



Real
Instituto
Elcano

Documento de Trabajo

Working Paper

EEUU: abastecimiento energético externo y política internacional

Enrique Palazuelos Manso y Alejandra Machín Álvarez

21/05/2007

Documento de Trabajo N° 22/2008

EEUU: abastecimiento energético externo y política internacional

Enrique Palazuelos Manso y Alejandra Machín Álvarez

Resumen

Este trabajo se ocupa de analizar la relación entre las importaciones energéticas y la política exterior de EEUU. El análisis arroja tres rasgos principales: (1) las importaciones seguirán creciendo durante las próximas décadas; (2) la procedencia geográfica de las importaciones tendrá que modificarse debido a los cambios que se producen en varias de las principales regiones en las que ahora se abastece; y (3) la política exterior seguida por la Administración Bush se convierte en un fuerte obstáculo para llevar a cabo esa modificación geoestratégica de las zonas de aprovisionamiento energético. La conclusión que se deriva de todo ello es que los próximos gobernantes de EEUU tendrán que reconsiderar en profundidad su política internacional para que sea viable una estrategia que garantice el petróleo y el gas natural requerido por su demanda interna.

Introducción

En un trabajo anterior (Palazuelos y Machín, 2008) hemos analizado las causas que determinan el aumento de la dependencia energética de EEUU con respecto a las importaciones de crudos de petróleo y también de gas natural y derivados de petróleo. El análisis del sistema energético revela dos características fundamentales. La primera es la creciente importancia del sector del transporte en el consumo final de energía, donde representa el 40%, lo cual implica una colosal demanda de derivados de petróleo, utilizados como combustibles, sobre todo en el transporte por carretera.¹ La segunda característica es la presencia mayoritaria del carbón en la generación de electricidad, cuyo consumo final también sigue creciendo a buen ritmo. Esto significa que los combustibles no fósiles (nuclear y renovables) tienen una aportación muy limitada en el *mix* eléctrico, siendo el gas natural el único recurso que muestra una cierta capacidad para complementar al carbón.

La intensidad energética requerida por la actividad productiva sigue cayendo, en términos de consumo de energía (y de petróleo) por unidad de PIB. Sin embargo, la dimensión del parque de vehículos, junto a la creciente potencia de los mismos, y la electrificación de los hogares y de los servicios dan lugar a que la demanda energética se sitúe en niveles exageradamente elevados si se comparan con los de los otros países desarrollados.² Al mismo tiempo, la producción nacional de crudos de petróleo y de gas natural sigue descendiendo y las refinerías muestran una limitación cada vez más ostensible para proporcionar la cantidad de crudos que demandan el transporte y los demás sectores de consumo final. Esas restricciones originan el aumento de las importaciones de crudos, derivados y gas.

En 2006, las compras de crudos se elevaban a 575 millones de toneladas, equivalentes al 60% de la demanda interna. Las compras netas de derivados, descontando las exportaciones, superaban los 50 millones de toneladas y las compras de gas natural se situaban en 120.000 millones de metro cúbicos, equivalentes a casi el 20% de la demanda interna. El ascenso de las importaciones cobra una significación todavía mayor si se considera que tienen lugar en un período en el que los precios

¹ El transporte por carretera genera las tres cuartas partes del incremento del consumo final en las últimas tres décadas y, dentro de él, las dos terceras partes corresponden al transporte por carretera. Entre 2001 y 2005 el consumo del sector ha crecido bastante por encima del conjunto del consumo final (1,2% frente al 0,6% anual) y el transporte por carretera lo hecho a una tasa superior (1,7%). Cálculos a partir de IEA (2006a).

² La ratio demanda total de energía primaria/PIB es un 50% mayor que la de los países de Europa Occidental y Japón. En el caso del petróleo las diferencias aún son más acusadas. Por su parte, el consumo de energía por habitante de EEUU es de 7,9 tep frente al 4,2 de Japón y 4 de la media europea. Fuente: IEA (2006a).

experimentan una fuerte subida, multiplicándose casi por cuatro entre 1999 y 2007.³ De ese modo, el aumento simultáneo de la cantidad y del precio de las compras ha supuesto un fuerte incremento del peso de la *factura energética* en la balanza comercial estadounidense. La incidencia relativa de las compras energéticas en la importación total de bienes ha pasado del 7,5% en 1999 al 18% en 2006.⁴

Ante esa evidencia, la Administración Bush que ha gobernado el país desde 2001 a 2008 no ha tenido ninguna capacidad de respuesta. Su política energética ha sido un híbrido de inoperancia y pasividad, limitándose a formular vagas apelaciones sobre la necesidad de disponer de nuevos combustibles y nuevas tecnologías para fabricar automóviles, que podrían reducir la demanda de petróleo y, por ello, las importaciones de dicho combustible. Sin embargo, ni el estado actual de la tecnología, ni los recursos dotados por el gobierno y las empresas permiten presagiar en qué plazo (más bien largo) podrían suceder tales cosas. Mientras tanto, el sistema energético carece de propuestas concretas que sean capaces de frenar el consumo del sector del transporte y los crecientes requerimientos de electricidad, por lo que asiste impasible al ascenso de las importaciones.⁵ En esa tesitura, la necesidad de garantizar el flujo creciente de suministros externos convierte el aprovisionamiento energético en una cuestión crucial de la política exterior o de seguridad nacional del país, con hondos repercusiones sobre la evolución del escenario político internacional.

Este trabajo se ocupa de analizar esa relación entre las importaciones energéticas y la política exterior de EEUU. El análisis arroja tres rasgos principales, de los cuales se deriva una conclusión: (1) las importaciones seguirán creciendo durante las próximas décadas; (2) la procedencia geográfica de las importaciones tendrá que modificarse debido a los cambios que se producen en varias de las principales regiones en las que ahora se abastece; y (3) la política exterior seguida por la Administración Bush se convierte en un fuerte obstáculo para llevar a cabo esa modificación geoestratégica de las zonas de aprovisionamiento energético. La conclusión que se deriva de todo ello es que los próximos gobernantes de EEUU tendrán que reconsiderar en profundidad su política internacional para que sea viable una estrategia que garantice el petróleo y el gas natural requerido por su demanda interna.

El trabajo está organizado en seis partes que siguen a esta introducción. En primer lugar se muestra la distribución geográfica de las importaciones en la actualidad. A continuación se presentan las previsiones que permiten vaticinar, de forma unánime, el incremento de las importaciones en el transcurso de las dos próximas décadas. Después se analizan por separado los cambios geoestratégicos que, de modo inexorable, tendrán que producirse en las importaciones de petróleo y de gas natural para seguir garantizando el abastecimiento externo de ambos hidrocarburos. Finalmente, se aborda la incompatibilidad que existe entre esos cambios y la política exterior seguida durante la presente década por los dirigentes norteamericanos. El último apartado recoge las conclusiones del análisis precedente.

2. El abastecimiento externo en la actualidad

(a) Crudos de petróleo

Las zonas de procedencia de los crudos apenas han variado levemente en el curso de las dos últimas décadas a pesar de que las compras han aumentado con rapidez (véase la Tabla 1).

³ El precio medio de los crudos importados pasó de 16,8 a 66,2 dólares-barril, y el del gas natural importado lo hizo desde 78,8 a 267,8 dólares por metro cúbico. Fuente EIA (2007a).

⁴ Las compras de petróleo han subido de 68.000 millones a 291.000 millones de dólares y las de gas natural lo han hecho desde 9.000 millones a 35.000 millones. Por tanto, el total se ha multiplicado por 4,4, desde 77.000 millones a 337.000 millones de dólares. Fuente: Bureau of Economic Analysis (2007), *International Trade in Goods and Services*, www.bea.gov.

⁵ Los rasgos de la política energética de la Administración Bush se analizan en Palazuelos y Machín (2008).

Aproximadamente la mitad de los crudos sigue realizándose en el continente americano. Se observa una ligera subida de la parte que aportan los dos países septentrionales, Canadá y México (hacia el 30%) en proporciones similares, mientras que se reduce la participación de los países de América del Sur (hacia el 20%). El retroceso concierne a Venezuela, uno de los grandes socios tradicionales, y a Colombia, compensado sólo en parte con el aumento de las compras a Ecuador, Brasil y otros países de la región, cuya contribución al abastecimiento estadounidense sigue siendo modesta.

Fuera del continente, las compras realizadas en Europa no superan el 7%, las efectuadas en Rusia – aunque en ascenso– no alcanzan el 2% y las efectuadas en Asia Meridional y Oriental apenas suponen el 1%. Por lo tanto, el grueso de las importaciones provenientes de fuera del continente corresponde a Oriente Medio y África. Entre la cuarta y la quinta parte de las compras estadounidenses proceden de Oriente Medio, aunque en realidad se realizan sólo en tres países: Arabia Saudí (alrededor del 15%), Irak (menos del 6%) y Kuwait (2%). La cuota de África es algo menor (17%) y el número de países es más amplio y sigue diversificándose con los años, aunque Nigeria y Angola siguen ocupando los lugares más destacados.

En conjunto, considerando que EEUU adquiere la cuarta parte de las importaciones mundiales de crudos, el rasgo más destacable sigue siendo que su abastecimiento se halla muy concentrado: el 60% procede de cuatro países (Canadá, México, Venezuela y Arabia Saudí) y si se suman Nigeria e Irak entre los seis países aportan las tres cuartas partes de las importaciones estadounidenses.

(b) Derivados de petróleo

En este caso los flujos comerciales son de doble dirección, ya que las exportaciones también alcanzan cifras significativas⁶ (véase la Tabla 1). No obstante, las compras son mayores y han experimentado un crecimiento más rápido en las últimas décadas, debido a las limitaciones y al tipo de especialización tecnológica de las refinerías estadounidenses.⁷ En la actualidad, las compras de productos refinados equivalen a la séptima parte del total de las importaciones de petróleo.

La distribución de esas compras sí ha experimentado una notable modificación conforme su volumen total pasaba de unos 50 millones de toneladas en los primeros años noventa a más de 100 millones en los últimos años. Las regiones que han ganado presencia como proveedores son Europa Occidental, América del Norte y Rusia, que conjuntamente aportan la mitad de las importaciones.

Ta

⁶ Aproximadamente, el 40% de las ventas de derivados se realizan en Europa y Japón, el 30% en América del Norte (10% en Canadá y 20% en México) y el otro 20% en América Latina. Fuente: IEA (2006b).

