



# Pemex y sus hermanas

JORGE EDUARDO NAVARRETE

Ponencia en el foro Ciencia, Tecnología y Reforma Energética, organizado por la Academia Mexicana de Ciencias, Ciudad Universitaria, México, 16 a 18 de junio de 2008.

En buena parte de los estudios sobre el mundo petrolero de los inicios del siglo XXI, al examinar la función que corresponde a las empresas que actúan en el mercado internacional se suele agrupar, por una parte, a las corporaciones transnacionales privadas (IOC, international oil corporations), conocidas antaño como “las siete hermanas” y, por otra, a las entidades petroleras estatales (SOC, State oil companies), cuya importancia relativa ha venido creciendo en función, sobre todo, del control que detentan sobre cerca de cuatro quintas partes de las reservas petroleras efectivas del mundo. Si Pemex, el organismo público descentralizado establecido para ejercer el dominio exclusivo del Estado mexicano sobre la industria petrolera, tuviese hermanas habría que buscarlas entre estas últimas: las empresas estatales.

Mi contribución a esta discusión de algunos aspectos centrales de la dimensión económica del sector mexicano de energía aborda cuestiones que están, de hecho, ausentes del proyecto de reforma petrolera que la administración ha presentado al Congreso y que ha concentrado la atención y preocupación nacionales.

Una de las limitaciones más importantes de ese proyecto de reforma, que se ha hecho notar de manera reiterada por numerosos analistas, es que está muy lejos de responder a su denominación oficial de reforma energética. Se trata, como todos sabemos, de un conjunto de iniciativas que se orienta a reformar algunos aspectos de la operación de Pemex, con el propósito de promover la participación de agentes privados, del país y del exterior, en actividades que la Constitución y las leyes le reservan en exclusiva.

El mundo de la energía enfrenta una transición renovada que se vincula, cada vez más, con las consecuencias ambientales de su actual estructura y forma de operación. Esta transición se orienta a

determinar las combinaciones de energéticos cuya disponibilidad garantice, en el largo plazo, la expansión de la economía mundial en condiciones de sustentabilidad. Por ello, todas las cuestiones relacionadas con la energía, a escala nacional y global, deben considerarse teniendo en cuenta las interrelaciones que las vinculan dentro del sector de la energía y sus repercusiones ambientales. Este enfoque de conjunto está ausente del proyecto, siendo por ello imposible aceptar que influirá en el desenvolvimiento de largo plazo del país en la forma y alcance señalados: “superar definitivamente la pobreza y garantizar la educación y la salud de todos los mexicanos [en] un México más próspero y plenamente desarrollado”, como con hipérbolo desmedida proclamó Calderón el 8 de abril último al presentar el paquete de reformas.<sup>1</sup>

Ante esta combinación de insuficiencia y desmesura, es conveniente, como también se ha señalado, que se coloquen en la mesa del debate otros enfoques, otras opciones y otras propuestas sobre la reforma de Petróleos Mexicanos; sobre la diversificación del sector energético; sobre la economía y la sociedad a cuyos intereses sirven y, desde luego, sobre el entorno mundial en que se insertan. Ni el organismo, ni el sector, ni la economía, ni la nación son islas o funcionan en el aislamiento. Si se desea incidir en el futuro del primero, hay que considerar también la transición del sector de la energía y las consecuencias ambientales; la indispensable corrección de la extremada dependencia de los ingresos públicos respecto del petróleo; la retomada del crecimiento económico y su reorientación redistributiva; la evolución previsible del mundo de la energía y las transformaciones tecnológicas asociadas.

Por ello es importante que se realicen foros que propongan y adopten una visión de conjunto sin cuya integralidad es imposible arribar a una visión

precisa de los temas que se debaten y a conclusiones acertadas que atiendan el interés nacional.

### Pemex y las demás

Desde el punto de vista de la posición internacional de Pemex, lo primero que se subraya en el diagnóstico que da base a las iniciativas de reforma es que, en los últimos años, el organismo ha perdido terreno entre sus semejantes: “como empresa petrolera integrada –dice el documento en su página 5– Pemex es la onceava [undécima, se quiso decir] más importante del mundo. Sin embargo esta posición ha venido deteriorándose constantemente durante los últimos años: en 2000 Pemex era la sexta empresa petrolera más importante; en 2004 la novena; en 2006, la décima y, en 2007, la onceava”.

