

REVISTA CIDOB D'AFERS
INTERNACIONALS 70-71.
**Asia Central. Área emergente en
las relaciones internacionales**

Territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central

Territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central

¿Países productores, enclaves exportadores o países de tránsito?

Aurèlia Mañé Estrada*

RESUMEN

Este artículo pretende matizar los diversos análisis y corrientes de opinión que circulan respecto a la capacidad de la zona de Asia Central para convertirse en uno de los principales exportadores de hidrocarburos en la próxima década. Para ello, en primer lugar examina si, en términos cuantitativos, los territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central pueden convertirse en unos de esos principales suministradores a escala mundial; en segundo lugar, explica por qué los países de Asia Central jugarán en la Escena Energética Internacional (EEI) un papel necesariamente distinto del que tuvieron los países de la OPEP; y, por último, indica cuál podría ser la relevancia de esta zona en la organización (estructura) de la EEI contemporánea. En este sentido, nos habla, no de países productores, sino de países de tránsito.

Palabras clave: Asia Central, petróleo, gas, comercio

Desde la desintegración de la URSS, la zona de Asia Central¹ ha ido cobrando una importancia creciente entre los analistas de la Escena Energética Internacional (EEI), a pesar de que no parece haber acuerdo sobre cuál será su futuro papel en esta escena. Si nos basamos en los análisis de la Energy Information Administration (EIA: 2003) de Estados Unidos, esta zona tiene el potencial para convertirse en uno de los principales

*Profesora y miembro del G.A.T.E. (Grup d'Anàlisi de la Transició Econòmica) del Departamento de Política Económica y Estructura Mundial de la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universitat de Barcelona (UB).

amimanera@ub.edu

exportadores de hidrocarburos de la próxima década²; si nos basamos en algunos artículos de prensa, el Caspio representa una alternativa a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)³; y si nos basamos en el trabajo de algunos analistas Huet (2003), Asia Central está llamada a convertirse en un nuevo polo energético.

En este artículo nos proponemos matizar estas opiniones. Para ello, lo primero que queremos mencionar es que lo expresado en el párrafo anterior no significa necesariamente lo mismo: la opinión de la EIA podría referirse a que esta zona, en un futuro no muy lejano, puede convertirse en uno de los principales suministradores de energía primaria del mercado mundial; la idea de alternativa a la OPEP debería entenderse como algo que va más allá de la de un país extractor-exportador de hidrocarburos, ya que la OPEP, además de constituirse –como grupo– en el primer exportador de crudo mundial, tuvo una función muy relevante en la organización y regulación de la EEI. Por último, el concepto de polo energético se nos antoja como uno de los componentes de un *espacio geoenergético*⁴: un espacio geográfico en el que se dan determinadas relaciones energéticas entre los distintos agentes que actúan en él.

Frente a estas discrepancias conceptuales, en la primera parte de este artículo nos proponemos analizar si, en términos cuantitativos, los territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central pueden convertirse en unos de los principales suministradores a escala mundial; en segundo lugar, explicaremos por qué los países de Asia Central jugarán en la EEI un papel necesariamente distinto del que tuvieron los países de la OPEP. Por último, hablaremos de cuál podría ser la relevancia de esta zona en la organización (estructura) de la EEI contemporánea.

EL POTENCIAL PRODUCTIVO DE LOS TERRITORIOS DE ASIA CENTRAL

En la tabla 1 se pueden observar los datos de producción y reservas de los territorios de Asia Central. También se observan las estimaciones de producción para el horizonte 2010. En esta fecha la zona podría tener una producción de petróleo de entre 2.437 y 5.890 br/día, y una producción de gas de 9,61 tpc/año. Si estas cifras se cumplen, ello podría significar, según el escenario de referencia del IEO2004⁵, que la producción proveniente de estos países representará el 3,6% –en el caso del petróleo– y el 5,3% –en el del gas natural– del total mundial. Estas son las cifras que llevan a que la EIA observe la evolución de esta zona con un considerable optimismo, a pesar de que otras fuentes indican que la punta de producción en esta zona se alcance en torno al 2015, cifra muy inferior a la que se da para algunos territorios de Oriente Medio⁶. Ello

nos lleva a aventurar que el auge de la producción proveniente de estos territorios se producirá en la próxima década, pero que este vigor no perdurará en los años siguientes.

Apoyan esta hipótesis los datos de reservas. La comparación de las cifras de reservas de la tabla 1 con el total mundial indica que el conjunto de estos países tiene bajo su subsuelo entre el 1,34% y el 4%⁷ de las reservas mundiales de petróleo probadas y entre el 3,8% y el 5%⁸ de las de gas.

Con estos parámetros, las cuatro repúblicas ex soviéticas ocuparían el sexto lugar en la clasificación mundial –entre Emiratos Árabes Unidos y Estados Unidos–, e individualmente Turkmenistán, Uzbekistán y Kazajstán estarían entre los veinte primeros. En el caso del petróleo, sus reservas les sitúan, en función de las estimaciones, entre el octavo y el decimosegundo lugar. Estas cifras que pueden parecer muy significativas, además de tener en cuenta la incertidumbre que pesa sobre la fiabilidad de sus reservas, se deben matizar desde dos puntos de vista.

El primero es que, en ambos casos, el primer país de la clasificación –Rusia, para el caso del gas y Arabia Saudí, para el del petróleo– posee en torno a un tercio de las reservas mundiales y, entre los tres primeros⁹, disponen de cerca del 50%. Estos datos implican que las diferencias en el volumen de reservas, por ejemplo, entre el primero y el quinto clasificado son mucho mayores que entre éste y los últimos clasificados en esta lista. Por ello, estos países parecen llamados a ser productores de “segundo nivel” en la EEI.

El segundo punto de vista es que no es lo mismo pensar en el papel que pueden jugar en términos de petróleo que en términos de gas. En términos de petróleo, en el “territorio OPEP”¹⁰ se hallan aproximadamente el 75% de las reservas mundiales de petróleo, la mayoría de ellas en la zona del Golfo Pérsico. Por ello, ni tan siquiera en el caso de una hipotética alianza con otros territorios de la ex URSS –en cuyo caso el conjunto de sus reservas serían de un 7% o un 8% mundial–, parece que la zona del Caspio sea una alternativa sólida, a largo plazo, al crudo de los territorios de la actual OPEP. Máxime si se tiene en cuenta que en un contexto como el actual, de demanda creciente de petróleo, las políticas energéticas se dirigen a lograr el incremento de la producción mundial, tanto la de los “territorios OPEP”¹¹, como la de cualquier otra zona del planeta en cuyo subsuelo se hallen reservas de petróleo.