⁷ Véase Palazuelos y Machín (2008), apartado 1.4. También Hibbard (2004), Davis (1999) y Peterson y Mahnovsky (2003).

bla 1. Distribución de las importaciones de petróleo: crudos y derivados (porcentajes)

	1991-1995	1996-2000	2001-2005
CRUDOS DE PETRÓLEO			
América del Norte	25,2	27,7	29,2
Canadá	12,9	13,9	14,9
México	12,3	13,8	14,3
América Latina	19,9	23,8	21,2
Venezuela	14,7	16,6	14,9
Colombia	2,2	3,5	2,0
Ecuador	1,1	1,2	1,7
Otros	1,9	2,5	2,6
Europa	7,3	6,3	6,6
Reino Unido	4,1	2,4	2,9
Noruega	2,1	3,2	2,6
Otros	1,1	0,7	1,1
Asia-Oceanía	2,7	2,0	1,4
Oriente Medio	24,9	22,4	22,7
Arabia Saudí	20,8	15,6	14,5
Irak	-	3,8	5,5
Kuwait	2,5	2,8	2,1
Otros	1,6	0,2	0,6
África	19,3	17,4	17,2
Nigeria	9,7	8,6	8,4
Angola	4,4	4,1	3,4
Argelia	1,2	1,0	2,1
Gabón	2,3	2,7	1,7
Otros	1,7	1,0	1,6
Rusia	0,4	0,3	1,7
Total del periodo (millones Tm)	1.899	2.398	2.740
DERIVADOS PETRÓLEO			
América del Norte	18,6	20,3	22,3
Canadá	16,5	17,3	19,3
México	2,1	3,0	2,7
América Latina	45,3	33,5	28,4
Venezuela	27,2	23,7	11,1
Brasil	1,9	1,7	4,1
Argentina	0,7	1,3	2,6
Colombia	3,5	1,0	2,0
Antillas Holandesas	5,4	3,7	2,2
Otros	6,6	3,1	6,4
Europa	11,0	16,2	20,9
Reino Unido	2,1	5,2	4,6
Noruega	0,4	1,2	2,4
Otros	8,5	9,8	13,9
Asia-Oceanía	4,0	5,2	0,4
Oriente Medio	3,3	3,5	2,7
Arabia Saudí	2,2	2,7	1,4
Otros	1,1	0,8	1,3
África	17,0	15,7	10,7
Argelia	14,2	13,4	6,4
Nigeria	1,5	0,9	1,4
Otros	1,3	1,4	2,9
Rusia	0,2	3,3	7,5
Total del periodo (millones Tm)	247	297	448

Fuente: elaborado a partir de IEA (2006b).

La contribución europea (21%) corre a cargo de un amplio número de países, entre los que destacan los Países Bajos, el Reino Unido y Noruega, mientras que la aportación norteamericana concierne sobre todo a Canadá (19%) y la cuota de Rusia todavía no alcanza el 8%, aunque ha sido la que más ha crecido.⁸ Las regiones que pierden presencia son América Latina (25%) y África (11%), debido sobre todo al fuerte retroceso de los suministros de Venezuela y a la lentitud con que crecen las compras en Argelia, mientras que Oriente Medio sigue teniendo una presencia testimonial.

⁸ Actualmente Rusia comparte con Argelia el tercer puesto entre los abastecedores de productos refinados a EEUU, sólo por detrás de Canadá y Venezuela.

Las importaciones de productos refinados se hayan menos concentradas que las de crudos: los cuatro mayores socios representan el 45% del total. Además, el hecho de que esos productos se elaboren en una amplia diversidad de países y que se transporten con relativa facilidad reduce de modo considerable las implicaciones que conlleva su importación en términos de seguridad.

(c) Gas natural

Hasta el inicio de la presente década, cuando las importaciones no alcanzaban los 90.000 millones de metros cúbicos anuales, la práctica totalidad era suministrada por Canadá a través de gasoductos (véase la Tabla 2). El incremento de las compras ha dado lugar a dos hechos simultáneos: la incorporación de nuevos proveedores (lejanos) y la adquisición de gas en forma licuada, que es el único modo comercial en el que este hidrocarburo puede transportarse por barco.

De ese modo, ha cobrado una cierta presencia Trinidad y Tobago, desde donde se importan alrededor de 11.000 millones de metros cúbicos. A distancia, pequeñas cantidades de gas son adquiridas en Argelia, Nigeria, Egipto, Omán, Qatar y Australia. No obstante, Canadá sigue ostentando una cuota levemente inferior al 90%.

Tabla 2. Distribución de las importaciones de gas natural (porcentajes)

	1991-1995	1996-2000	2001-2005
Canadá	97,7	95,7	88,9
México	0,1	0,7	0,1
Trinidad y Tobago	–	0,9	7,5
Argelia	2,2	1,8	1,8
Nigeria	–	0,1	0,6
Egipto	–	–	0,4
Omán	–	0,1	0,2
Qatar	–	0,4	0,4
Australia	–	0,2	0,1
Total del periodo (miles de millones m ³)	332	466	580

Fuente: elaborado a partir de IEA (2006c).

3. Previsiones: aumento de las importaciones

Las características del sistema energético de EEUU otorgan un notable margen de fiabilidad a las previsiones acerca de su desenvolvimiento en las próximas décadas, ya que sus principales tendencias resultan bastante evidentes. Por ello, se aprecia una notoria coincidencia entre las previsiones oficiales del Departamento de Energía (*Energy Information Administration*, EIA, 2008) y las que formulan la *International Energy Agency* (IEA, 2004), *Asian Pacific Energy Research Centre* (APEREC, 2007) y otros organismos internacionales en buena parte de los aspectos fundamentales. Todos prevén una escasa modificación de la estructura de la demanda de energía primaria y estiman que en 2020 y en 2030 el petróleo seguirá representando más del 35% de esa demanda y más de la mitad del consumo final. El consumo de petróleo crecerá en torno al 1,2%-1,4% anual, es decir, a un ritmo parecido al registrado en la primera mitad de la década actual. El transporte absorberá casi las tres cuartas partes del consumo de productos petrolíferos –frente al 67% actual–, la industria consumirá más del 20% y el pequeño resto se destinará a la generación de electricidad y al consumo de los hogares y los servicios.

Las previsiones sobre el comportamiento de la producción de crudos sí presentan algunas diferencias. Las reservas probadas ofrecen un margen limitado para la expansión de la capacidad extractiva. Entre 1990 y 2006, las reservas probadas declinaron desde 4.617 millones a 4.082 millones de toneladas (BP, 2007) y con una producción en retroceso la ratio reservas/producción es inferior a los 12 años. La propia EIA acepta que el margen para el descubrimiento de nuevos yacimientos relevantes es reducido. No obstante, dicha agencia gubernamental se muestra optimista en cuanto a las posibilidades que ofrece la producción de combustibles líquidos no convencionales y la mejora de las extracciones *offshore* en el Golfo de México, por eso estima que la tasa de variación podrá volver a ser positiva en unas décimas hasta el inicio de los años veinte, alcanzando

cifras de producción por encima de los 450 millones de toneladas. En cambio, la *International Energy Agency* calcula que la extracción de crudos y otros recursos líquidos convencionales seguirá descendiendo a una tasa del -1,2% anual y autores como Sieminski (2005) sitúan la capacidad de producción de crudos en 2030 por debajo de los 270 millones de toneladas.

Las previsiones sobre las importaciones también son unánimes a la hora de considerar el paulatino aumento de las compras al exterior, si bien los cálculos sobre la magnitud que pueden adquirir esas compras reflejan las divergencias mencionadas en torno a la producción. Tanto APERC como EIA prevén una tasa de crecimiento de las importaciones de petróleo (incluyendo las de derivados) en torno al 1,4% anual, lo que supondría que en 2020 las compras de crudos ascenderían a más de 710 millones de toneladas. La previsión de la IEA eleva esa cifra por encima de los 750 millones de toneladas.

Con los datos disponibles cabe bosquejar el siguiente escenario entre 2010 y 2020. Si el consumo crece con suavidad, a una tasa media del 1%, al final de ese intervalo superaría los 1.100 millones de toneladas. Si la producción de crudos decrece un -1% anual hasta 2010 y un -0,5% anual en la década siguiente, al final del intervalo se situaría en 280 millones. De ese modo, el diferencial entre el consumo y la producción superaría los 620 millones en 2010 y los 720 millones en 2020.⁹ En esa fecha, las compras de crudos equivaldrían a las dos terceras partes de la demanda interna, que sumadas a las compras de derivados harían que las importaciones significaran más del 70% del consumo de petróleo.

Esas cifras implican que en el transcurso de la segunda mitad de la década actual las importaciones de crudos aumentarán en unos 45 millones de toneladas y a lo largo de la siguiente década en otros 100 millones. Se trata de una estimación moderada, ya que supone un crecimiento de las importaciones al 1,5% entre 2006 y 2020, mientras que en el intervalo 1991-2005 lo hicieron al 3,7% anual.

En el ámbito del gas natural, las previsiones de los organismos mencionados señalan que se mantendrá su participación en el consumo final (21%-22%) y caerá ligeramente en el total de la demanda de energía primaria (20%) si se reduce su contribución en la producción electricidad. La EIA prevé un crecimiento pausado de la demanda, tanto intermedia como final, con una tasa media del 0,7% anual. La producción podría frenar su caída o incluso detenerla, como propone la EIA, dando paso a un crecimiento en torno al 0,5% anual hasta 2020, gracias al incremento que experimentan las reservas probadas (hasta 5,9 billones de metro cúbicos), equivalentes a más de 11 años de producción actual.

Con esos ritmos de crecimiento de la producción y el consumo, las importaciones netas pasarían de 105.000 millones a 135.000 millones de metros cúbicos,¹⁰ creciendo a una tasa media del 1,6% anual entre 2006 y 2020. Al final del intervalo, las compras netas significarían el 20% de la demanda interna frente al 17% actual.

4. Necesidad de modificar las zonas de abastecimiento de crudos de petróleo

Una vez expuestas las previsiones que apuntan al incremento de las importaciones de petróleo, cabe evaluar las posibilidades de que esas mayores necesidades se sigan abasteciendo en las regiones en las que se ha venido haciendo en las últimas décadas, o bien la necesidad de que se produzca

⁹ No se considera el incremento de las compras necesarias para aumentar las reservas estratégicas. La pretensión de mantener el equivalente a 60 días de importaciones significaría un nivel de SPR en torno a 104 millones de toneladas en 2010 y a 120 millones en 2020, frente a los 90-94 millones actuales.

¹⁰ En 2005 las importaciones totales ascendían a 121.000 millones de metros cúbicos y las exportaciones eran de 22.000 millones (IEA, 2006c). Si en 2020 se mantuviesen esas ventas a México, lo que no es previsible, el nivel de las importaciones debería aumentar en esa cuantía, representando el 22,5% del consumo interno de gas.

cambios que originen una reorientación geoestratégica de las compras de hidrocarburos.

Para realizar ese análisis, consideramos que hay cinco factores principales que permiten determinar en qué medida serán necesarios y/o posibles esos cambios:

- (1) La disponibilidad de recursos de petróleo en cada región exportadora, lo cual depende de sus reservas, capacidad extractiva y nivel de consumo interno.
- (2) El grado de estabilidad de las condiciones socio-políticas de cada región.
- (3) Las relaciones políticas bilaterales de EEUU con cada región.
- (4) Las garantías que tenga EEUU, como importador, para acceder a los recursos energéticos en cada región: liberalización comercial, presencia de compañías transnacionales, firma de acuerdos políticos o económicos con los respectivos gobiernos.
- (5) Opciones alternativas que tengan los países exportadores para orientar sus ventas hacia unos u otros países importadores.

(a) América del Norte

Canadá viene siendo el mayor proveedor de petróleo a EEUU y así seguirá siendo durante las próximas décadas. Sus reservas de hidrocarburos líquidos convencionales (crudos, gas condensado, aditivos) todavía son significativas, con una ratio reservas/producción de 15 años, aunque las fuentes oficiales canadienses pronostican un paulatino descenso de la capacidad de producción. Sin embargo, en la zona de Alberta dispone de un volumen de reservas 10 veces mayor de arenas bituminosas desde las que se pueden obtener crudo de petróleo (Reynolds, 2005; EIA 2007b; Bayoumi y Martin, 2006; NET, 2005). No obstante, su explotación no está exenta de problemas, ya que el 80% se encuentran en yacimientos profundos y su extracción requiere el uso de tecnologías específicas y un considerable consumo de gas, que junto con agua se utiliza para generar vapor que empuje esas arenas hacia la superficie, para convertirlo después en crudo sintético que pueda ser procesado en las refinerías. Los costes que exigen esos procesos hacen que la extracción de arenas sea rentable mientras los precios de los crudos internacionales se sitúen por encima de los 35 dólares-barril, lo cual es bastante probable en el escenario petrolero de las próximas décadas.