Se encuentra aquí, como en tantos otros párrafos del diagnóstico, una inexactitud, en este caso de escasa importancia: las posiciones que se indican para Pemex corresponden, en realidad, al cierre del año anterior al señalado. La fuente –que los autores del diagnóstico pensaron nadie se tomaría la molestia de consultar– aclara que, para 2007, “las clasificaciones presentadas se basan en los resultados operativos de 2006 de las compañías, tal como fueron presentados al final del año o cuando se hicieron públicos”. Así, el lugar 11 correspondió a PEMEX al cierre de 2006. El que le ha-

ya correspondido en 2007 será dado a conocer en estas fechas por Energy Intelligence Research, la firma editora del reputado *Petroleum Intelligence Weekly*. Muy probablemente muestre una nueva caída en la escala.

Este *ranking* combina los siguientes seis indicadores de cada compañía: reservas y producción de petróleo, reservas y producción de gas natural, capacidad de refinación y volúmenes de producción y ventas. De las cincuenta compañías más importantes al cierre de 2006, 21 son empresas privadas; cinco tienen participaciones minoritarias de capital público; seis más tienen capital público mayoritario y las restantes 18 son 100% de capital público. Si se toman sólo las primeras veinte, diez son de propiedad estatal, tres más tienen participación de capital público y las restantes siete son privadas. Entre sus hermanas, las mayores SOC, Pemex ocupó en 2006 el quinto puesto.

### *Petroleum Intelligence Weekly*, las 20 mayores

Fuente: Energy Intelligence Research, *Petroleum Intelligence Weekly*,

“Ranking the World's Oil Companies”.

Posición 2006	Posición 2005	Índice PIW	Compañía	País	Propiedad estatal %
1	1	30	Saudi Aramco	Arabia Saudita	100
2	3	33	NIOC	Irán	100
3	2	37	ExxonMobil	Estados Unidos	
4	5	52	BP	Reino Unido	
5	4	55	PDV	Venezuela	100
6	6	60	Royal Dutch Shell	Reino Unido y Países Bajos	
7	7	61	CNPC	China	100
8	11	78	ConocoPhillips	Estados Unidos	
9	8	84	Chevron	Estados Unidos	
10	8	85	Total	Francia	
11	10	87	Pemex	México	100
12	15	96	Gazprom	Rusia	50.0023
12	12	96	Sonatrach	Argelia	100
14	13	103	KPC	Kuwait	100
15	14	106	Petrobras	Brasil	32.2
16	17	123	Adnoc	Emiratos Árabes Unidos	100
17	16	126	Lukoil	Rusia	
18	19	127	Petronas	Malasia	100
19	18	144	Eni	Italia	30
20	20	144	NNPC	Nigeria	100

### Empresas petroleras más importantes

Fuente: Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos, *Diagnóstico: situación de Pemex*, p. 5, con datos de *Petroleum Intelligence Weekly*, “Ranking the World's Oil Companies”.

\* Empresas Petroleras Estatales

2000		2004		2007	
Posición	Empresa	Posición	Empresa	Posición	Empresa
1	Saudi Aramco*	1	Saudi Aramco*	1	Saudi Aramco*
2	PDV (Vene.)*	2	ExxonMobil	2	NIOC (Irán)*
3	Exxon Mobil	3	NIOC (Irán)*	3	ExxonMobil
4	NIOC (Irán)*	4	PDV (Vene.)*	4	BP
5	Shell	5	BP	5	PDV (Vene.)*
6	Pemex*	6	Shell	6	Shell
7	BP	7	Chevron	7	CNPC (China)*
8	Total	8	Total	8	ConocoPhillips
9	CNPC (China)*	9	Pemex*	9	Chevron
10	Petramina*	10	CNPC (China)*	10	Total
				11	Pemex*



El diagnóstico muestra también la posición de Pemex en cuanto a producción de crudo (3), producción de gas (14) y refinación (13). Respecto a las reservas, indica que “es la empresa estatal con el nivel más bajo de reservas probadas y presenta la menor tasa de restitución de éstas, del orden de 50%” (p. 6). La lista publicada en septiembre de 2007 por el *Oil and Gas Journal*, otra de las fuentes estándar de la industria, no avala esta información. Coloca a Pemex en el lugar 9 entre las SOC por volumen de reservas de crudo (12 849 mb en 2006), por encima de las empresas estatales de Argelia (Sonatrach), Malasia (Petronas), Egipto (Egyptian General Petroleum Corp.) y Colombia (Ecopetrol), entre otras.