Por esta razón, la oferta proveniente de la zona de Asia Central está destinada a convertirse –como tantas otras– en complementaria a la del “territorio OPEP”, y tal vez a la de Rusia. Por ello, la producción de petróleo de esta zona sólo debería contemplarse como una de las diversas fuentes que alimentarán en el futuro al *great pool* petrolífero mundial¹².

En términos de gas natural, el análisis es más complejo y, en nuestro caso, previsiblemente dependa fundamentalmente de dos factores: del peso que tendrá el gas natural como fuente de energía primaria en el futuro y de cuáles sean las alianzas de estos países con Rusia. Hay que pensar que, por ejemplo, en el año 2002, del total de energía primaria empleada por Estados Unidos, el 41,11% provenía del petróleo y el 24,79% del gas natural¹³; en la

Tabla 1. Región del mar Caspio: Estadísticas clave sobre petróleo y gas y previsiones (diciembre 2004)
 La siguiente tabla es una aproximación, en ningún caso se trata de estadísticas oficiales de la EIA.

Petróleo	País	Reservas petrolíferas probadas ¹			Total	
		Baja	Alta	Posible ²	Baja	Alta
Reservas (miles de millones de barriles)	Azerbaiján	7	12,5	32	39	44,5
	Irán	0,1	15	15,1	41	49,6
	Kazajistán	9	17,6	92	32,546	33,7
	Rusia ⁴	0,3	7	7,3	32,3	32,594
	Turkmenistán	0,3	0,546	2	167,246	182,794
	Total región mar Caspio	17,246	32,794	186		

En 2003, la producción petrolífera regional alcanzó aproximadamente 1,5 millones de barriles diarios. Esta cifra es comparable a la del segundo productor de América del Sur, Brasil. Las previsiones son que en 2019, la producción de la región del Caspio se sitúe entre 3 y 5 millones de bbl/día. Esta producción es mayor que la del principal productor de América del Sur, Venezuela.

Producción (miles de barriles por día)	País	2003			2010	
		1992	2000	2003	Baja	Alta
Producción (miles de barriles por día)	Azerbaiján	222	309	329	789	1.290
	Irán	n/d	n/d	n/d	748	2.400
	Kazajistán	529	718	1.034	200	1000
	Rusia ⁴	0	0	0	475	1000
	Turkmenistán	110	157	203	225	5.890
	Total región mar Caspio³	927,3	1.335,9	1.722,8	2.437	5.890

Gas						
<i>Las reservas probadas de gas natural en la región del mar Caspio se estiman en 232 trillones de pies cúbicos; cifra comparable a la de las reservas de Arabia Saudí.</i>						
	País	Reservas probadas	Reservas posibles	Total reservas		
	Azerbaiján	30	35	65		
	Irán	0	11	11		
Reservas (tpc)	Kazajstán	65	88	153		
	Rusia ⁴	n/d	n/d	n/d		
	Turkmenistán	71	159	230		
	Uzbekistán	66,2	35	101		
	Total región mar Caspio	232	328	560		
<i>La producción regional se situó en unos 4,5 trillones de pies cúbicos; cifra comparable a la producción combinada de América Central, del Sur y México. Se prevé que en 2010, la producción de la zona alcance los 9,61 tpc. Esta cifra es superior al total de la producción de gas, de 2003, de los países de Oriente Medio.</i>						
	País	1992	2000	2003	2010	
	Azerbaiján	0,28	0,20	0,20	0,6	
	Irán					
Producción (pcf/año)	Kazajstán	0,29	0,31	0,49	1,24	
	Rusia ⁴					
	Turkmenistán	2,02	1,89	1,89	4,24	
	Uzbekistán	1,51	1,99	2,04	3,53	
	Total región mar Caspio	4,09	4,40	4,62	9,61	

¹ La EIA define a las reservas probadas como el volumen de petróleo o gas que los geólogos e ingenieros estiman económicamente extraíbles en las actuales condiciones económicas y técnicas.

² Las reservas posibles se cuantifican de forma menos precisa, pero se incluyen por ser reservas halladas, aunque sus condiciones de explotación sean menos evidentes.

³ Otras estimaciones (EIA/IEO 2004): 3,21 millones bbl/d (Caso de referencia no incluye a Rusia), (World Oil, 10 March 2004); 3 millones bbl/d

⁴ Exclusivamente producción de gas y petróleo del Caspio.

Fuente: Reserves, OGJ; Production, EIA; Forecasts, Interfax, EIA, IEA, CERA, SKRIN, APS Review.

Unión Europea, las previsiones indican que en el año 2030, un tercio de nuestro consumo de este tipo de energía tendrá como origen el gas¹⁴. Este cambio en la demanda de energía primaria podría conducir a un cambio en el peso mundial de determinados territorios exportadores de este tipo de energía y, por ende, a una modificación de las alianzas energéticas existentes. De hecho, Vladimir Putin ya declaró en el año 2002 que podría estar interesado en potenciar una alianza euroasiática de países exportadores de gas.

Si algo así llegara a producirse, el territorio euroasiático –no solo Asia Central, porque su peso como productor no es excesivo– podría convertirse –y es importante el condicional– en un valioso exportador de gas. Aunque para que ello ocurra se han de producir al menos tres cosas: que los países consumidores modifiquen su demanda de energía primaria, y otorguen un mayor protagonismo al gas; que las repúblicas de Asia Central forjen alianzas con los agentes energéticos rusos; y que éstos últimos realmente quieran reforzar su faceta de exportadores de gas en el mercado mundial¹⁵.

En resumen, en términos de volumen de reservas y de producción, las repúblicas del Caspio parecen destinadas a ser unas suministradoras significativas, pero secundarias, en la EEI. Esta afirmación no implica que en un horizonte temporal de unos veinte años la producción proveniente de esta zona aumente vertiginosamente y ayude a satisfacer a escala mundial la demanda creciente de hidrocarburos primarios. De hecho, la EIA y Estados Unidos observan con gran optimismo la zona del Caspio, ya que es contemplada como un territorio hidrocarbúricamente virgen: donde se cree que se encuentra el mayor porcentaje de reservas nuevas no explotadas y de donde se espera –en un horizonte de unos quince o veinte años– una mayor tasa de incremento de la producción¹⁶. Sin embargo, este protagonismo no implica que los hidrocarburos de Asia Central se conviertan en una alternativa en el suministro de energía primaria mundial a los del actual “territorio OPEP”, especialmente a los de la zona del Golfo Pérsico. Sólo en el caso de que en el futuro modificáramos nuestro modelo energético y de que Rusia optara por impulsar algún tipo de alianza exportadora regional, los territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central, como miembros de esta alianza, cobrarían un protagonismo creciente como extractores-exportadores de energía. Esta última cuestión nos lleva al siguiente aspecto que pretendemos tratar en este artículo.