Las previsiones que avanza la EIA (2007a) estiman que la producción de crudos podrá crecer un 1,8% anual, gracias a que la extracción de arenas lo hará casi un 5% anual. Ese crecimiento aportará un incremento de unos 50 millones de toneladas. Por su parte, el consumo de petróleo seguiría aumentando de forma más moderada, en torno al 1% anual, lo que elevaría la demanda interna en unos 15 millones de toneladas. Por tanto, las posibilidades de exportación en 2020 habrían aumentado en unos 35 millones de toneladas, que se sumarían a los 80-90 millones que se exportan en los últimos años.¹¹

Considerando esa mejora de la capacidad extractiva, no existiría ningún obstáculo adicional para que aumentasen las compras estadounidenses. Todas las condiciones parecen favorables: la estabilidad del régimen político y de la sociedad canadienses; la liberalización de que gozan las actividades energéticas; la dotación de infraestructuras (existentes y previstas); la fiabilidad que ofrecen las compañías nacionales y estadounidenses que explotan y comercializan los recursos; y la solidez de la cooperación bilateral entre los dos países. Tampoco cabe esperar que surjan alternativas que modifiquen el hecho de que la práctica totalidad de las exportaciones de petróleo canadiense se destina a EEUU.

México ofrece un panorama bastante diferente. Es otro de los principales proveedores de crudo a EEUU, pero las previsiones diagnostican que sus recursos irán menguando en el curso de la

¹¹ Se trata de un escenario energético que suaviza las tendencias de la primera mitad de la presente década, cuando la producción y el consumo han crecido por encima del 2% y la diferencia entre ambos ha sido inferior a 10 millones de toneladas. Fuente: IEA (2006a).

próxima década. La principal zona productora del país, Cantarell, que venía aportando más del 60% del petróleo mexicano, reducirá con celeridad su capacidad extractiva. De hecho, ya lo viene haciendo, sin que esa caída sea compensada por la aportación de otros campos.¹² Las reservas probadas muestran claros síntomas de agotamiento, habiéndose reducido desde los 7.000 millones de toneladas estimados en 1990 hasta menos de 2.000 millones en 2006 (BP, 2007), con una ratio reservas/producción inferior a los 10 años y en franco declive.¹³

El monopolio estatal (PEMEX, 2008) prevé un importante retroceso de la producción de los campos tradicionales, cifrado en unos 90 millones de toneladas hasta 2020, lo que significa un 45% de su nivel actual. La posibilidad de reducir ese impacto contractivo vendría de la explotación de las cuencas del sudeste y de Chicontepec, así como de campos previamente abandonados y, sobre todo, de la prospección y explotación de los recursos *off shore*. Otras fuentes destacan que México sigue contando con un buen potencial petrolero (Conzelman, 2006; Romo *et al.*, 2005; NET, 2005; y Barbosa y Domínguez, 2005), si se realizan las inversiones necesarias y se dispone de la tecnología que permita extraer crudos en las aguas profundas del Golfo de México. Algunos (EIA, 2007c; y Téllez, 2005), responsabilizan a PEMEX de la insuficiencia de inversiones (merced a la posición rentista que ocupa el Estado mexicano, que obtiene la mitad de sus ingresos presupuestarios a través del monopolio petrolero (Fuentes, 2007). De hecho, las previsiones de quienes estiman que la producción podría volver a aumentar se basan en un (hipotético) cambio institucional que liberalice el sector de la energía, acabe con el monopolio de PEMEX y permita la incorporación de compañías transnacionales en la explotación de los hidrocarburos mexicanos, incluyendo los recursos bituminosos no convencionales.¹⁴

De ese modo, los analistas vinculados con las compañías transnacionales y los portavoces de los gobiernos estadounidense y mexicano asocian el desarrollo del potencial petrolero con el cambio de las características institucionales del sector energético y, por tanto, con modificaciones en el marco socio-político. Sin embargo, las pasadas experiencias en las que entró en debate la posibilidad de modificar la estructura empresarial y la política petrolera mostraron con meridiana claridad la frontal oposición de la mayoría de la sociedad mexicana y de una parte considerable de la clase política, tanto a escala federal como en el ámbito de los estados donde se concentra la producción petrolífera. Las presiones internas y externas contra el carácter nacional de los recursos petrolíferos y contra el control de PEMEX sobre la actividad petrolera han puesto de relieve que el cuerpo mayoritario de la sociedad mexicana apuesta por mantener la soberanía nacional sobre la explotación de los hidrocarburos. Por tanto, cualquier cambio de posición –más allá de ciertas modificaciones sobre el funcionamiento de PEMEX– sólo sería posible a partir de un cambio del marco político, dando lugar a una fuerte inestabilidad social.

¹² Luis Ramírez, ex Presidente de PEMEX, prevé que la producción de Cantarell se reduzca a un ritmo del 14% entre 2007-2015; citado en Barbosa y Domínguez (2005) Otros campos importantes, como el de Ku-Maloob-Zaap (KMZ), disponen de bastantes menos reservas que Cantarell y también entrarán en declive durante los próximos años (PEMEX, 2008). La propia compañía estatal cifra la ratio reservas/producción por debajo de los 10 años en 2007 y que el 92% de la producción proviene de campos en franco declive o que iniciarán el declive en los próximos años.

¹³ Bien es cierto que las cifras de reservas anunciadas en los años setenta y ochenta estaban claramente exageradas porque el gobierno mexicano las utilizó como garantía para obtener préstamos y, posteriormente, renegociar su elevada deuda externa (Barbosa, 2000; y Barbosa y Domínguez, 2006).

¹⁴ Bajo esos supuestos, la EIA (2007c) prevé que la producción podría caer desde los cerca de 190 millones de Tm actuales hasta 164 millones en 2020, para volver a crecer durante esa década. En cambio, la IEA (2006d) pronostica un crecimiento hasta 2010, acercándose a 210 millones, para descender después y situarse por debajo de los 140 millones en 2030. Sieminski (2005) cifra en 260 millones de toneladas el paulatino aumento de la producción hasta 2030, condicionando ese fuerte incremento a las reformas institucionales antes citadas. Mientras tanto, el debate en el interior del país está centrado en torno a qué zonas deben ser prioritarias en las tareas de prospección. Quienes dan preferencia a la búsqueda de nuevos recursos en zonas *off shore* (cuyo coste medio es bastante más elevado) son quienes estiman más altas las reservas potenciales y, por lo general, son los que se muestran partidarios de modificar el estatus de PEMEX para dar entrada a compañías extranjeras que aporten recursos financieros y tecnología. Quienes apuestan por centrarse en explorar zonas terrestres o en aguas someras piensan que PEMEX puede acometer esa tarea que puede aportar descubrimientos notables de nuevos recursos.

Si no se produce ese cambio radical de las condiciones políticas, no parece realista suponer ningún incremento significativo de la producción, ya que la mejora de la política de inversiones y la consolidación de nuevos campos será necesariamente lenta y no podrá evitar el declive de las principales reservas ahora existentes. Por tanto, parece razonable suponer que en el intervalo de 2006 a 2020 la producción caerá a una tasa media de, por lo menos, el 1% anual, de modo que al final del período su nivel se situaría en unos 160 millones de toneladas, es decir, unos 30 millones menos que al comienzo. Considerando que el consumo se mantenga relativamente estable, la caída de la producción se trasladaría a la merma de las exportaciones. Actualmente, México exporta unos 100 millones de toneladas, es decir, más de la mitad de su producción, y el 80% se destina al mercado estadounidense (Galina *et al.*, 2002). Suponiendo que se mantenga esa proporción, la merma experimentada por las exportaciones totales supondría una reducción de las ventas de crudos a EEUU en unos 24 millones. O bien, como sucede con Canadá, si México destinara la totalidad de sus exportaciones al mercado estadounidense, el descenso sería de sólo 10 millones de toneladas, quedándose sin otros socios a los que abastecer.

Así pues, cabe prever un descenso del aprovisionamiento petrolero de EEUU en México, en un margen (10-30 millones) que depende del declive de la producción y de la orientación exportadora que adopte dicho país. La eventual modificación de las condiciones institucionales en las que se asienta la política energética mexicana requeriría un drástico cambio político. Y ese cambio introduciría nuevas incertidumbres tanto en el contexto social del país como en el potencial petrolero, derivadas de la fuerte influencia ejercida por EEUU sobre el gobierno mexicano y del grado de control que tuvieran las compañías transnacionales sobre los recursos energéticos mexicanos. Se trata de un escenario posible, pero que no parece probable teniendo en cuenta las condiciones actuales.

(b) América del Sur

Las previsiones sobre **Venezuela** también incorporan un fuerte componente político y geoestratégico. En la actualidad, sigue siendo uno de los cuatro socios principales con que cuenta EEUU para abastecerse de petróleo, pero las relaciones futuras arrojan notables incertidumbres. Esta fuera de dudas el gran potencial petrolero venezolano, dotado de grandes reservas convencionales que aún se acrecientan más al contabilizar los recursos de crudos extra-pesados. Aunque se incremente el consumo interno, su capacidad exportadora seguirá creciendo en el transcurso de las próximas décadas.

Desde la perspectiva de EEUU, los dilemas del abastecimiento en Venezuela conciernen a los otros cuatro factores. El grado de estabilidad socio-política es relativo, ya que existe una importante oposición política y social que no se aviene a compromisos con el régimen liderado por Chávez y sólo aspira a desplazarle del poder. Si no llega a conseguirlo, cualquier nuevo episodio de agudo conflicto (intentonas golpistas o huelgas que afecten al sector petrolero) podría afectar a la capacidad extractiva del país. Al mismo tiempo, la fuerte enemistad política que enfrenta a los respectivos gobiernos y el control absoluto que ejerce la compañía estatal (PdVSA) sobre los recursos extractivos del país, reducen el margen de fiabilidad de que dispone EEUU sobre el aprovisionamiento futuro en ese país.¹⁵ Además, la política exportadora venezolana dispone de otras opciones para reorientar –al menos parcialmente– sus ventas de crudos hacia otras regiones, bien hacia Asia Orienta o Europa, bien hacia un fortalecimiento de las relaciones energéticas en América Latina.

En consecuencia, cabe plantear escenarios hipotéticos sumamente dispares. Uno radicalmente distinto al actual, surgiría si se produjera un cambio político que acabase con el régimen chavista,

¹⁵ Las discrepancias conciernen tanto a lo que acontece en el interior de Venezuela, con el firme rechazo a cualquier injerencia estadounidense, como a la proyección regional de la figura personal y las propuestas de Hugo Chávez, como a la política exterior de éste con relación a Irán, China, Rusia, Siria, Libia y otros países con los que EEUU mantiene relaciones tensas o claramente enfrentadas (Romero, 2006; Kelly y Romero, 2005; y Schifter, 2006).

después de que el líder concluya su último mandato presidencial. Se trata de la apuesta firme que ha mantenido infructuosamente la Administración Bush y, por tanto, su éxito supondría una gran ventaja para los intereses petroleros de EEUU y de las compañías transnacionales. Otro posible escenario estaría caracterizado por la continuidad del régimen político, pero en un contexto de inestabilidad social, como el vivido en 2002-2003. Esas condiciones afectarían al funcionamiento del monopolio estatal, empeoraría su actividad productiva y reducirían su capacidad de exportación. Por tanto, los suministros de petróleo destinados a EEUU serían menores. Un tercer tipo de escenario estaría basado en la continuidad del régimen político y el mantenimiento de un grado de inestabilidad social que no afecte de forma significativa a la actividad petrolera. En ese supuesto, la variable decisiva sería la orientación estratégica que adopten los dirigentes venezolanos. Cualquier reorientación de las exportaciones, aumentando la participación de los socios asiáticos, europeos o latinoamericanos, conllevaría un descenso de los suministros a EEUU.¹⁶

Por tanto, resulta sumamente difícil pronosticar qué escenario será el que rija las condiciones del intercambio petrolero EEUU-Venezuela en el horizonte de la próxima década. No obstante, el único caso en el que dicho intercambio podrían aumentar sería bajo el primer escenario. Las otras hipótesis permiten pronosticar una cierta reducción de los intercambios, sea por razones de inestabilidad interna, de empeoramiento de las relaciones bilaterales o de reorientación exportadora. Si el descenso se prolongase, el actual nivel de exportaciones a EEUU, 80-85 millones de toneladas anuales, podría caer a 70-75 millones.