Suele considerarse que la posesión de reservas se traduce en capacidad para manejar los niveles de producción y en influencia en la determinación de los precios. Tras hacer notar que “actualmente los diez principales tenedores de reservas son monopolios estatales”, un estudio reciente incluye la siguiente apreciación: “La posición desventajosa de las IOC respecto de las SOC, en cuanto a posesión de reservas, ha despertado especulaciones acerca del futuro de las primeras. La perspectiva de las IOC –y la racionalidad de las fusiones que se han producido entre ellas– dependen de su capacidad para desarrollar campos gigantes de petróleo y gas alrededor del mundo. En años recientes, los líderes de importantes países productores de petróleo, como Rusia, Venezuela y Arabia Saudita, no han favorecido compartir la exploración y desarrollo de sus recursos con las IOC, que han visto muy restringido su acceso a las grandes reservas existentes. En algunos casos, en especial Venezuela y Rusia, las IOC han sufrido renacionalizaciones que recuerdan los años setenta. Al mismo tiempo, las SOC toman la delantera no sólo en recuperar el control y las rentas de los recursos de sus propios territorios sino también en explorar en campos foráneos, superando en algunos casos a las IOC en el desarrollo de estos recursos.”<sup>2</sup>

Otro estudio reciente, preparado para el Congreso de Estados Unidos, subraya los diferentes objetivos perseguidos por las petroleras públicas respecto de las privadas.

Las primeras persiguen, en muchos casos, “la redistribución de la riqueza, la creación de empleos, el desarrollo económico general, la seguridad económi-

ca y energética, objetivos que pueden ser deseables desde el punto de vista del gobierno nacional” respectivo.<sup>3</sup> Empero, sugiere el trabajo, “el gobierno de Estados Unidos puede usar su influencia política para alentar a los países a no utilizar sus compañías petroleras nacionales para alcanzar los objetivos de sus gobiernos, sino a preferiblemente seguir prácticas comerciales que maximicen las corrientes de ingresos. En algunos casos, un mayor suministro de petróleo puede ser establecido como condición para los acuerdos de comercio y de asistencia”.

La lectura del diagnóstico y de las iniciativas muestra el grado en el que se consideró conveniente seguir el tipo de recomendaciones de política sugerido en estudios con esta orientación. Al mismo tiempo, se prefirió ignorar que en la mayoría de los países en que se concentran las reservas –como acaba de hacer notar el economista-jefe de la AIE– “sólo las SOC pueden realizar inversiones; aunque las IOC dispongan del capital y la tecnología, no tienen acceso a las reservas”.<sup>4</sup>

En una palabra, a pesar de tendencias internacionales como las señaladas, se propone que Pemex se comporte como una IOC, como corresponde a los intereses de Estados Unidos, más que como una SOC, como correspondería a los intereses de la nación.

### La cuestión de las reservas

Al comparar el comportamiento de las compañías petroleras, tanto estatales como privadas, en cuanto al manejo de sus reservas, se observa una notable similitud: en los últimos años las principales empresas de ambos grupos han tenido dificultad para alcanzar tasas positivas de reposición de reservas.

Uno de los estudios antes mencionados, el preparado para el Congreso estadounidense, hace notar que, en 2006, las mayores tasas de reemplazo no se encontraron entre las diez principales empresas por importancia global, ni entre las diez mayores productoras, ni entre las diez poseedoras de las reservas de mayor magnitud. La única SOC importante que alcanzó una tasa positiva (101%) fue PetroChina. Entre las IOC, la tasa de reposición más alta (96%) correspondió a Conoco-Phillips, mientras que las alcanzadas por ExxonMobil (43%) y BP (11%) resultan inferiores a la reportada para México en el diagnóstico.

El estudio agrega que “la incapacidad de la industria para reponer reservas refleja que, en ausencia de innovaciones tecnológicas significativas, será cada vez más difícil mantener, ya no se diga ampliar, los niveles de producción de petróleo en el futuro.” Adviértase que es una insuficiencia que no es exclusiva de las SOC, sino que se manifiesta también en las mayores corporaciones petroleras transnacionales.