LA NUEVA ESCENA ENERGÉTICA INTERNACIONAL Y ASIA CENTRAL

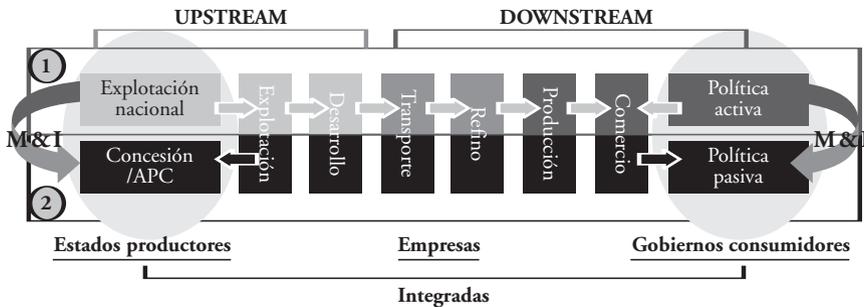
Hasta el momento hemos mostrado que cuantitativamente la zona de Asia Central no parece llamada a jugar un papel de primer orden en el suministro mundial de ener-

gía primaria. En este apartado mostraremos que, hoy en día, tampoco se dan las condiciones que convirtieron a unos enclaves exportadores en unos –conocidos como– *paises productores* con peso en la organización de la EEI, sobre todo Arabia Saudí.

Los elementos de la estructura de la EEI

Para el primer paso de nuestra argumentación nos basaremos en la figura 1.

Figura 1



En la parte central del dibujo –*Empresas*– vemos que los hidrocarburos generan una industria energética verticalmente muy integrada, en la que grosso modo encontramos dos fases: la que agruparía las llamadas actividades *upstream* –actividades vinculadas con la extracción de hidrocarburos– y la de las actividades *downstream* –actividades vinculadas con el refinado, el transporte y la producción y distribución de los bienes derivados, energéticos o no–. Ambos tipos de actividades están interconectados; el tipo y tamaño de la inversión y de la producción en una fase es función de la otra. Por ello, cada una de ellas depende y determina el mercado en la fase precedente o posterior. Así, la industria energética basada en los hidrocarburos se organiza empresarialmente, dentro de los límites que impone su condición de monopolio natural, de dos maneras. Nos podemos encontrar con un caso extremo en que la industria esté controlada exclusivamente por empresas integradas –que se dedican tanto al *upstream* como al *downstream*– (caso 2 del dibujo) o con el hecho de que exista una cierta división de tareas y que, por ello, unas empresas estén fundamentalmente especializadas en el *upstream*, mientras que otras lo estén en el *downstream* (caso 1 del dibujo).

En ambos casos se tenderá al monopolio. El caso más extremo (caso 2 del dibujo) podría ser como el que existió durante el “reinado” de las *Siete Hermanas*¹⁷: un sector constituido y dominado por –pocas– empresas integradas. En esta situación, los oferentes de petróleo y de gas son los mismos que los demandantes, por lo que desaparece “el mercado”. En cambio, en el caso 1 del dibujo, las distintas tramas de grises ejempli-

ficar una industria con división de tareas, en la que cada grupo de empresas está especializado en una fase distinta de la producción. En esta situación –el caso más parecido es el que existió en el período OPEP– se crea un cierto mercado monopolístico, ya que existen dos tipos de empresas –*upstream* y *downstream*– en las que unas ofrecen insumos y las otras se los demandan. Además, cuanto más dividida esté la propiedad de las distintas fases “verticales” y mayor sea el número de empresas “independientes”, mayor será el número de agentes que participarán en este “mercado” y, por ende, mayor también el grado de competencia –siempre– monopolística.

Así, con lo dicho hasta el momento, es fácil intuir que el papel que juegan los territorios ricos en hidrocarburos en la EEI depende más de la forma en que se organiza (o estructura) esta escena que del volumen de sus reservas.

Efectos de las políticas energéticas en la organización de la EEI

La especialización de los países de la OPEP en la extracción y exportación de crudo conllevó una división de tareas en la EEI que condujo a la escena energética más potencialmente estable y segura que hemos conocido. Por una parte, los países de la OPEP tuvieron que negociar para seguir manteniendo parte de sus ingresos petrolíferos y, por otra, las grandes empresas petroleras-energéticas (públicas o privadas) como demandantes, a pesar de que algunas tuvieran yacimientos “propios”, presionaron junto a sus gobiernos, que querían asegurar un suministro energético barato para el conjunto de la población, a fin de que sus costes se mantuvieran relativamente bajos. Esto sólo era posible si adquirían directamente el crudo a la OPEP o si ésta actuaba en la oferta, inyectando crudo “barato” que compensara los desajustes en el precio o en la cantidad resultantes del juego del resto de actores. Así la OPEP, o Arabia Saudí, se convirtió en lo que se ha llamado un *swing producer* y, por ende, la que ha favorecido dos décadas de suministro estable y barato de materia prima energética, hecho que se ha traducido en un consumo energético estable y relativamente barato en los países consumidores gracias a las regulaciones que han pesado sobre los oferentes de energía.

En los últimos años, la creencia de que el “Mercado Energético Mundial” (MEM) es una pieza más en la “continuación e intensificación de la internacionalización de los mercados –globalización– y en la cooperación de las instituciones políticas y económicas” (TREN/C1: 84) ha llevado a la aplicación de políticas energéticas basadas en el enfoque de *Mercado e Instituciones* (M&I). Este es un enfoque claramente economicista e inspirado en un pensamiento neoliberal que aboga por la creación de un mercado energético como mecanismo autorregulador de la seguridad energética. Para este enfoque la creación del mercado energético se produce casi automáticamente si se alcanzan las condiciones siguientes: a) desde el lado de la oferta de petróleo y gas, los yacimientos dejan de estar bajo el control de estados, cuyo objetivo (“no económico”) es lograr el máximo de *renta ricardiana*, para pasar a manos de empresas privadas –por defini-

ción— eficientes; y b) desde el lado de la demanda, los gobiernos de los países consumidores privatizan y desregulan sus sectores energéticos. Esto conduce a crear una demanda competitiva equivalente a la que se produce en cualquier mercado de *commodities*, ya que “los compradores son los compradores individuales (intermediarios o refineros), y no los estados o las economías nacionales” (Noël, 2003: 2).