Otros países latinoamericanos podrían compensar esa caída en el caso de que no fuera intensa, ya que sus posibilidades exportadoras tampoco parecen ser considerables. Algunos de los (modestos) socios actuales, como Colombia, Argentina y Trinidad y Tobago, no parecen ofrecer condiciones favorables si se tiene en cuenta la evolución descendente de sus reservas y de su capacidad extractiva. Mejores perspectivas presentan Ecuador y Brasil.

Ecuador ha ido incrementando sus ventas al mercado estadounidense hasta superar los 14 millones de toneladas, que equivalen a las tres cuartas partes de todas sus exportaciones de crudos. Parece que dispone todavía de un cierto margen para ampliar esa capacidad exportadora, más aún si la concentra en mayor grado hacia EEUU. Los aspectos desfavorables son similares a los mencionados para Venezuela. Las relaciones políticas bilaterales son distantes y alcanzan momentos de tensión. El gobierno estadounidense apuesta por desplazar del poder al presidente Correa y parece dispuesto a favorecer la inestabilidad social y política que debilite al gobierno. La compañía estatal ejerce un control, aunque sólo parcial, sobre los recursos petroleros.¹⁷ La concesión de licencias de explotación a la compañía estatal china (CNPC) parece una apuesta por la diversificación de socios, que podría aumentar si prosperase un proceso de integración energética regional.

Brasil muestra un mayor margen para la ampliación de sus exportaciones a EEUU, que en los últimos años se cifran en 5 millones de toneladas. Aunque todavía es un importador neto de petróleo, los recientes descubrimientos *off shore* en Tupi parecen garantizarle la futura autosuficiencia y quizá algún potencial exportador. Las condiciones internas y las buenas relaciones bilaterales favorecerían las ventas al mercado estadounidense, que quizá podrían duplicarse en el curso de la próxima década.

¹⁶ La enemistad política entre ambos gobiernos no tiene por qué ser un factor definitivo para esa reorientación. Hay que considerar que Venezuela concentra alrededor del 50% de sus exportaciones de bienes en el mercado de EEUU y que mantiene allí importantes intereses que incluyen refinerías y una vasta red de gasolineras a cargo de PdVSA (Romero, 2006). De hecho, los datos recientes no avalan ninguna apuesta por aumentar las exportaciones en el ámbito regional de América Latina (Espinosa, 2006).

¹⁷ La compañía estatal, Petroecuador, controla algo menos de la mitad de la producción. El resto está a cargo de compañías privadas internacionales, incluyendo una pequeña cuota de la empresa china CNPC.

(c) Europa Occidental y Asia Oriental-Meridional

Los países europeos no ofrecen buenas perspectivas como fuente de aprovisionamiento petrolero. Al contrario, de forma unánime los organismos internacionales (Comisión Europea, IEA, EIA y OPEP) coinciden en vaticinar el descenso de la producción y de las exportaciones de crudos por parte de los escasos países europeos que cuentan con reservas de ese hidrocarburo. Así viene ocurriendo en los últimos años y seguirá, inexorablemente, en los próximos a un ritmo notable.

Los dos socios principales, Noruega y el Reino Unido, han reducido su producción en unos 60 millones de toneladas y sus exportaciones en 70 millones entre 2001 y 2005 (IEA, 2006a; y Olsen, 2005). El mayor retroceso ha correspondido a sus ventas en los mercados europeos, que es donde se concentran los principales compradores de los crudos extraídos en el Mar del Norte, mientras que las exportaciones a EEUU han descendido en 10 millones de toneladas. El agotamiento de las reservas existentes y las escasas perspectivas de encontrar nuevos yacimientos de relieve marcan el curso declinante del petróleo noruego y británico (Olsen, 2005).

Los nuevos descensos de la producción y la exportación afectarán aún más a los suministros dirigidos hacia EEUU, de modo que es previsible que en el curso del próximo decenio se sitúen en cifras mínimas o desaparezcan. Por su parte, las compras en los países asiáticos (Vietnam, Indonesia y Malasia) son exiguas y no tienen visos de aumentar, puesto que sus capacidades productivas no son grandes y sus ventas se concentran en otros países de la región (Japón, China, Corea y la India).

Por lo tanto, cabe pensar que el declive de unos socios (México, Venezuela, Noruega y el Reino Unido) se podrá compensar con el ascenso de otros (Canadá, Brasil y Ecuador), pero difícilmente ese conjunto de proveedores americanos, europeos y asiáticos suministrará un volumen de crudos superior al actual, que suma unos 330 millones de toneladas. Consecuentemente, tendrá que ser en otras regiones donde EEUU se abastezca de los crudos que necesitará una demanda petrolera que sigue elevándose y que requerirá unas importaciones de crudos que hemos estimado en torno a los 720 millones de toneladas. Por tanto, los suministros procedentes de Oriente Medio, África, Rusia y Asia Central tendrán que aportar unos 390 millones de toneladas, que serán equivalentes al 54% del total de importaciones, mientras que actualmente esas regiones representan el 43% de las compras estadounidenses de crudos. Sin embargo, esa reorientación de las compras estará sometida a un cúmulo de dificultades, incertidumbres y requisitos, que se exponen a continuación.

(d) Oriente Medio

Todos los datos disponibles constatan que en Oriente Medio se concentra la mayor parte de las reservas mundiales de crudos y que el curso de los años acentuará su predominio en la producción y la exportación mundiales. Por tanto, desde el punto de vista del potencial petrolero esta región ofrece las mejores perspectivas para abastecer a EEUU, en cantidades muy superiores a los actuales 115 millones de toneladas, que suponen la quinta parte de sus importaciones.

Desde los años ochenta las sucesivas Administraciones republicanas y demócratas han pretendido reducir las compras de petróleo realizadas en la región, pero al cabo de los años, merced a la inoperancia de sus políticas energéticas –incapaces de controlar el consumo de petróleo–, resulta imprescindible elevar de forma significativa esas compras. Sin embargo, ese incremento de las importaciones acentúa las incertidumbres y exige modificaciones significativas.

En primer lugar, el conjunto de la región y varios de los países petroleros más importantes presentan graves incertidumbres político-militares. La situación general se encuentra afectada por el callejón sin salida en el que se halla el conflicto palestino-israelí, del cual se deriva una tensión constante y periódicos enfrentamientos militares. La política exterior de EEUU no es ajena a esa situación. Su inequívoca posición unilateral a favor de Israel, contribuye a exacerbar el conflicto y dificulta su entendimiento con los países árabes. Al mismo tiempo, su permanente animosidad

contra al régimen chií de Irán, considerándolo como un enemigo a derribar, acentúa el enquistamiento de sus relaciones políticas en la región (Mutin, 2001; Saint-Prot, 2003; Nolan y Pack, 2007; y West, 2005). Con todo, la deriva más desgraciada de su política exterior ha sido a la invasión militar en Irak. La súbita destrucción del régimen baasista ha dado paso a unas endeble estructuras estatales que no garantizan el orden público, ni son capaces de establecer una base de convivencia entre las distintas facciones políticas y étnicas, lo que centrifuga las tendencias hacia el desmembramiento territorial. En un contexto de aguda lucha por el poder político y territorial, relacionado éste con la localización de los campos petrolíferos. La fuerza invasora comandada por EEUU sólo ha podido establecer un sucedáneo de protectorado político-militar, cuyo tutelaje amenaza con prolongarse indefinidamente y ha convertido a Irak en el país más inestable de la región, más propicio a la actuación del terrorismo y con un futuro más impredecible.¹⁸

En segundo lugar, países decisivos en materia petrolera, como Arabia Saudí, Kuwait, Omán y EAU, se hallan ante el dilema de mantener sus estructuras sociales y sus regímenes políticos tradicionales, o bien modificarlos de forma paulatina introduciendo elementos de modernización occidental y de funcionamiento parlamentario (Fattouh, 2007; Defay, 2004; Doran, 2004; y Nolan y Pack, 2007). Como cualquier dinámica de transformaciones, ese proceso está sometido a tensiones entre posiciones más radicales o más moderadas de uno u otro signo, pero hasta el momento no se visualizan señales que presagien el agravamiento de esas tensiones que pudieran derivar en situaciones de intensa inestabilidad que pusieran en peligro el poder político y la continuidad de la actividad petrolera. Tampoco los atentados terroristas puntuales parecen una amenaza de envergadura para el régimen saudí.

En tercer lugar, las políticas energéticas de los países de la región otorgan el control de los hidrocarburos a empresas monopolísticas de propiedad estatal. Esas compañías garantizan la soberanía sobre los recursos energéticos, a la vez que generan la mayor parte de los ingresos presupuestarios. No obstante, esas compañías estatales operan a escala internacional a través de los mecanismos propios de mercado.

En cuarto lugar, el comercio de petróleo entre EEUU y Oriente Medio presenta una asimetría relevante. Las compras de crudos se concentran en Arabia Saudí y, a distancia, Irak y Kuwait. Pero, excepto Irak, todos los países de la región mantienen mayores intercambios petroleros con los países de Asia Oriental (Japón, Corea del Sur y China) que con EEUU. Por tanto, ya en el momento actual disponen de alternativas que facilitan la diversificación geográfica de los mercados a los que venden, lo que les concede un evidente grado de autonomía en sus relaciones comerciales con EEUU (Bahgat, 2006).¹⁹

Consecuentemente, Oriente Medio dispone del mayor potencial para abastecer la demanda de petróleo de EEUU. Pero para consolidar esa relación comercial, EEUU debería aceptar que: (a) la región presenta diversos factores de inestabilidad interna, sin que tenga que injerirse en los asuntos propios de esos países; (b) sus interlocutores seguirán siendo empresas estatales, sin que siga presionando para que acepten la entrada de las corporaciones transnacionales; (c) Arabia Saudí seguirá siendo el mayor poder petrolero, sin que intente vanamente mermar esa posición (Robinson, 2005); y (d) la mejora de sus relaciones políticas con la región resulta inviable si no solventa de forma adecuada las consecuencias de su invasión de Irak, la animosidad contra el régimen iraní y su

¹⁸ Un analista ultraconservador tan favorable a la invasión de Irak como David Pipes declara que “debemos abandonar el objetivo de un Irak democrático, libre y próspero, poniendo las miras en un Irak seguro, estable y decente., que garantice la circulación del petróleo”. Propone también que las tropas americanas no permanezcan en las ciudades, sino que se desplieguen en el desierto, precisamente donde se encuentran los yacimientos petrolíferos. D. Pipes, “Salvaging the Iraq War”, *New York Sun*, 24/VII/2005.