Es evidente que, al examinar en el diagnóstico el problema de la insuficiente reposición de reservas por parte de Pemex se quiso acentuar el tono sombrío de una situación que es claramente insatisfactoria, pero que dista de ser, como ahí se insinúa, la peor del mundo. No es un consuelo, desde luego, ni un pretexto para dejar de incrementar la inversión directa de Pemex en elevar de manera sustancial la tasa de reemplazo de sus reservas.

También pueden compararse los gastos de capital en los segmentos corriente arriba (*up-stream*) de la industria petrolera, que incluyen exploración, desarrollo y producción. Los cuadros de Energy Intelligence Reserach listan, para 2006, a las diez empresas que realizaron las inversiones más altas. Se advierte que “ocho de las diez compañías con mayor gasto de capital *up-stream* son privadas o, como es el caso de la brasileña Petrobras, tienen capital privado mayoritario (68%). Sólo PetroChina y Statoil,<sup>5</sup> entre las compañías nacionales de petróleo, se cuentan entre los líderes mundiales en materia de inversiones *up-stream*.”<sup>6</sup>

#### Producción, reservas e inversión *up-stream*, 2006

Fuente: Elaboración propia. Véase origen de los datos en nota 6.

Compañía	Producción (MBD)	Reservas (MB)	Inversión <i>up-stream</i> (mdls)
ExxonMobil	2 523	8 194	14 470
Shell	2 093	3 270	12 046
BP	2 562	432	10 237
PetroChina	2 270	11 618	10 160
Total	1 500(a)	6 592	10 040
ConocoPhillips	0 854	6 696	8 844
Chevron	1 756(b)	7 806	8 389
Petrobras	2 381(c)	9 418	7 194
EnCana	0 048	1 133	6 650
Statoil	1 900(d)	1 675	6 423
Pemex	3 710	12 849	13 027(e)

Sin embargo, si se atiende a los datos del diagnóstico, Pemex debió ser incluida, y como la segunda entre las diez. En su página 111, el diagnóstico incluye una gráfica con las cifras de “inversión física” de la que se ha tomado el segmento correspondiente al *up-stream*. Las cifras de 2007 aparecen en miles de millones de pesos y las correspondientes a 2006, que serían comparables a las internacionales que aparecen en el cuadro, equivalen –convertidas al tipo de cambio corriente– a 13 026 millones de dólares (monto que se integra por 772 millones de inversión programable y 12 254 millones de Pidiregas). Quizá por tratarse en un 90% de inversión financiada se decidió dejar a Pemex fuera del *ranking*.

#### Dos opciones de desarrollo de reservas

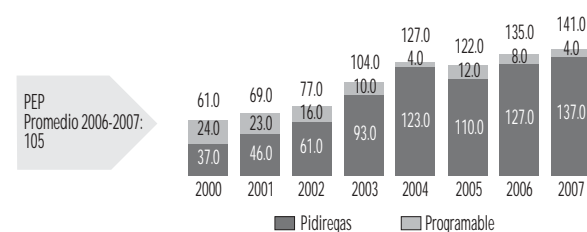
Conviene examinar con algún detalle la estrategia de desarrollo de reservas que se propone en el diagnóstico, orientada a, por lo menos, mantener en 2021 una plataforma de producción similar a la actual, del orden de 3.1 mbd. Se ha señalado que en ningún momento se aclara qué supuestos de crecimiento económico, de comportamiento de la demanda interna, de volumen de exportaciones de crudo y, eventualmente de petrolíferos, y de eficiencia energética, entre otros, hacen recomendable que se mantenga, en 2021, el nivel de producción esperado en 2008. Se nos pide aceptar, como artículo de fe, que en 2021 debemos producir, por lo menos, lo mismo que ahora.

Como se espera la declinación de los campos en explotación, se propone también una estrategia bien definida para alcanzar el volumen incremental necesario. Veámosla con algún detalle:

Se plantea conseguir entre 2008 y 2021 una producción incremental de hasta 1.8 mbd, que debe-

#### Inversión física en exploración y producción, 2000-2007 (miles de millones de pesos de 2007)

Fuente: Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos, *Diagnóstico: situación de Pemex*, p. 111.





ría provenir de: a) hasta alrededor de 700 mil barriles diarios de las cuencas del sureste; b) unos 25 mil barriles diarios en promedio de campos abandonados o en proceso de abandono; c) aumentar la producción de Chicontepec de los actuales 30 mil barriles diarios a entre 500 mil y 600 mil en 2021, y d) extraer de yacimientos en aguas profundas del golfo de México volúmenes rápidamente crecientes que lleguen hasta alrededor de medio millón de barriles diarios en 2021.