La aplicación, en los años ochenta y noventa del siglo pasado, de las políticas basadas en un enfoque de este tipo ha tenido éxito en parte de lo que era su objetivo declarado: aumentar y diversificar la oferta de petróleo como base de la seguridad energética.

Como se puede observar en la tabla 2, desde 1980 ha aparecido un mayor número de países productores (de 65 en 1980 a 82 en 2003) y se ha reducido la concentración geográfica en la extracción de crudo. Esta menor concentración la observamos tanto en la disminución, entre 1980 y 2003, del porcentaje de producción mundial de los cinco, diez y veinte primeros productores del mundo, como en el menor peso relativo de cada uno de ellos en el total producido, que nos indica el coeficiente de Herfindal- Hirschman (HHI)¹⁸.

Tabla 2: Concentración de la producción mundial de petróleo (1980-2000)

	1980	(sin URSS)	1987	(sin URSS)	1991	(sin URSS)	2000	2003
% primeros 5	58,95	53,5	53,45	46,8	53,33	49,65	41,3	43,9
HHI 5	915,48	862,69	781,63	606,05	680,45	630,51	386,56	440,1
% primeros 10	76,63	72,1	70,93	66,97	71,41	69,52	61,4	63,09
HHI 10	964,86	932,34	843,86	688,41	747,13	710,68	464,29	514,67
% primeros 20	93,2	92,59	86,92	88,6	89,93	89,12	84,3	84,5
HHI 20	1007,21	985,89	883,02	739,8	787,2	756,16	526,44	564,55
Países producción > 0,01%	65		73		68		83	82

Fuente: EIA, AER Table G1 y elaboración propia

Sin embargo, otros datos indican que esta dispersión geográfica ha ido acompañada de un proceso de transnacionalización y concentración de la propiedad, que nos conduce a ser menos optimistas sobre los resultados de estas políticas.

La reducción de la interferencia de los gobiernos de los países consumidores en la industria energética (en la figura 1 es el paso de *política activa a pasiva*) ha propiciado una concentración de la propiedad. Desde que a inicios de la década de los ochenta Margaret Thatcher iniciara sus políticas de privatización y desregulación de British Petroleum, este proceso se fue expandiendo por el planeta al resto de empresas y sectores energéticos nacionales. Culminado el proceso privatizador, y eliminadas —o modificadas— buena parte de las regulaciones que pesaban sobre las empresas del sector, éstas iniciaron una política de compra/venta de activos que se plasma en algunas de las mayores fusiones y adquisiciones empresariales de la historia.

Estas fusiones y adquisiciones llevan a la creación de mayores, y cada vez menos, gigantes energéticos privados. Esta concentración de la propiedad se refleja en el hecho de que sólo en Estados Unidos, la mitad de las 20 mayores compañías productoras de petróleo y gas que existían en 1992 se han fusionado o han sido adquiridas en el año 2001¹⁹, al mismo tiempo que han reforzado sus alianzas con las grandes empresas europeas y canadienses. El ejemplo más extremo es la constitución de BPAmocoArco, pero existen otras alianzas TotalFinaElf, Royal Dutch/Shell, etc.

Por otra parte, la eliminación de las barreras de entrada que los países productores habían establecido a las empresas extranjeras (en la figura 1 es el paso de *explotación nacional a APC*), forma parte de una “política jurídica internacional destinada a abrir territorios sensibles” (Guez, 2003:12) que ha favorecido la reverticalización del sector (caso 2). De hecho, fue la aplicación de políticas de ajuste estructural a un número cada vez mayor de países subdesarrollados con importantes desequilibrios macroeconómicos, lo que propició la apertura y, también, la privatización y desregulación de los sectores energéticos en los países extractores y productores de crudo. Así, la apertura y la necesidad de financiación de las empresas nacionales ha conllevado la propagación de acuerdos, entre estas empresas y las transnacionales energéticas extranjeras, que han aumentado significativamente el peso de los inversores exteriores en países en los que su acceso o bien estaba sujeto a severas restricciones o, directamente, vetado. Los datos de la tabla 3 nos lo indicarían, ya que en ella se observa una significativa modificación del destino geográfico de los gastos de exploración y desarrollo de las grandes productoras de energía estadounidenses: a finales de la década de los setenta, éstas realizaban aproximadamente el 90% de sus gastos de exploración y desarrollo en el territorio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), mientras que en el siglo XXI esta cifra ha disminuido más de 20 puntos porcentuales.

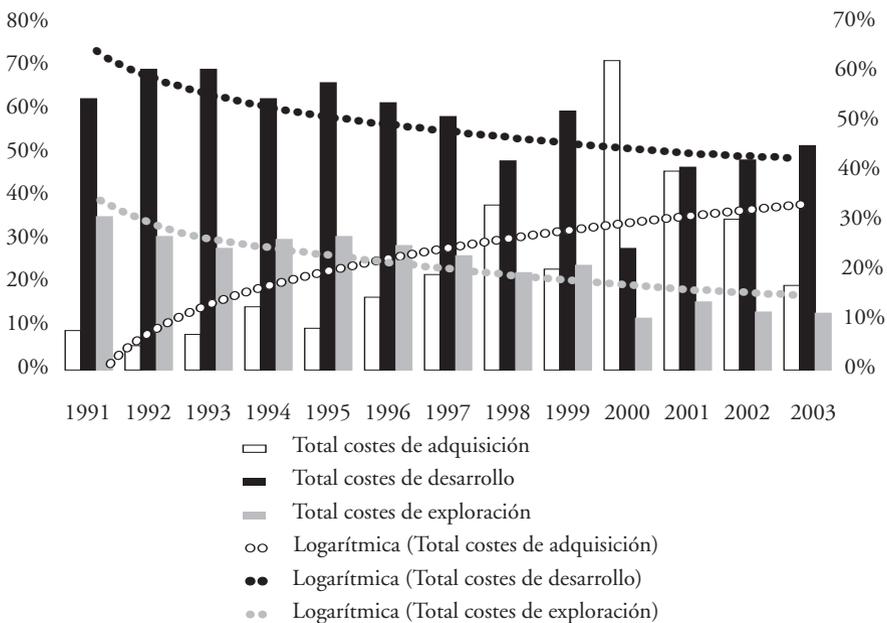
Tabla 3 : Destino del gasto en exploración y desarrollo (E&D) de los grandes productores de energía (GPE) estadounidenses