¹⁹ Arabia Saudí exporta casi el doble de crudos a Japón que a EEUU y las exportaciones saudíes al conjunto de los países de Asia triplican a las que dirigen a EEUU. Otro tanto ocurre con Kuwait y más aún con los demás países de la región, pues apenas venden petróleo en el mercado estadounidense.

participación unilateral en el conflicto israelí-palestino. Se trata, pues, de modificar una política hacia Oriente Medio basada en la fuerza militar, que es recibida por los pueblos de la región bajo la amenaza de *blood for oil* (Stokes, 2007; y Vidal, 2003).

(e) África

La escasa disposición a modificar su política regional hacia Oriente Medio ha hecho que, en presencia de una incesante presión ejercida desde múltiples institutos y asociaciones, el gobierno trate de convertir al continente africano en el centro de su estrategia de abastecimiento petrolero. Ese afán alcanza cotas ciertamente risibles, como la de comparar el potencial de recursos de la costa occidental africana con el del Golfo Pérsico o la de minimizar las incertidumbres que se acumulan en esos países africanos.

Ciertamente el potencial petrolífero de África es prometedor. Así lo confirman el descubrimiento de nuevas reservas, el crecimiento de la producción y el aumento de las exportaciones, en un número creciente de países. Pero todo ello se sitúa en una escala considerablemente inferior a la de Oriente Medio, como muestran las previsiones de todos los organismos internacionales, incluyendo las previsiones de la propia agencia estadounidense EIA (2007a). La mayor incógnita reside en evaluar las posibilidades que presentan muchas zonas del continente que apenas han sido exploradas y, por lo tanto, los indicios de que disponen de hidrocarburos no permiten todavía estimar su alcance (Hueper, 2005; Ifeka, 2004; Servant, 2003; y Copinadi y Noël, 2005). No obstante, parece que los mayores productores actuales (Nigeria, Argelia, Angola y Libia) son también los que seguirán ofreciendo mejores perspectivas durante la próxima década. Serán complementados por otros ubicados a lo largo de la costa occidental del continente, desde Mauritania hasta Namibia (Guinea Ecuatorial, Sierra Leona, Gabón, Camerún y Congo-Brazzaville) y de zonas centrales (Chad y Sudán).

Las principales incertidumbres se ciernen en dos ámbitos. El primero es el relativo a la endeblez de sus regímenes políticos y la precaria situación económica de casi todos los países mencionados. Hasta la fecha, esas debilidades internas se han convertido en ventajas para los países importadores, en la medida en que han facilitado la penetración de las empresas transnacionales en la explotación de los recursos, la expansión de la oferta petrolera y la firma de acuerdos comerciales ventajosos. Sin embargo, el enorme subdesarrollo socioeconómico constituye una amenaza latente que puede estimular los conflictos políticos, sociales, étnicos o territoriales. La fragilidad de las estructuras políticas propicia la instalación de regímenes autoritarios que temporalmente garantizan el orden público y pueden facilitar la actividad petrolera. Pero al mismo tiempo, fomenta la corrupción, exagera las ambiciones políticas de militares y altos funcionarios, y alienta el descontento social. Por tanto, las incógnitas sobre el grado de estabilidad de los países africanos son bastante mayores que las que presentan los países del golfo Pérsico (salvo Irak). Incluso los peligros de atentados terroristas en países islámicos (Argelia, Nigeria, Chad y Mauritania) no son menores que en la citada región asiática.

El segundo ámbito de incertidumbre concierne a las relaciones internacionales y surge al constatar la existencia de una rivalidad objetiva entre los grandes países consumidores que aspiran a elevar su abastecimiento petrolero en este continente. EEUU inició la penetración, primero en Nigeria y después en otros países (Angola, Guinea Ecuatorial, Camerún y Gabón) mediante acuerdos de exploración y explotación obtenidos por firmas petroleras (Exxon-Mobil, Chevron-Texaco, Conoco-Phillips y Marathon), complementados con programas de apoyo militar y algunos acuerdos económicos.²⁰ Junto a ellas, hicieron su aparición las compañías transnacionales europeas y después han hecho su aparición las empresas estatales de China y la India, conjugando la

²⁰ Un caso particular es el de Libia. Se trata del segundo exportador de crudos en el continente, pero cuyo régimen político ha contado por la hostilidad de EEUU, de modo que ambos países no han mantenido relaciones comerciales. De hecho, hasta 2004 Libia soportó la aplicación de sanciones internacionales impuestas por la presión de EEUU.

obtención de concesiones petroleras con acuerdos comerciales y financieros más amplios que incluyen la construcción de infraestructuras sanitarias y de transporte, así como préstamos blandos, en el marco de acuerdos de cooperación a largo plazo (Volman, 2003; Servant, 2003; Ifeka, 2004; Thursen, 2002; y Copinadi y Noël, 2005).

En la medida en que el potencial petrolero de la región se plasme en una oferta de crudo creciente esa rivalidad no tiene por qué derivar en episodios de conflicto. El dilema podría surgir si esa oferta de petróleo es inferior a las crecientes demandas de esos importadores, o bien si alguno de ellos pugna por desplazar a otros de las posiciones adquiridas. En este sentido la debilidad política de los países africanos puede jugar un papel crucial ya que mediante un cambio forzado de gobierno o la hábil utilización de la corrupción existente, alguno de esos grandes países importadores puede obtener la apertura de nuevas zonas de exploración, la concesión de licencias de explotación para sus empresas, o la firma de acuerdos comerciales que sean lesivos para los intereses de los importadores rivales.

Se trata pues de incertidumbre a considerar. En ausencia de cambios significativos, EEUU podrá incrementar sus compras en la región. El aumento de las importaciones puede proceder de sus dos socios principales, Nigeria y Angola, donde la extracción de crudos corre a cargo de compañías transnacionales, asociadas con las respectivas empresas estatales, o bien en Argelia, donde la extracción está controlada por el monopolio público Sonatrach. Y de forma creciente irán cobrando fuerza exportadora esa diversidad de países cuya producción registra una fuerte penetración de compañías extranjeras (Hueper, 2005). No obstante, difícilmente el crudo adquirido en África podrá suplir la necesidad de ampliar también las compras en otras regiones. Las propias previsiones oficiales estiman que en 2015 los países africanos aportarán la cuarta parte de las importaciones de EEUU, frente al 20% actual, lo que supondría un notable aumento desde los 120 millones toneladas de 2005 hasta 180 millones en 2020. Sin embargo, seguiría pendiente la adquisición de casi otro 30% de importaciones que deberán adquirirse en Oriente Medio, o bien en Rusia y los países del Mar Caspio.

(f) Rusia

El potencial petrolero de Rusia sigue siendo considerable, a pesar de que en los años noventa la producción acusó severamente las penosas condiciones padecidas por el conjunto de la economía. La recuperación posterior ha vuelto a colocar a ese país como el segundo exportador mundial y sus reservas permitirán que siga aumentando su oferta en las dos próximas décadas (Boussena *et al.*, 2006; APERC, 2007; y Nanay, 2005). Hasta fechas recientes, EEUU apenas compraba petróleo ruso, pero en los últimos años las importaciones han ido cobrando una cierta entidad, acercándose a los 15 millones de toneladas en 2005. Esta cifra representa menos del 3% de las importaciones de crudos estadounidenses, de modo que Rusia presenta un margen evidente para estrechar esos vínculos comerciales.

El régimen político ruso ha adquirido una solidez institucional que despeja las incertidumbres desestabilizadoras que caracterizaron a los años noventa, lo mismo que sucede con la mejora de las condiciones sociales de la población. Por tanto, los factores internos no parece que sean significativos de cara a la ampliación de las relaciones energéticas entre ambos países. Las dificultades y los límites que pueda encontrar la compra de petróleo en Rusia podrían derivarse de tres ámbitos.

De un lado, la política exterior de EEUU puede mostrarse reacia a supeditar la adquisición de un recurso estratégico en un país al que sigue considerando su principal rival en el escenario mundial. En la política estadounidense parecen primar los recelos y la instigación de las desavenencias por encima de la búsqueda de cooperación (Goldgeier y McFaul, 2003). Propuestas como la continua expansión de la OTAN hacia las fronteras rusas, o la instalación de misiles en países de Europa del Este no parece que admitan ninguna lectura en clave de cooperación. De otro lado, por la parte rusa,

la explotación y venta del petróleo corre a cargo de compañías estatales y de compañías privadas estrechamente vinculadas con el gobierno, mientras que la red de transporte permanece en manos del monopolio estatal Transnet. De ese modo, apenas hay margen para la penetración de corporaciones transnacionales y cualquier pretensión de aumentar las compras de crudos en Rusia requiere el entendimiento con sus gobernantes.

Y, por otro lado, Rusia dispone de varias alternativas exportadoras que desde una óptica económica parecen más viables que el suministro a EEUU. La mayor parte de las ventas actuales se concentran en los países europeos y los proyectos en curso de diversificación se orientan a Japón, Corea y China, a partir de los nuevos recursos por explotar que se localizan en las zonas siberianas orientales y en el Lejano Oriente. Para ello se requiere la ampliación de la red de oleoductos, o bien la utilización del ferrocarril y de barcos medianos para transportar crudos a distancias no excesivas. Sin embargo, la venta a EEUU requeriría el trazado de oleoductos específicos hasta el Mar de Barents, la ampliación de las capacidades portuarias, barcos de mayor tonelaje y transporte a gran distancia.

Por tanto, desde el punto de vista económico no parece que sea una alternativa atractiva para el petróleo ruso. Únicamente si ambos países alcanzaran un sólido acuerdo político y/o Rusia aceptara una amplia participación de compañías transnacionales en la explotación del petróleo, cabría vislumbrar el incremento considerable de las exportaciones dirigidas a EEUU. En otro caso, no parece que existan condiciones para que el petróleo ruso alcance una dimensión relevante en el abastecimiento estadounidense.

(g) El Mar Caspio

Kazajistán y Azerbaiyán pueden aportar nuevos suministros a EEUU, aunque en la actualidad sus ventas a ese mercado sean nulas. Aunque el potencial petrolero de Kazajistán es muy superior al de Azerbaiyán, ambos países presentan situaciones similares a la hora de valorar sus posibilidades como proveedores de petróleo a EEUU. Sus capacidades productivas y exportadoras van en aumento y se realizan con una fuerte presencia de empresas transnacionales asociadas con las respectivas compañías estatales de ambos países (Nanay, 2005; Bohr, 2004; Boussena *et al.*, 2006; y Ahrend y Tompson, 2007). Al mismo tiempo, sus regímenes políticos autoritarios parecen asentados y no muestran síntomas de inestabilidad social ni tensiones étnicas, si bien a Azerbaiyán le ha costado bastantes años alcanzar esa situación de estabilidad (Allison, 2004ab).

La principal dificultad estriba en el trazado de las redes de oleoductos (Kalicki-Elkind, 2005). Las posibilidades de salida marítima, pasan por la construcción de tuberías con destino al puerto ruso de Novorosiisk o hacia algún puerto georgiano, para cargarse en barcos que atravesando el mar Negro tengan salida al tráfico transoceánico. La primera opción, utilizada en la actualidad, sigue vinculando el crudo kazajo con las redes de transporte de Rusia, igual que ocurre con el que se destina a Samara, Orenburg y otros territorios rusos. No resulta satisfactoria para las empresas estadounidenses (Exxon y Chevron) que lideran los consorcios que explotan los principales yacimientos kazajos. La segunda opción reincide en la saturación que muestra el tráfico marítimo del mar Negro y el estrecho de los Dardanelos. Una tercera alternativa sería el tránsito por territorio iraní hacia Turquía, para después cargar el crudo en barcos o bien transportarlo por oleoductos a países europeos. Pero las compañías norteamericanas rechazan cualquier posibilidad de que el crudo transite por Irán. La cuarta posibilidad es el trazado de oleoductos terrestres para transportar crudo hacia China y quizá otros países orientales. El primer proyecto ya está en funcionamiento y desde 2006 ha comenzado la exportación de crudo kazajo a China.