No es difícil explicarse para qué. Adviértase que el propio diagnóstico, en sus páginas 55 y 56, afirma que “de no iniciar en este momento una actividad intensa de exploración y explotación en aguas profundas del golfo de México, para el año 2021, México vería reducida su plataforma de producción en cerca de 500 mil barriles diarios, respecto a sus niveles actuales. Una producción de tan sólo 2.6 millones de barriles diarios de crudo para ese entonces (comparado con su nivel actual de 3.1 millones de barriles diarios), además de su efecto sobre la renta petrolera nacional, apenas permitiría cubrir los requerimientos domésticos<sup>7</sup> de ese hidrocarburo para producir los petrolíferos que se demandarían internamente, particularmente, gasolinas” (cursivas mías).

Como no se requiere –y el propio diagnóstico lo admite– incursionar en aguas profundas para satisfacer la demanda interna esperada en el horizonte de 2021 ni la autosuficiencia en gasolinas, la conclusión es nítida: se plantea aumentar la producción para mantener o acentuar el sesgo exportador de la producción de crudo, para atender la demanda de crudo importado de Estados Unidos y, en menor medida, de otros mercados, España entre

ellos. Por esto hay urgencia. Por esto se dice, por increíble que parezca, que hay que hacerlo todo al mismo tiempo.

En cuanto a desarrollo de reservas –en lo que se sugiere avanzar de manera simultánea en la zona sureste– de tierra y aguas someras, en los pozos en desuso o en trance de abandonarse, en Chicontepec y en las aguas profundas del golfo de México, existe una visión alternativa planteada recientemente por Adrián Lajous.

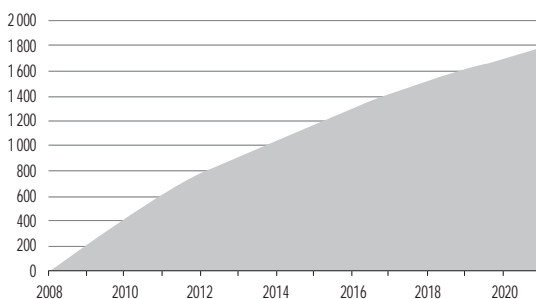
La gráfica que él ha construido ofrece una visión de conjunto de las reservas mexicanas. Visto el cuadro de izquierda a derecha se advierten dos segmentos: el mayor, integrado por “reservas y recursos descubiertos o identificados”, cuyo total se estima en 343 900 mb, y el correspondiente a “recursos prospectivos no descubiertos”, que se calculan en 53 800 mb. De esta suerte, la riqueza petrolera total de México se estimaría en 397 700 mb. 0.4 billones de barriles en cifras redondas.

Visto el segmento izquierdo de arriba abajo, se encuentran dos bandas: en la superior y más estrecha se muestran la “producción acumulada”, ya extraída (48 500 mb) y las “reservas remanentes” (44 400 mb), que se dividen en “probadas” (14 700 mb), “probables” (15 100 mb) y “posibles” (14 600 mb). La amplia banda inferior de este segmento izquierdo, de color azul, corresponde a “recursos contingentes y no recuperables”, estimados en 251 mil millones de barriles.

Por su parte, en el segmento derecho, correspondiente a “recursos prospectivos no descubier-

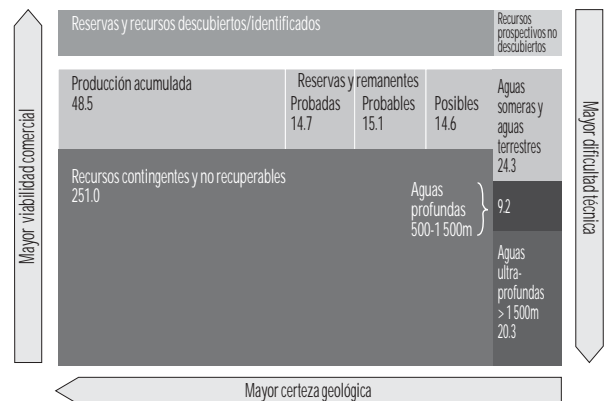
### Producción de crudo sugerida por el Diagnóstico, 2008-2021 (miles de barriles diarios)

Fuente: Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos, *Diagnóstico...*, op. cit, p. 50.