	% de gasto en E&D en:		% gasto exterior de E&D en:		
	EEUU	Extranjero	Canada y Europa	África, NAOM y otros	PECO y Ex URSS
1977	65,85%	34,15%	72,94%	27,06%	0,00%
1980	71,04%	28,96%	68,66%	31,34%	0,00%
1981	72,61%	27,39%	55,18%	44,82%	0,00%
1985	73,85%	26,15%	55,62%	44,38%	0,00%
1990	52,76%	47,24%	62,20%	37,80%	0,00%
1995	48,56%	51,44%	53,93%	43,35%	2,73%
2000	62,52%	37,48%	43,06%	53,84%	3,10%
2003	49,09%	50,91%	19,19%	27,90%	3,83%

Fuente: EIA, Historical Statistical Tables y Performance profiles Tabla B16 y elaboración propia

Pero, para nuestros propósitos, lo más significativo de esta dispersión geográfica es que ha ido acompañada –sobre todo en los últimos años del pasado siglo– de una modificación cualitativa de los misma, que ha llevado a que el único tipo de costes con tendencia creciente sean los de adquisición (véase gráfico 1).

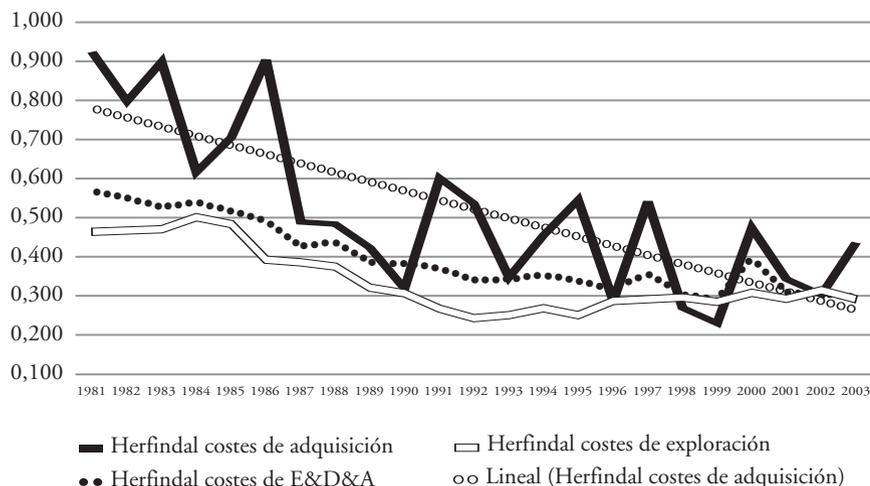
Gráfico 1: Evolución de los costes de adquisición, exploración y desarrollo (A&E&D) de los GPE estadounidenses



Fuente: DOE/EIA, FRS Database, Consolidated Company Operations y elaboración propia

De hecho, estos son los gastos que experimentan el mayor grado de dispersión, ya que a principios de la década de los ochenta se concentraban en Estados Unidos y en menor medida en Canadá y Europa; a finales de los noventa, como puede observarse en el gráfico 2, se diseminan por el conjunto de países ricos en recursos naturales²⁰. Además, esta diseminación ha ido acompañada de un peso creciente de los yacimientos de gas, en detrimento de los de petróleo crudo²¹.

Gráfico 2: Índice de Herfindal costes A&D



Fuente: DOE/EIA, FRS Database, Consolidated Company Operations y elaboración propia

La conjunción de estos factores está suponiendo la mayor reestructuración que ha experimentado el sector energético en los últimos treinta o cuarenta años, que se refleja en una concentración en el *downstream* que ha ido acompañada de la eliminación de las barreras de entrada que los llamados *paises productores* habían establecido a la actuación de las compañías privadas extranjeras²².

Por ello, la aplicación de políticas basadas en el enfoque M&I ha hecho que la industria energética pase de un modelo de organización empresarial, fundamentalmente basado en una división de tareas (caso 1) entre las empresas que se dedican al *upstream* y las especializadas en el *downstream*, a un modelo de pocas empresas privadas totalmente integradas²³ (caso 2). En otras palabras, un número cada vez menor de empresas tiende a controlar verticalmente todas las fases de la industria petrolera y horizontalmente –a lo largo y ancho del planeta– la producción de energía mundial. Cuestión que, además de indicar que todavía acrecientan más su grado de monopolio energético, puede llegar a significar que desaparece –con todas las imperfecciones que tenía– el mercado de los hidrocarburos, ya que las mismas empresas que controlan los yacimientos son las que consumen su producto.

Así, podemos concluir este apartado diciendo que las políticas basadas en el enfoque M&I han conducido a una EEI más parecida a nuestro caso 2 de la figura 1, que al caso 1, en el que los países de la OPEP jugaban un función activa. La desaparición de este papel estatal activo no significa que se haya creado un mercado energético mundial, sino que se ha modificado la *governance structure* –el conjunto de reglas políticas y legales

fundadas en las relaciones de poder entre los estados productores, las empresas y los gobiernos de los países consumidores– de la EEI (Mommer, 2000:2).

Ello implica que la actividad energética de los “nuevos” territorios ricos en hidrocarburos como los de Asia Central se tendrá que desarrollar con unas reglas del juego marcadas por las grandes transnacionales energéticas privadas, muy distintas de las que existieron a lo largo de la segunda mitad del siglo pasado, pero más parecidas a las que existieron en su primera mitad con el reino de las *Siete Hermanas*. Con estas “nuevas” –aunque viejas– reglas del juego energético, los países de Asia Central –ni ningún otro²⁴– no podrán ser una alternativa a la OPEP: en el caso 2, los territorios ricos en hidrocarburos difícilmente tendrán potestad para decidir sobre las cantidades que producen y exportan y, desde este punto de vista, difícilmente podrán tener una potestad reguladora en la EEI.