Por tanto, sólo el desarrollo de la segunda opción haría factible el suministro de petróleo a EEUU. Sin embargo, las dificultades de un trayecto que atraviesa la conflictiva cordillera del Cáucaso, los problemas del tránsito por el Mar Negro y la lejanía del mercado estadounidense hacen que esa alternativa resulte bastante costosa y quede oscurecida por la propuesta, más viable, de orientar las

exportaciones de petróleo hacia Asia Oriental y Meridional, con mercados en rápida expansión; o incluso hacia Europa, aunque en este caso las dificultades también son notorias.

5. Ampliación de las regiones abastecedoras de gas natural

El grado de dependencia es inferior y las necesidades de importación crecen a un ritmo más pausado que las de crudos de petróleo. La estimación recogida en el tercer apartado supone un incremento de 30.000 millones de metros cúbicos –hasta alcanzar los 135.000 millones– hasta el año 2020. El dilema que afronta EEUU no procede tanto de la magnitud de las compras, sino de la necesidad de ampliar el número de socios y con ello el tipo de transportes y las condiciones en las que se realizan las importaciones.

Hasta hace pocos años, la casi totalidad del gas natural importado procedía de Canadá y se transportaba mediante una extensa red de tuberías que unían a ambos países. Sin embargo, las reservas canadienses vienen sufriendo un fuerte descenso (-40% en 2001-2005) y se encaminan hacia su paulatino agotamiento. La ratio reservas/producción es inferior a nueve años. La producción apenas aumenta y el consumo interno se mantiene bastante estable, de modo que las exportaciones sólo se han incrementado de 101.000 millones a 106.000 millones de m³ en la primera mitad de la década actual y se estima que no puedan hacerlo a partir de los próximos años (Victor *et al.*, 2006; Bousena, 2006; y Juckett y Foss, 2005).

En esas condiciones, el incremento de las importaciones que requiere la demanda interna de EEUU debe obtenerse en otros países que están geográficamente más alejados y desde los cuales el suministro debe realizarse mediante barcos que transportan el gas natural en forma líquida (GNL) para reducir considerablemente su volumen (1:600). Ese procedimiento requiere la disponibilidad de plantas de licuefacción y de puertos de embarque en los países exportadores, así como puertos adecuados para la recepción, plantas de regasificación y redes de transporte para trasladarlo hacia los centros de consumo en el territorio estadounidense. Requisitos imprescindibles que elevan notablemente los costes del gas licuado frente al gas transportado por tuberías desde los lugares de extracción.

La única posibilidad de abastecerse de gas natural al margen del GNL sería que México tuviera capacidad exportadora de ese combustible. Pero en la actualidad no es así y no parece que lo vaya a ser en la próxima década. De hecho, es EEUU quien exporta pequeñas cantidades de gas a México. Todo el sistema energético mexicano se asienta en la utilización masiva de petróleo, que aporta el 60% de la demanda total de energía primaria. El gas natural juega un papel secundario aunque creciente y aporta ya más de una cuarta parte de esa demanda total, sobre todo porque se emplea como consumo intermedio para generar el 40% de la energía eléctrica del país (IEA, 2006a).

Desde hace tiempo se debate sobre el potencial gasífero mexicano, pero la realidad es que la política energética y la actividad de PEMEX no vaticinan un fuerte desarrollo de ese recurso que convierta al país en exportador de gas.²¹ La presunción de que existe un buen potencial es meramente hipotética, ya que el aumento de la producción extraída en la Cuenca de Burgos va quedando superado por el mayor crecimiento del consumo interno de gas natural, demandado como sustitutivo de los derivados de petróleo en el sector eléctrico (PEMEX, 2008). En consecuencia, además del gas importado de EEUU, México va incrementando la adquisición de GNL, para lo cual ya funciona una planta de regasificación, instalada en Altamira (golfo de México), y está prevista la construcción de otras cuatro plantas para el gas licuado proveniente de otros países

²¹ A comienzos de la década, la Administración Bush se propuso influir en ese debate, con el propósito de que México intentara extraer una mayor cantidad de gas natural con destino a EEUU. Lo hizo con gran torpeza ya que puso de manifiesto que sus propuestas estaban guiadas por estrechos intereses propios y en abierta confrontación con las ideas predominantes en la sociedad mexicana. Aquella injerencia arrastró al presidente Fox a un choque político en su infructuoso propósito de secundar la política de la Administración estadounidense.

latinoamericanos.

Conforme a ese proceso, cabe vaticinar que la extracción de gas natural avance con suavidad y se destine en su práctica totalidad al propio mercado mexicano. En consecuencia, no parece que México vaya a reforzar las posibilidades de aprovisionamiento externo de gas natural para EEUU. Y lo mismo cabe apuntar sobre los países de América del Sur, donde sólo se pueden esperar modestas contribuciones. En los últimos años, EEUU viene importando gas licuado procedente de Trinidad y Tobago, donde varias compañías transnacionales (BP, Chevron y Repsol) tienen instaladas plantas de licuefacción. Sin embargo, las reservas gasíferas de ese país no admiten un aumento significativo de su exportación, salvo que, a su vez, aumente de forma significativa la importación de gas natural por tuberías procedente de la vecina Venezuela para licuarlo y exportarlo a EEUU.

Venezuela dispone de grandes reservas de gas natural, pero en la actualidad no exporta ese combustible. En el futuro podría hacerlo, sobre todo si prosperase la propuesta de articular las redes energéticas del conjunto de los países latinoamericanos. Pero en ese caso exportaría gas a través de tuberías, sin necesidad de crear una infraestructura para exportar gas licuado. En el mismo caso se encuentran otros exportadores, como Bolivia y Argentina, con redes de conexión que les permiten vender a Brasil y Chile, pero sin perspectiva de exportar gas licuado.

Por tanto, igual que sucede con el petróleo, las mayores posibilidades para abastecerse de gas natural se encuentran en Oriente Medio, África, Rusia y el mar Caspio, donde se concentran las grandes reservas gasíferas (BP, 2007; Boussena, 2006; y Victor *et al.*, 2006). Sin embargo, hasta el momento la mayoría de los países de esas regiones que exportan gas lo hacen a través de tuberías, de modo que, junto a los factores de índole política o geoestratégica examinados en el caso del petróleo, existe un obstáculo decisivo: esos países ni disponen ni tienen prevista la construcción de de las infraestructuras (plantas de licuefacción, puertos de embarque, buques metaneros) que resultan necesarias para exportar gas natural licuado.

Así ocurre con Rusia, Turkmenistán, Uzbekistán y Kazajistán (Victor *et al.*, 2006; y Nanay, 2005). Lo mismo sucede en Oriente Medio con Arabia Saudí, Kuwait, Irak e Irán, que concentran su actividad en el petróleo y apenas explotan sus grandes recursos gasíferos. Mientras que en África la prospección de los recursos de gas natural permanece casi inédita. Las excepciones, es decir, los países que cuentan con infraestructura para exportar GNL, son Qatar, Omán y EAU en Oriente Medio, y Argelia, Nigeria y Egipto en África. Qatar y Omán venden pequeñas cantidades de GNL a EEUU. Qatar dispone de grandes reservas de gas y sigue desarrollando proyectos expansivos –en los que admite la participación de compañías extranjeras– para ampliar considerablemente sus exportaciones. Hasta el momento, la mayor parte de sus ventas se dirigen a los mercados asiáticos, lo mismo que las de Omán y EUA, pero si se ejecutan los proyectos previstos Qatar podría ser la mejor alternativa para que EEUU amplíe su aprovisionamiento.

Los tres países africanos también exportan ciertas cantidades de GNL a EEUU, pero sus principales mercados se encuentran en Europa y Asia Oriental. Tanto Nigeria como Egipto cuentan con participación de compañías extranjeras en la explotación y comercialización de sus recursos de gas, mientras que en Argelia, Sonatrach, el monopolio estatal, parece dispuesto a aceptar esa participación exterior (Shearer, 2005). Siendo así, se convierten en opciones que podrían contribuir de forma creciente al abastecimiento de gas a EEUU.

Otras posibles alternativas estarían en Asia-Pacífico y en Europa. De hecho, Indonesia y Malasia son, junto con Qatar y Argelia, los mayores exportadores de GNL. Sin embargo, ambos países asiáticos, igual que Australia y Brunei, concentran la totalidad de su capacidad exportadora en aquella región de Asia Oriental y Meridional. Y parece que así seguirá siendo en los próximos años, de manera que, salvo pequeñas cantidades vendidas por Australia, esos países no parece que vayan

a suministrar gas al mercado estadounidense. En Europa, los dos principales productores, Holanda y Noruega, destinan la totalidad de sus exportaciones a los demás países europeos mediante una densa red de gasoductos. Únicamente Noruega licua una pequeña parte de gas que traslada por barco a Suecia y parece dispuesta a construir una planta de mayor tamaño para exportar a EEUU. Si así fuera, Noruega podría ser un proveedor significativo, a pesar de que la demanda de gas por parte de los países europeos rivaliza en condiciones ventajosas.

A fin de cuentas, el GNL sigue ampliando sus posibilidades comerciales a escala internacional (Boussena, 2006; Yerguin, 2005; Victor *et al.*, 2006; y Brito y Hartley, 2007) y el hecho de que fuera conformándose un mercado mundial de ese producto supondría dos grandes ventajas para EEUU. Por un lado, facilitaría su aprovisionamiento de ese recurso energético. Por otro lado, desde una perspectiva estratégica, el aumento del número de países que ofertan GNL y su diversificación geográfica (Oriente Medio, Sudeste Asiático, África, Asia Central) alejan la eventual amenaza de una interrupción de los suministros, a la vez que aminoran la hegemonía que ejerce Rusia, merced a sus grandes reservas y su gran capacidad exportadora, en el comercio de gas a través de tuberías.

6. Conclusión: dotarse de una nueva estrategia (más eficaz) versus dificultar el abastecimiento

Salvo el intento infructuoso llevado a cabo por Jimmy Carter, las Administraciones que han gobernado EEUU durante las cuatro últimas décadas no han modificado el patrón de hiper-consumo de petróleo del sector de transporte. En torno a ese patrón convergen las pautas de comportamiento de los ciudadanos con los intereses de los fabricantes de automóviles y las compañías petroleras. Las propuestas genéricas de la Administración Bush de cara al futuro (innovación radical de la tecnología automovilística y biocombustibles que sustituyan a los crudos de petróleo) no podrán modificar aquel patrón de consumo en el transcurso de las dos próximas décadas, bien porque la capacidad de sustitución de los nuevos combustibles es reducida, bien por las incertidumbres y el estado real en el que se encuentran las nuevas tecnologías (Palazuelos y Machín, 2008). Por esa razón, la demanda de petróleo seguirá creciendo y –ante las restricciones que presenta la producción– también lo harán las importaciones, acentuando el grado de dependencia externa. Aunque en menor medida, también se incrementarán las importaciones de gas natural, destinado a sustituir en parte al carbón como combustible en las plantas eléctricas y a cubrir demandas finales de la industria, los servicios y los hogares.