### Otra visión de las reservas mexicanas

Fuente: Adrián Lajous, “Exploración, explotación y restitución de reservas”, con datos de Pemex. Presentación en Centro Tepoztlán, Víctor L. Urquidí, 30 de mayo de 2008.



tos”, se diferencian tres bandas: la de “aguas someras (hasta 500 m de tirante) y áreas terrestres”, con 24 300 mb; la de “aguas profundas” (entre 500 y 1 500 m de tirante), con 9 200 mb, y la de “aguas ultraprofundas” (con tirantes superiores a 1 500 m), con 20 300 millones de barriles.

En el conjunto del cuadro, los yacimientos se ordenan de arriba hacia abajo por el grado de dificultad técnica. Así, la mayor corresponde, desde luego, a los recursos identificados pero no recuperables y a los no descubiertos que se supone existen en aguas ultraprofundas.

De derecha a izquierda, los depósitos se ordenan por el grado de certeza geológica. La menor corresponde, por supuesto, a los recursos prospectivos no descubiertos, sea que puedan encontrarse en tierra, aguas someras, profundas y ultraprofundas. La mayor certeza la tienen los recursos ya extraídos, obviamente, pero hay alta certeza geológica de localizar las reservas ya ubicadas y parte de los recursos contingentes, sobre todo en tierra y aguas someras.

Finalmente, de abajo hacia arriba, los mantos se ordenan por grado de viabilidad comercial. La menor corresponde a los recursos prospectivos no descubiertos en aguas ultraprofundas, a los irre recuperables y a parte de los recursos contingentes. La mayor viabilidad comercial, desde luego, corresponde a las reservas remanentes.

El cuadrante inferior derecho de la gráfica concentra los recursos de menor certeza geológica, de menor viabilidad comercial y de mayor dificultad técnica: los yacimientos en aguas profundas y los no recuperables. Son estos recursos, con las mayores dificultades y las menores ventajas, en los que se propone concentrar el esfuerzo de Pemex y de las empresas de las “que pueda hacerse acompañar... al desarrollar actividades propias de su giro”, como se propone en el resumen ejecutivo del diagnóstico.<sup>8</sup>

Espero haber presentado con acierto esta visión alternativa, propuesta por Adrián Lajous, de las reservas petroleras mexicanas, que puede ser una guía útil para definir una estrategia para su localización y desarrollo, que sirva de base a una adecuada política de extracción.

Esta última debería eliminar gradual pero progresivamente el sesgo exportador ahora existente. En un mundo de recursos de hidrocarburos crecientemente escasos, al menos en el horizonte de los dos siguientes decenios –más allá de los cuales, lo único cierto es la incertidumbre– y ante una disponibilidad nacional limitada, la orientación fundamental de la extracción petrolera debería ser la satisfacción de la demanda nacional –expurgada de sus actuales componentes de dispendio– y la recuperación de la seguridad energética de la nación.

Estos objetivos no son servidos por las iniciativas que ahora se discuten, por lo que sería conveniente desecharlas y sustituirlas.

- <sup>1</sup> Texto del mensaje transmitido en cadena nacional el 8 de abril de 2008, página web de la Presidencia de la República.
- <sup>2</sup> Amy Mayers Jaffe *et al.*, *The International Oil Companies*, Rice University, septiembre de 2007, p. 11.
- <sup>3</sup> Robert Pirog, *The Role of National Oil Companies in the International Oil Market*, CRS Report for Congress, agosto 21 de 2007, p. i.
- <sup>4</sup> Faith Birol, “Seven questions: the new world energy order”, *Foreign Policy*, edición digital, junio de 2008.
- <sup>5</sup> Según el *PIW*, la participación del capital público en Statoil fue de 70.9% en 2006.
- <sup>6</sup> El cuadro se basa en información de Energy Intelligence Research, “The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World’s Oil Companies”, 2007. Citado en Robert Pirog, *op. cit.*, cuadros 2, 3 y 6. Las cifras de reservas provienen, además, de *Oil and Gas Journal*, septiembre 17, 2007. Información complementaria proveniente de: *Total Fact Book*, 2007, Chevron, *Annual Report. Operating Highlights*, 2007; Petrobras, página web y StatoilHydro, página web.
- <sup>7</sup> Mala traducción del inglés, se quiso decir internos o nacionales.
- <sup>8</sup> *Diagnóstico*, resumen ejecutivo, p. 9.