Ante esta última afirmación, ha llegado el momento de plantearse si, en una situación que se parece cada día más en muchos aspectos a la de los tiempos de las grandes concesiones petrolíferas, los territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central sólo pueden aspirar a la misma suerte que en su momento padecieron los del Golfo Pérsico: ser enclaves petroleros. O si, por el contrario, la mayor complejidad en las relaciones energéticas actuales reserva un papel distinto a esta zona del planeta.

LA RELEVANCIA DE ASIA CENTRAL EN LA NUEVA EEI

En una organización de la Escena Energética Internacional basada en el caso 2, ¿cuál podría ser el lugar reservado para los territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central?

Lo que subyace en la parte izquierda de la figura 1 es que los hidrocarburos son un factor específico no deslocalizable que se halla en el subsuelo de ciertos países. Por ello su explotación siempre estará sujeta a barreras de entrada. Esta característica implica que los estados de los territorios ricos en hidrocarburos pueden intervenir en la EEI como propietarios de las empresas *upstream* –las conocidas como Compañías Nacionales– (caso 1) o como agentes que otorgan concesiones o legislan acuerdos (caso 2). Por esta razón, hoy en día la actuación política de los –claramente mal llamados– *estados productores* es abrir los yacimientos a los inversores privados extranjeros²⁵ a través de la firma de Acuerdos de Producción Compartida (APC)²⁶.

En el cuadro 1 (véase al final del artículo) se pueden ver los principales acuerdos de este tipo que se han llevado a cabo en esta zona. Este cuadro nos sirve para ver que todas las principales compañías energéticas privadas transnacionales han firmado APC en la zona

y que los principales receptores de Inversión Extranjera Directa (IED) por esta vía son Kazajstán y Azerbaidzhán; la presencia extranjera en Turkmenistán y Uzbekistán es mucho menor. Según los datos de Wood Mackenzie, presentados a la International Energy Agency (IEA), en el 2003, el 71% de los activos extranjeros en el *upstream* se hallaba en Kazajstán, el 26% en Azerbaidzhán y un escaso 3% se dividía entre Turkmenistán, con el 2%, y Uzbekistán, con el 1%. Esto se traduce en 37 proyectos internacionales²⁷, de los cuales los que presentamos en el cuadro son los más relevantes del *upstream*²⁸.

Estos datos se traducen en que aproximadamente el 50% del sector energético de la zona está ya controlado por los grandes consorcios internacionales del sector²⁹, pero las diferencias que existen entre Kazajstán y Azerbaidzhán, por un lado, y Turkmenistán y Uzbekistán, por otro, llevan a que en los dos primeros países la presencia extranjera sea mucho mayor que lo que la media del 50% indicaría. De hecho, podríamos estimar que aproximadamente unas dos terceras partes de las reservas comerciales de Kazajstán están bajo tutela de los consorcios energéticos internacionales y en el caso de Azerbaidzhán esta cifra podría ser mayor.

La fuerte presencia de consorcios internacionales en los territorios ricos en hidrocarburos tiene una consecuencia inmediata: con los APC, las compañías petroleras nacionales –privatizadas o no– pasan a formar parte del consorcio de los yacimientos y por ello “dejan de tener la función (...) de simples recaudadoras de renta para los estados propietarios. Su función pasa a ser la de proteger los beneficios de los inversores privados, y transforman la función de sus estados, de rentistas-propietarios a accionistas” (Mommer, 2000: 23). El corolario de todo ello es que la firma de estos acuerdos abre la puerta hacia la transferencia de excedente desde los “estados productores” hacia las empresas privadas del sector³⁰, porque como afirman Nitzan y Bichler (2003), “las compañías petrolíferas no están interesadas en perforar las concesiones, están interesadas en el beneficio”.

Ello significa que en una *governance structure* de la EEI como la actual –la del caso 2–, fuertemente condicionada por los intereses de transnacionales privadas del sector, los territorios ricos en hidrocarburos especializados en actividades *upstream* tienden a convertirse en enclaves petroleros. Por ello, la principal función de sus estados es otorgar “derechos de explotación” –establecer la legislación de APC– a empresas extranjeras, con el objetivo de que éstas incrementen el porcentaje de beneficios de las empresas extranjeras en el excedente petrolífero, en detrimento de la renta nacional³¹. Así, las políticas energéticas, que han ocasionado el paso de la situación 1 a la 2, han tenido como resultado incrementar el porcentaje de beneficios empresariales en el excedente petrolífero, en detrimento de la renta de los países productores (ingresos nacionales por exportaciones), y también –aunque no sea el objeto de este artículo– la de los consumidores (bajos costes energéticos).

Estas reflexiones se ajustan perfectamente a la realidad, al menos de Kazajstán y Azerbaidzhán, ya que todavía es pronto para establecer el rumbo que seguirán Uzbekistán y Turkmenistán en este sentido.

Bastan unos simples datos de los dos primeros países para intuir cuál puede ser el peso del sector de los hidrocarburos en la renta nacional de estos países y cuál en los balances de las empresas transnacionales y en los mercados financieros internacionales. En el año 2004³², en Kazajstán se exportaron hidrocarburos por valor de 11.417 millones de dólares y acudió IED al sector de los hidrocarburos por valor de 5.461. Ese mismo año, las repatriaciones de beneficios u otros pagos por servicios de las empresas extranjeras del sector representaban unos 6.500 millones de dólares y el Fondo Nacional³³, 1.397 millones de dólares. Estas cifras muestran que aproximadamente un 50% de los ingresos por exportaciones de energía primaria vuelven a salir del país como pago a las empresas extranjeras por sus servicios o como fondo de inversión institucional en los mercados internacionales de capital.

En el caso de Azerbaidzhán estas cifras todavía son más extremadas; por unas entradas de divisas, en 2003, de 4.603 millones de dólares (exportaciones de hidrocarburos e IED), se tuvo que pagar 1.190 millones de dólares en importaciones de bienes y maquinaria relacionada con el sector de los hidrocarburos; 1.505 millones de dólares en pago de servicios a las empresas; 386 millones de dólares de repatriación de beneficio del petróleo, y se ingresaron 128 millones de dólares en el fondo del petróleo; es decir, casi el 70% de las divisas que “entran en el país” por las exportaciones de crudo y por la IED³⁴.