Garantizar el abastecimiento de petróleo y gas natural es una de las máximas prioridades políticas y económicas que tiene EEUU. Sin embargo, la política exterior que viene practicando amenaza con convertirse en el principal obstáculo para garantizar ese abastecimiento. De un lado, porque el persistente aumento de las importaciones de hidrocarburos obligan a introducir importantes cambios en la estrategia de abastecimiento. Y de otro lado porque la política exterior que se lleva a cabo constituye una cadena de errores (de diseño, ejecución y resultados) que acarrearán pesimas consecuencias en las principales zonas de aprovisionamiento energético.

El cambio de estrategia para el abastecimiento energético en el exterior viene determinado por la insuficiencia de los proveedores actuales para atender al incremento de las importaciones estadounidenses, a la vez que por el debilitamiento productivo de algunos de ellos (México, Noruega y el Reino Unido) o las incertidumbres que se derivan de las relaciones bilaterales con otros (Venezuela). El país vecino y principal socio, Canadá, podrá ampliar sus suministros de petróleo y quizá también algunos países de América Latina, pero en conjunto los países de América, Europa y Asia Oriental-Meridional sólo podrán aportar una cuantía similar a la actual de crudos de petróleo. Por lo tanto, la ampliación de la demanda de importaciones deberá proceder de África y Oriente Medio, siendo más dudoso el aumento de los suministros desde Rusia y el mar Caspio.

En el caso de África, la garantía de los suministros reside en la presencia dominante de las grandes corporaciones transnacionales sobre la actividad petrolera de esos países, complementada con la colaboración militar establecida con algunos de los gobiernos. Así parece que continuará siendo, ya que esas grandes compañías petroleras americanas y europeas son las que aportan los recursos financieros y la tecnología que requiere la prospección y explotación de los recursos. Las incertidumbres provienen de la debilidad institucional de esos países, del potencial de conflicto que presentan las infames condiciones sociales que padecen sus poblaciones y de la rivalidad que se derive de la paulatina penetración en esos mismos países de otras potencias (China y la India) que también desean acceder a esos recursos energéticos.

Sin embargo, en el caso de Oriente Medio y de Rusia, así como de algunos proveedores relevantes, los obstáculos son significativamente mayores y se derivan, en primer término, de la política internacional estadounidense. La política de la Administración Bush ha conformado un particular *via crucis* que se resume en cuatro reveses fundamentales.

En primer lugar, la torpeza monumental fue sin duda la invasión de Irak, guiada por vanas pretensiones imperiales de carácter político y económico.²² Irak se ha convertido en un dramático lodazal político donde el protectorado militar de EEUU no es capaz de alumbrar ninguna salida favorable a la multiplicidad de conflictos (étnicos, políticos y territoriales) resurgidos tras la invasión. La estructura estatal es casi inexistente, la sociedad carece de cualquier vertebración, la economía se haya destruida y la producción de petróleo sólo se recupera en parte y está sometida a permanentes incertidumbres. En el ámbito regional, tras la invasión estadounidense se han alejado las posibilidades de alcanzar compromisos políticos negociados y los signos de inestabilidad han aumentado. El régimen iraní ha endurecido sus posiciones ante las presiones estadounidenses. El integrista terrorista extiende su radio de acción, el conflicto palestino-israelí se acentúa todavía más y las relaciones comerciales de la región se orientan cada vez más hacia los mercados este-asiáticos.

En segundo lugar, el distanciamiento de las relaciones con Rusia se deriva en primera instancia de la política de hechos practicada por Washington. Más allá de la diplomacia formal, Rusia es considerada como el rival preferente al que debilitar, observando con creciente desconfianza su mejora económica, su estabilidad social y política, y la reaparición de su potencial energético. Esa posición estadounidense se constata en las propuestas de ampliación de la NATO y la instalación de misiles en países de Europa Oriental; en el intento de expansión, incluyendo la instalación de bases militares; en Asia Central a raíz de la invasión de Afganistán; en el apoyo a la GUAM (Georgia, Ucrania, Uzbekistán, Azerbaiyán y Moldavia) como plataforma asociativa del mar Negro frente a Rusia; y en la oposición de las compañías estadounidenses al trazado de oleoductos que atraviesen territorio ruso para transportar el petróleo del mar Caspio.

En tercer lugar, el gobierno estadounidense demuestra una notoria incapacidad para gestionar sus relaciones económicas con regímenes considerados adversos. Además del choque frontal con Irán y del distanciamiento con Rusia, las tensiones también afloran en las relaciones con un buen número de gobiernos latinoamericanos que no se alinean con su política exterior. El caso que puede tener mayores repercusiones en materia petrolera es el de Venezuela, porque sigue siendo uno de los principales proveedores.

²² Según las previsiones de sus estrategias, el derrocamiento de Saddam Hussein y la destrucción de su régimen darían lugar a un mayor control político y petrolero de EEUU sobre Oriente Medio. Siguiendo un efecto dominó, se crearían las condiciones favorables para modernizar aquellas sociedades, democratizando sus sistemas políticos y liberalizando sus economías. Ese proceso facilitaría la resolución negociada del conflicto palestino-israelí, el derrocamiento del régimen chií iraní y el aislamiento del régimen saudí si no se aviniese a realizar aquellos cambios. El “nuevo Irak”, firme aliado de EEUU, potenciaría su capacidad petrolera y contribuiría a reducir el papel preponderante que ejerce Arabia Saudí en la región y en el seno de la OPEP. La merma saudí sería aún mayor si también en Irán se produjese un cambio político (Chauprade, 2003; Feffer, 2003; Mahajan, 2003; y Kalicki y Goldwyn, 2005).

En cuarto lugar, tampoco resulta satisfactoria la presión ejercida sobre algunos gobiernos aliados para que modifiquen sus políticas energéticas y favorezcan la entrada de empresas transnacionales. Tanto en el caso de México como en ciertos países africanos, esas presiones han creado dificultades en la actuación interna de los gobiernos porque han fortalecido a los grupos sociales y a las fuerzas políticas opuestas a la cesión de derechos de explotación a compañías extranjeras, o bien partidarias de acuerdos comerciales en otros países.

Esos reveses han suscitado respuestas posteriores que resultan igualmente erróneas. Por un lado, la mayor parte de los análisis que se realizan desde EEUU dramatizan de forma exagerada las incertidumbres futuras como si fueran problemas del presente, a la vez que convierten amenazas hipotéticas en peligros inminentes. Frases del tipo “*the danger of an oil disruption is high and increasing*” no se ajustan a la realidad, pero abundan en esos análisis. El error fundamental reside en que sitúan la amenaza en el “otro” (terrorismo islámico, regímenes enemigos y países rivales) y no destacan la grave responsabilidad que se deriva de la propia política internaciones de EEUU.

Por otro lado, se insiste en identificar la presencia de empresas extranjeras en los países productores como la principal garantía para la continuidad del abastecimiento exterior. Sin embargo, la realidad muestra que la mayor parte de los principales países productores se niegan a autorizar esa presencia, de modo que carece de realismo la insistencia en métodos de presión y de injerencia interna sobre esos países para que modifiquen sus políticas energéticas.

Peores consecuencias tendría la utilización de posiciones políticas y militares más duras contra los países y gobiernos dispuestos a mantener su autonomía política y su soberanía nacional. Con frecuencia, el necesario “*link between energy and security*” suscita una lectura unilateral de carácter imperial donde el concepto de “seguridad nacional” se convierte en una patente de corso merced a la cual los gobernantes estadounidenses se auto-conceden la potestad de injerirse, incluso militarmente, en otros países, violando toda concepción colectiva de lo que es la comunidad internacional y los derechos inherentes a la soberanía nacional de cada país.

La insistencia en esos errores sólo puede conducir a mayores incertidumbres y nuevos obstáculos que dificulten el abastecimiento de las crecientes necesidades de petróleo y gas natural, tanto en Oriente Medio, como en Rusia y ciertos países de África, América Latina y Asia Central. La lógica preocupación por encontrar formas que reduzcan las incertidumbres y faciliten el abastecimiento, requiere una profunda reconsideración de las líneas de actuación de EEUU en el escenario internacional. Su política exterior necesita desprenderse de esos elementos de injerencia, dotándose de sentido de reciprocidad y de respeto en las relaciones comerciales.

EEUU necesita establecer vínculos de confianza con los países de Oriente Medio porque, inexorablemente, tendrá que aprovisionarse cada vez más del petróleo de esa región. Necesita replantear sus relaciones con Rusia si aspira a convertirse en un socio relevante del petróleo y el gas siberiano. Necesita entenderse comercialmente con otros países cuyos gobiernos son discrepantes con la política estadounidense. Necesita alcanzar acuerdos comerciales con los monopolios estatales de los países productores que desean mantener a recaudo la soberanía nacional de los recursos. Necesita buscar la concertación con otros grandes consumidores (China, India, Japón y la UE) y con los países africanos productores para evitar que la competencia por los recursos origine conflictos.

Enrique Palazuelos Manso y Alejandra Machín Álvarez
Grupo de Investigación sobre Crecimiento de la Economía Mundial (GICEM), Instituto Complutense de Estudios Internacionales (ICEI), Universidad Complutense de Madrid

Referencias bibliográficas

- [Ahrend, R., y W. Tompson \(2006\)](#), “Realising the Oil Supply Potential of the CIS: The Impact of Institutions and Policies”, OECD Economics Department, *OECD Economics Department Working Papers*, n° 484.
- [Ahrend, R., y W. Tompson \(2007\)](#), “Caspian Oil in a Global Context”, *Transition Studies Review*, n° 14 (1), pp. 163-87.
- Allison, R. (2004a), “Strategic Reassertion in Russia’s Central Asia Policy”, *International Affairs*, n° 80 (2), pp. 277-293.
- Allison, R. (2004b), “Regionalism, Regional Structures and Security Management in Central Asia”, *International Affairs*, n° 80 (3), pp. 463-483.
- APERC (2006), “Quest For Energy Security in the 21st Century Resources and Constraints”, APERC, Tokio, www.iecej.or.jp/aperc.
- APERC (2007), *Energy Overview, 2006*, APERC, Tokio, www.iecej.or.jp/aperc.
- Bahgat, G. (2004), “Energy Security in a New World Order”, *Journal of Energy and Development*, n° 30 (1), pp. 45-52.
- Barbosa, F. (2000), *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*, UNAM, M.A. Porrúa.
- Barbosa, F., y N. Domínguez (2006), “Situación de las reservas y potencial petrolero de México”, *Economía UNAM*, n° 3 (7), pp. 79-106.
- Bayoumi, T., y M. Martin (2006), “Energy, the Exchange Rate, and the Economy: Macroeconomic Benefits of Canada’s Oil Sands Production”, en International Monetary Fund, *IMF Working Papers*, n° 06/70.
- Bennis, P. (2003), *US Foreign Policy and the September 11th Crisis*, Olive Branch, Nueva York.
- Bielecki, J. (2002), “Energy Security: Is the Wolf at the Door?”, *Quarterly Review of Economics and Finance*, n° 42 (2), pp. 235-50.
- Bohr, A. (2004), “Regionalism in Central Asia: New Geopolitics, Old Regional Order”, *International Affairs*, n° 80 (3), pp. 485-502.
- Boussena, S., et al. (2006), *Le défi pétrolier*, Vuibert, París.
- [Boussena, S.](#), y C. Locatelli (2005), “Towards a More Coherent Oil Policy in Russia?”, *OPEC Review*, n° 29 (2), pp. 85-105.
- British Petroleum (2007), *Statistical Review of World Energy*, BP, Londres, www.bp.com/centres/energy.
- [Brito, D.](#), y P. [Hartley \(2007\)](#), “Expectations and the Evolving World Gas Market”, *Energy Journal*, n° 28 (1), pp. 1-24.
- Chauprade, A. (dir.) (2003), *Géopolitique des États-Unis*, Ellipses.
- Chevalier, J.M. (2004), *Les grandes batailles de l’énergie*, Gallimard, París.
- Conzelmann, G. (2006), “Mexico’s Long-Term Energy Outlook: Results of a Detailed Energy Supply and Demand Simulation”, *Energy Studies Review*, n° 14 (1), pp. 80-103.
- Copinadi, P., y P. Noel (2005), “L’Afrique dans la géopolitique mondiale du pétrole”, *Afrique Contemporaine*, n° 206, pp. 29-42.
- Council on Foreign Relations (CFR) (2006), *National Security Consequences of U.S. Oil Dependency*, en J. Deutsch, J. Schlesinger y D. Victor, Independent Task Force Report, n° 58.
- Davis, N. (1999), “The U.S. Petroleum Refining and Gasoline Marketing Industry”, *Energy Information Administration*, abril, Washington.
- Defay, A. (2004), *Géopolitique du Proche-Orient*, Presses Universitaires Françaises.
- Doran, M. (2004), “The Saudi Paradox, Foreign Affairs”, n° 83 (1), pp. 35-51.
- [Eghre-Oghene, M.](#), y O. [Omole \(1999\)](#), “The Economics of the Nigerian Liquefied Natural Gas Project”, *OPEC Review*, n° 23 (4), pp. 303-340.
- Energy Information Administration (EIA) (2006a), *U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2005 Annual Report*, EIA, noviembre, Washington.
- Energy Information Administration (EIA) (2006b), *Annual Energy Outlook, Energy Trends to 2030*, Washington.
- Energy Information Administration (EIA) (2007a), *International Outlook*, http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/info_glance/petroleum.html.

