan de forma horizontal, debiéndose añadir cada año unos 200<sup>14</sup>. Esto suena como si el país estuviera trabajando duro, pero no para incrementar su capacidad cuando fuera necesario abriendo la espita, sino simplemente para mantener sus niveles actuales.

Algunos expertos creen que están cerca los días en que se termine el 'milagro' saudita de trabajar sin esfuerzo y con bajos costes. Estos mismos expertos creen que el viejo campo Ghawar, con una producción de 5 mb/d podría estar agotándose y entrar pronto en una fase de declive. También sospechan que la mayoría de los otros grandes campos sauditas, incluyendo a Abqaiq y Berri, podrían haber pasado ya su cenit. Especulan con que los sauditas, para mantener su producción, pronto podrían verse obligados a desarrollar campos que en otro tiempo se consideraron marginales.

## El impacto en los precios globalizados del petróleo

No hay ningún otro mercado más verdaderamente 'global' que el del petróleo -un 'commodity' líquido fácilmente transportable entre productores y consumidores que se distribuye a lo largo del planeta. Cada pequeño sobresalto en la producción o la demanda puede transmitir sus ondas en todo el mundo y causar abruptas alzas en el precio del petróleo.

Una revisión a la baja de las reservas de la OPEP y de su capacidad productiva sostenible impactará necesariamente en los precios del petróleo. Se supone que la OPEP debería ser el productor 'swing', es decir el último resorto con la suficiente capacidad sobrante como para inundar de petróleo el mercado en el momento que sea necesario. La revelación de que sus reservas probadas están sobreestimadas en 300 mmb podría tener un enorme impacto psicológico en el mercado global del petróleo y podría provocar un brusco aumento en los precios del crudo.

Descontar 300 mmb de las reservas de la OPEP es equivalente a sacar de los mercados globales un gran productor como Arabia Saudita. Si hacemos una proyección temporal considerando esta merma de capacidad sobrante, el barril de petróleo podría encarecerse para el 2010 entre 10 y 15 dólares, con unos precios oscilando entre 40 y 45 según mis cálculos. Semejante crecimiento podría socavar la seguridad global del petróleo y dar lugar a compras movidas por el pánico, tal como sucedió en el mercado Spot durante los años 1979 y

Pais	Actual capacidad	Actual producción	Capacidad de utilización(%)	Capacidad sobrante
Argelia	1.66	1.66	100	-
Indonesia	1.20	1.18	98	0.02
Irán	3.50	3.45	99	0.05
Irak	2.00	1.40	70	0.60
Kuwait	2.15	2.15	100	-
Libia	1.45	1.45	100	-
Nigeria	2.18	2.18	100	-
Qatar	0.90	0.90	100	-
Arabia Saudita	9.25	9.00	97	-
EAU	2.50	2.50	100	0.25
Venezuela	3.00	3.00	100	-
<b>Total</b>	<b>29.79</b>	<b>28.87</b>	<b>97</b>	<b>0.92</b>

Fuentes: Energy Intelligence Group (EIG), International Energy Agency (IEA)

Tabla 4: Capacidad actual sostenible de la OPEP y capacidad máxima de producción (en millones de barriles al día)

1980, donde muchos de los países consumidores de petróleo hacían ofertas cada vez más elevadas para no quedar desabastecidos de un petróleo que andaba escaso.

Si continúa creciendo el consumo de petróleo, ¿qué podemos hacer para estirar el suministro? Aún se puede exprimir más petróleo fuera de los yacimientos actuales, de las arenas asfálticas y de los esquistos, pero ¿será suficiente para contrarrestar la escasez?

## ¿Cuál es la alternativa?

A pesar de que hay avances tecnológicos como las perforaciones horizontales y las imágenes sísmicas que pueden ayudar a reducir los costes de las perforaciones, nunca podrán encontrar petróleo donde no existe. Y aunque el crudo no convencional como el extra pesado, las arenas asfálticas o el gas licuado finalmente pudieran ser accesibles, es muy temerario creer, tomando como referencia las evidencias actualmente disponibles, que habrá bastante para reemplazar la caída del suministro del petróleo convencional.

En 2003 el petróleo no convencional contribuyó al 1% del consumo total de crudo. Aún así podría someterse a fuerte presión para que cubriera el 2% de la demanda global en el 2005 e incluso un 3% o 4% en el 2010 y el 2020 respectivamente. Por lo que respecta a las fuentes de energía renovable, sólo contribuyeron durante el 2003 al 1% de la demanda global de energía primaria. Su contribución podría no exceder el 7% en el 2005 e incluso incrementarse hasta un 13% para el 2050. En otras palabras, la contribución combinada de petróleo no convencional y energías renovables no harán más que una modesta mella en la demanda energética del futuro.

Todo esto es muy cierto, pues hoy ya no se pueden poner en marcha iniciativas que tengan un efecto sustancial sobre el año en el que se produzca el cenit de producción de petróleo. Pues ni las exploraciones en el Caspio, ni las perforaciones en el Mar del Sur de la China, ni los proyectos de energías renovables, ni los petróleos no convencionales pueden incorporar las cantidades necesarias para evitar una guerra desde la demanda por el petróleo que queda.

## Notas

1. El Dr. Mamdouh G. Salameh es economista internacional sobre el petróleo, consultor del Banco Mundial en Washington DC y técnico experto de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO) en Viena. También es el director del Oil Market Consultancy Service en el Reino Unido y miembro del International Institute for Strategic Studies de Londres y del Royal Institute of International Affaire.
2. Este artículo es una versión abreviada de una ponencia presentada en la Internacional Energy Conference 'Energex 2004' en Lisboa, Portugal, el 3 de mayo del 2004.

3. *Opec Annual Statistical Bulletin*, 1998, pág. 10.
4. 'Opec quotas: The end of an era?', *Opec Issues*, Centre for Global Energy Studies (CGES), London 1996, pág. 11.
5. *Global Oil Report*, CGES, Vol. 8, Issue 2, Mar-Apr 1997, pág. 5.
6. Gilbert Jenkins, 'World Oil Reserves Reporting 1948-96: Political, economic and subjective influences', *Opec Review*, Vol. XXI, No 2, June 1997, pág. 97.
7. *Opec Annual Statistical Bulletin*, 1988, pg. 97.
8. Kenneth S. Deffeyes, *Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage*, Princeton University Press, Princeton, 2001, págs 147-148.
9. HIS Energy Group's 2003, *World Petroleum Trends Report (WPT)*
10. *Petroleum Review*, febrero 2004, págs. 2 y 46.
11. Kenneth S. Deffeyes, *Hubbert's Peak*, pág. 1.
12. Priscilla Ross, 'Venezuela wake-up call', *Petroleum Review*, Junio 2002, pág. 20.
13. Mathew R. Simmons, 'The Mystery of Oil'. Ponencia presentada en la 26ª Annual IAEE Conference in Praga, República Checa, 4-7 Junio 2003, diapositiva nº 26 titulada 'Saudi Arabia's Oil & Gas Challenges'.
14. *Petroleum Review*, Marzo 2004, págs. 2 y 33.
15. Mamdouh G. Salameh, 'Can renewable and unconventional energy sources bridge the global energy gap in the 21st century?' *Applied Energy* 75, 2003, págs. 33-42, Elsevier Science.

Traducido y maquetado por Marcos Martínez (AEREN)  
www.crisisenergetica.org