Los datos de la balanza de pagos de estos dos países nos indican que, en el caso de unas economías que cada vez dependen más de los hidrocarburos, buena parte del excedente que éstos generan queda en manos de las empresas privadas, transnacionales y extranjeras del sector, mientras que otra partida se destina a alimentar los mercados financieros internacionales. Ambos aspectos apoyarían nuestra hipótesis de que en una EEI basada en una organización como la del caso 2 –con predominio de los gigantes privados energéticos–, los territorios ricos en hidrocarburos tienden a convertirse en enclaves petrolíferos o gasísticos, ya que el excedente que genera el sector de los recursos naturales ni es nacional, ni permanece en el país, ni se reinvierte en el crecimiento articulado del país. Esta situación es muy distinta a la de las *economías petrolero-rentistas*³⁵ de los países de la OPEP en las que, a pesar de que no se creó un tejido productivo, sus estados jugaron un papel activo en la EEI como propietarios de las compañías nacionales de hidrocarburos (caso 1), con el objetivo –político– de lograr el máximo posible de renta del subsuelo para ser distribuida a los ciudadanos nacionales.

Lo dicho hasta el momento lleva a que no seamos muy optimistas acerca del futuro de esta zona, porque lo expresado induce a pensar que el destino más probable de la misma sea convertirse en unos territorios ricos en hidrocarburos en los que el control, la gestión y el producto de este sector esté, fundamentalmente, en manos privadas extranjeras. Ello es prácticamente antagónico con la idea de Huet de que esta zona puede convertirse en un polo energético. Por ello, en las páginas finales expondremos algunas ideas que, de producirse, otorgarían un cierto contenido a la afirmación de este autor.

Como ya se ha dicho, la figura 1 muestra una industria energética verticalmente muy integrada. Desde este punto de vista no parece desacertado pensar que un tipo de agente con mucho poder potencial en la EEI puede ser aquel que actúe de intermediario entre aquellos que ofrecen bienes energéticos y aquellos que los demandan. Es decir, quien los transporta.

Gracias a su posición geográfica, y tal y como está hoy en día diseñada la red de oleoductos y gaseoductos y el transporte marítimo de hidrocarburos (véase mapa y cuadro 2 al final de este artículo), Asia Central, conjuntamente con Turquía, podría convertirse en un agente del tipo propuesto, ya que es el nexo de unión de buena parte del transporte de energía primaria³⁶. Como se puede ver en el cuadro 2, por estos territorios podría pasar cada día el equivalente de todo el petróleo que se produce en Arabia Saudí y, como refleja también el mapa, esta red de tránsito energético conecta con las redes de transporte energético de Europa, Rusia, Asia oriental, suroeste asiático y península arábiga.

La cuestión del transporte de los hidrocarburos del Caspio ha sido una de las más controvertidas en los últimos años por la conjunción de cuatro motivos: resulta un transporte muy caro; pasa por territorios que ni los occidentales (por Irán, Rusia) ni los rusos (por Chechenia, Osetia del Sur, Georgia, etc.) consideran “amigos”; en la zona ya existía una red integrada de oleoductos y gaseoductos que conectaba con las ex repúblicas soviéticas: Transneft (en Samara) y Gazprom (de Tengiz hacia el este); por último, y esencial, Asia Central es *geoenergéticamente* vital, ya que conecta los principales proveedores y consumidores del mundo (en el mapa se pueden ver todas las rutas señaladas).

Esta última cuestión ha llevado, como se puede observar en la columna de los años de inicio de actividad o reforma, a que en pocos años se produjera un despliegue, pocas veces visto, de inversores (estatales y privados) en la zona cuyo objetivo era asegurarse un flujo de hidrocarburos hacia sus países o refinerías. Los más espectaculares, por el número de inversores que se han centrado en ellos³⁷, han sido los que tenían como objetivo modificar el eje de la región del este (antigua conexión con la red soviética) hacia el oeste (traslado hacia las rutas nor y sureste). En el mapa y cuadro 2 los numerados 6, 2 y 8, que se dirigen, respectivamente, al Bósforo, a Ceyán y, por el sur del Cáucaso, a Ertzum.

Sin embargo, en los últimos años han surgido nuevos proyectos con el objetivo contrario: mantener el peso hacia el noreste. Muestra de ello son el oleoducto número 9 financiado por las compañías nacionales kazaja y china para transportar petróleo a China; el 16 en el que las compañías japonesas también están interesadas; así como otros que, a través de las infraestructuras de Irán y Afganistán, conectarían con Pakistán e India (7 y 14), o los que pretenden reforzar y mejorar las rutas que desde Samara se dirigen hacia Rusia y los territorios de la CEI (los de la ruta norte).

Por todo lo dicho, sin lugar a dudas esta zona es una de las piezas vitales del actual puzle energético mundial³⁸ contemporáneo. Esta realidad podría convertir a los países de Asia Central en un tipo de agente tradicionalmente menos contemplado en la estruc-

tura energética. En la figura 1 no entra ni en la categoría de *Estado productor*, ni de *país consumidor* ni tampoco de *empresas*. De hecho, es un nuevo tipo de actor fruto de unas políticas de desregulación energética que han dado lugar a la aparición de empresas exclusivamente especializadas en el transporte o en la compra-venta de energía (Enron es el caso más tristemente famoso), y fruto de una geoestrategia internacional que ha acabado convirtiendo la zona del Caspio y también Turquía en uno de los principales nudos –¿núcleos?– intercambiadores energéticos mundiales³⁹. Es un nuevo tipo de actor que, en nuestra figura, se sitúa en la parte central de la cadena de producción de energía (en el *transporte*) y que, además, tiene la posibilidad de estar bajo control “político” y de ser usado con estos fines, ya que los oleoductos y gaseoductos pasan por los territorios nacionales. En otras palabras, la situación geográfica de los países de Asia Central, en el contexto energético actual, les puede convertir en un polo de la EEI, no como *países productores*, pero sí como *países de tránsito*.

Su predominio en el transporte les convierte en la clave estratégica de la industria energética regional, ya que geográficamente esta zona es un *heartland*. Por ello debería estar llamada a convertirse en el intermediario de las relaciones que se den entre los agentes energéticos que operan en la región (públicos y privados, regionales o de fuera, oferentes o demandantes).

En otras palabras, Asia Central es un espacio geográfico en el que se dan determinadas relaciones energéticas entre unos estados productores que legislan los APC; unas empresas transnacionales que invierten masivamente en ellos; unos gobiernos de unos países que parecen interesados en asegurar el suministro energético para sus ciudadanos o sus empresas y, por último, un territorio por el que pasan los canales de conexión entre todos estos agentes –todos los de la figura 1–. Ello nos permite definir esta zona como un *espacio geo-energético*⁴⁰, susceptible de conectar o integrarse en otros mayores. Desde este punto de vista, sí que consideramos que Asia Central puede convertirse en un polo –aunque, tal vez, núcleo sería más adecuado– de la EEI contemporánea, ya que dispone de los elementos para erigirse en potente instrumento de influencia-regulación⁴¹ en su *governance structure*. Cosa muy distinta es que sus gobernantes quieran o estén en situación de activar estos instrumentos.