- Energy Information Administration (EIA) (2007b), *Country Analysis Brief, Canada*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Canada/Background.html>.
- Energy Information Administration (EIA) (2007c), *Country Analysis Brief, Mexico*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Mexico/Background.html>.
- Espinosa, R. (2006), "Las contradicciones de PdVSA: más petróleo a EEUU y menos a América Latina", *Nueva Sociedad*, n° 204, pp. 50-70.
- Fattouh, B. (2007), "How Secure Are Middle East Oil Supplies", *Oxford Institute for Energy Studies*, WPM 33, septiembre.
- Feffer, J. (dir.) (2003), *Power Trip. US Unilateralism and Global Strategy After September 11*, Steve Stories, Nueva York.
- Foster, J. (2003), "The New Age of Imperialism", *Monthly Review*, n° 55 (3), Julio-agosto.
- Fuentes, R. (2007), "Mexico's Energy Dilemma: Resource Nationalism vs Market Liberalisation", *Oxford Institute for Energy Studies*, Oxford Energy Comment, marzo.
- Galina-Hidalgo, S., et al. (2002), "The Role of the Mexican Energy Sector in the North American Market", *Journal of Energy and Development*, n° 28 (1), pp. 57-68.
- Gawdat, B. (2006), "The United States and the Middle East: Interdependence Not Independence", *OPEC review*, n° 30 (3), pp. 187-201.
- Goldgeier, J., y M. McFaul (2003), *Power and Purpose. US Policy Towards Russia after the Cold War*, Brookings Institute, Washington.
- Goldwyn, D., y M. Billing (2005), "Building Strategic Reserves", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 509-529.
- Hamel, M. (2007), "Oil Outlook and Investment Challenges, Energy Studies Department", OPEC, Vienna, Simposium Ministerial, 17-18 noviembre.
- Harvey, D. (2003), *The New Imperialism*, Oxford University Press, Oxford.
- Hibbard, P. (2004), "U.S. Energy Infrastructure Vulnerability. Lesson from the Gulf Coast Hurricanes", Analysis Group, Boston, National Commission on Energy Policy NCEP4: *Ending the Energy Stalemate A bipartisan Strategy to Meet America's Energy challenger*, appendix, www.energycommission.org.
- Hueper, P. (2005), "Sub-Saharan Africa", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 241-257.
- [Ifeka, C. \(2004\)](#), "Violence, Market Forces and Militarisation in the Niger Delta", [Review of African Political Economy](#), n° 31 (99), pp. 144-50.
- International Energy Agency (2006b), *Oil Information, 2006*, OECD, París.
- International Energy Agency (2006c), *Natural Gas Information*, OECD, París.
- International Energy Agency (2006d), *World Energy Outlook*, OECD, París.
- International Energy Agency (2006a), *Energy Balances of OECD Countries, 1971-2004*, IEA Statistics, Paris.
- Jaffe, A. (2001), "The Potencial of Energy as a Geopolitical Binding Factor in Asia", *Post-Soviet Geography and Economics*, n° 42 (7), pp. 491-503.
- [Jensen, J. \(2003\)](#), "The LNG Revolution", [Energy Journal](#), n° 24 (2), pp. 1-45.
- Juckett, D., y M. Foss (2005), "Can a 'Global' Natural Gas Market Be Achieved?", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 531-552.
- Kalicki, J., y D. Goldwyn (2005), "Conclusion: Energy, Security, and Foreign Policy", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 561-578.
- Kalicki, J., y D. Goldwyn (eds.) (2005), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington.
- [Keenan, J. \(2006\)](#), "Security and Insecurity in North Africa", [Review of African Political Economy](#), n° 33 (1), pp. 269-96.
- Kelly, J., y C. Romero (2005), *Venezuela y EEUU. Coincidencias y conflictos*, IESA, Caracas.

- Lafargue, F. (2006), *Demaine, la guerre du feu. États-Unis et Chine à la conquête de l'énergie*, Ellipses, Paris.
- Mabro, R. (ed.) (2006), *Oil in the Twenty-First Century. Issues, challenges and opportunities*, Oxford University Press, Oxford.
- Mahajan, R. (2003), *Full Spectrum Dominance. US Power in Iraq and Beyond*, Steven Stories, Nueva York.
- [Mazighi, A. \(2004\)](#), "Some Risks Related to the Short-Term Trading of Natural Gas", *OPEC Review*, n° 28 (3), pp. 227-39.
- Morse, E., y J. Richard (2002), "The Battle for Energy Dominance", *Foreign Affairs*, n° 81 (2), pp. 16-31.
- Mutin, G. (2001), *Géopolitique du Monde Arabe*, Ellipses.
- Najman, B., et al. (2008), *The Economics and Politics of Oil in the Caspian Basin*, Routledge, Londres.
- Nanay, J. (2005), "Russia and the Caspian Sea Region", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 127-147.
- National Commission on Energy Policy (NCEP) (2004), *Ending the Energy Stalemate A bipartisan Strategy to Meet America's Energy challenge*, NCEP, www.energycommission.org.
- National Energy Policy Development Group (NEPDG) (2001), *National Energy Policy. Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, NEPDG, Washington.
- Neff, S. (2005), "North America", Kalicki J. y D. Goldwyn (eds), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 357-375.
- Noland, M., y H. Pack (2007), *The Arab Economies in a Changing World*, Institute for International Economics, Washington.
- Olsen, W. (2005), "The North Sea", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 337-355.
- Palazuelos, E., y A. Machín (2008), "Ruidos y silencios de la política energética de EEUU", *Economía UNAM*, México, pendiente de publicación.
- Parra, E. (2003), *Petróleo y Gas natural: industria, mercados y precios*, Akal, Madrid.
- PEMEX (2008), *Diagnóstico: Situación de Pemex*, www.Pemex.com/files/content/sitacionpemex.pdf.
- Peterson, D., y Mahnovsky (2003), *New Forces at Work in Refining*, Rand, Santa Mónica, California.
- Quintanilla, J., y M. Bauer (2006), "Mexican Oil, Gas, Electricity Generation, and Energy Consumption", en L. Randall (ed.), *Changing Structure of Mexico: Political, Social, and Economic Prospects*, Sharpe, Nueva York, pp. 236-66.
- Reynolds, Douglas (2005), "The Economics of Oil Definitions: The Case of Canada's Oil Sands", *OPEC Review*, n° 29 (1), pp. 51-73.
- Robinson, W. (2004), *A Theory Global Capitalism: Production, Class and State in a Transnational World*, The Johns Hopkins University Press, Baltimore.
- Romero, C. (2006), "Venezuela y EEUU: ¿una relación esquizofrénica?", *Nueva Sociedad*, n° 206, pp. 78-93.
- Romo, D., S. Galina y A. Perez (2005), "Could Mexico Be a Source of Uncertainty for Oil Markets? Recent Trends in PEMEX Investment Projects", *Journal of Energy and Development*, n° 31 (1), pp. 125-37.
- [Sagers M. \(2007\)](#), "Developments in Russian Gas Production since 1998: Russia's Evolving Gas Supply Strategy", *Eurasian Geography and Economics*, n° 48 (6), pp. 651-98.
- Saint-Prot (2003), "Géopolitique des États-Unis au Moyen Orient", en A. Chauprade (dir.) (2003), *Géopolitique des États-Unis*, Ellipses.
- Sandalow, D. (2007), *Ending Oil Dependence*, The Brookings Institution, Washington.
- Schifter, M. (2006), "In Search of Hugo Chavez", *Foreign Affairs*, n° 85 (3), pp. 45-59.
- Sébille-López, P. (2006), *Géopolitique du pétrole*, Armand Collin, París.
- [Servant, J.-Ch. \(2003\)](#), "Africa: External Interest and Internal Insecurity: The New Gulf Oil States", *Review of African Political Economy*, n° 30 (95), pp. 139-42.
- Shearer, G. (2005), "North Africa and the Mediterranean", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press,

- Washington, pp. 219-240.
- Shihab-Eldin, A. (2006), "The Outlook for Oil to 2020", *OPEC Review*, n° 27 (2), pp. 79–128.
- Sieminski, A. (2005), "World Energy Futures", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 21-50.
- Smil, V. (2003), *Energy at the Crossroads. Global Perspectives and Uncertainties*, MIT Press, Cambridge, Mass.
- Stokes, D. (2007), "Blood for Oil? Global Capital, Counter-Insurgency and the Dual Logic of American Energy Security", *Review of International Studies*, n° 33 (2), pp. 245-64.
- Téllez, L. (2005), "Latin America", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 377-398.
- [Turshen, M. \(2002\)](#), "It's About Oil! Introduction", *Review of African Political Economy*, n° 29 (91), pp. 151-53.
- [Victor D., A. Jaffe y M. Hayes \(2006\)](#), *Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Vidal, G. (2003), *Dreaming War: Blood for Oil and the Cheney-Bush Junta*, Clairview Forest Row.
- [Volman, D. \(2003\)](#), "The Bush Administration and African Oil: The Security Implications of US Energy Policy", *Review of African Political Economy*, n° 30 (98), pp. 573-84.
- West, J. (2005), "Saudi Arabia, Iraq, and the Gulf", en J. Kalicki y D. Goldwyn (eds.), *Energy & Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Woodrow Wilson Center Press, Washington, pp. 197-217.
- Wirth, T., *et al.* (2003), "The Future of Energy Policy", *Foreign Affairs*, n° 82 (4), pp. 132-155.
- Wu Lei, Liu Xuejun (2007), "China or the United States: Which Threatens Energy Security?", *OPEC Review*, n° 31 (3), pp. 215-234.
- Yerguin, D. (2006), "Ensuring Energy Security", *Foreign Affairs*, n° 85 (2), pp. 69–82.
- Yerguin, D., y M. Stoppard (2003), "The Next Price", *Foreign Affairs*, n° 82 (6), pp. 103-114.