Todo ello indica que en la nueva Escena Energética Internacional, geográfica, industrial y empresarialmente más compleja que la anterior, los territorios ricos en hidrocarburos de Asia Central no parecen llamados a convertirse en productores relevantes y parecen destinados a convertirse en enclaves, aunque pueden formar parte de una categoría menos considerada en el análisis de la EEI, la de *país de tránsito*, con un potencial de actuación muy significativo. Probablemente esto⁴² sea lo más relevante de estos mal llamados *nuevos países productores*.

Notas

1. En términos de hidrocarburos, cuando la literatura especializada hace referencia a la zona de Asia Central se suele referir al “petróleo y gas del Caspio”. En concreto, a los recursos de cuatro repúblicas ex soviéticas de la zona –Azerbaiján, Kazajistán, Turkmenistán y Uzbekistán–, a pesar de que el territorio de estos países no coincide ni con lo que geográficamente se considera Asia Central, donde también deberíamos incluir Kirguistán y Tadjikistán; como tampoco coincide con la totalidad de los países ricos en recursos naturales de la zona que bordean el mar Caspio. En este último caso, deberíamos incluir parte de Irán y de Rusia, y excluir Uzbekistán. En el texto que aquí presentamos nos referiremos indistintamente a Asia Central o repúblicas del Caspio para hacer referencia a los cuatro países mencionados.
2. Véase, EIA (2003) *Caspian Sea Region*, Country analysis brief.
3. Véase Vidal-Folch, Xavier. “El Caspio, recambio del Golfo Pérsico”. *El País* (suplemento negocios, 15 de febrero de 1998). P. 18.
4. Este término fue acuñado en Mañé: 2005b.
5. EIA; *International Energy Outlook 2004*.
6. Aunque sea cierto que existe una total incertidumbre sobre la veracidad y fiabilidad sobre el tiempo de vida útil de las actuales reservas de hidrocarburos. Como muestra marzo (2004), varios analistas apuntan a que entre el año 2026 y el 2047 se alcanzará el pico de producción petrolífera. Ello apuntaría a un agotamiento de la producción de petróleo hacia el siglo XXII. Aunque lo cierto es que otros analistas afirman que nadie puede saber a ciencia cierta la certeza de estos datos tanto por los intereses políticos y económicos de tal estimación (Mitchell, 2004) como por los factores técnicos que intervienen en la exploración y en la capacidad de recuperación de yacimientos ya existentes.
7. El 1,34% se corresponde con las estimaciones de *Oil & Gas Journal* de enero de 2005 y el 4% con las de *British Petroleum* de finales de 2004.
8. El 3,8% se corresponde con las estimaciones de *Oil & Gas Journal* de enero de 2005 y el 4% con las de *British Petroleum* de finales de 2004.
9. Para el caso del gas, los que siguen a Rusia en la clasificación son Irán y Qatar; en el caso del petróleo, los que siguen a Arabia Saudí son Irak y Emiratos Árabes Unidos.
10. Cuando nos referimos a los hidrocarburos de los “territorios OPEP” hacemos referencia al petróleo y gas del subsuelo de esos territorios; cuando nos referimos a la OPEP nos referimos a la institución.
11. Según las previsiones del IEO2004, en el 2010 los actuales territorios de la OPEP producirán el 30% del petróleo mundial y en el año 2025 el 46,6%.
12. Se entiende por este término un mercado mundial del crudo técnicamente unificado. Este puede existir, ya que los distintos tipos de crudo podrían ser refinados indistintamente en América, Europa o Asia, tanto porque existe la tecnología para ello como porque las diferencias de coste por transportarlo de un lugar a otro cada vez son menores. De hecho, ello debería implicar la desaparición de los mercados regionales de crudo.

13. Fuente: *BP Statistical Review of US Energy*, noviembre 2003.
14. Fuente: Eurostat, PRIMES&ACE models.
15. Esta cuestión nos aleja demasiado del objetivo de este artículo, para una discusión sobre los factores que pueden incidir en el papel que Rusia podría jugar en la EEl internacional, véase Mañé y Cámara, 2005.
16. Por ejemplo, según las previsiones del IEO2004, en el año 2010 se espera que el *output* petrolífero del Caspio aumente a un ritmo de unos tres millones de barriles al día.
17. Éstas eran: BP (Anglo Iranian Oil Co.), Royal Dutch/Shell, Esso, Socony Mobil, Socal-Chevron, Texaco and Gulf.
18. El índice Herfindal-Hirschman (HHI) es un índice de concentración-dispersión que se elabora a partir de la suma de los cuadrados de los porcentajes de participación –en este caso– en la producción de petróleo de los primeros clasificados. A menor valor, menor grado de concentración. Este índice se suele usar para medir el grado de monopolio de las empresas.
19. Fuente: EIA, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2001*.
20. Esta mayor o menor dispersión se puede analizar con el coeficiente de Herfindal. Éste es un coeficiente con valores comprendidos entre 1 y 0, siendo el primer valor el que indica una concentración mayor y el segundo una mayor dispersión. La elaboración de este indicador para analizar la evolución de los gastos de adquisición de las grandes productoras de energía estadounidenses muestra que a principios de la década de los ochenta el valor del coeficiente era cercano a 0,9 y que en 2001 esta cifra era cercana a 0,3.
21. Desde 1977, 1999 fue el primer año en el que el número de pozos “desarrollados” de las grandes productoras de energía estadounidenses de gas superaron a los de petróleo. En 2001, el número de los primeros casi duplicaba a los segundos. Fuente: EIA, FRS Database, Consolidated Company Operations y elaboración propia.
22. Según los datos de la EIA, el porcentaje de la producción de petróleo de las principales empresas privadas energéticas (ExxonMobil, RoyalDutch/Shell, ChevronTexaco, BPAmocoArco, TotalFinaElf y las rusas Lukoil y Yukos) pasó del 11% mundial en 1992 al 21% en 2001. Esta cifra tiene que ser mayor ya que todas estas compañías, vía Acuerdos de Producción Compartida, tienen acuerdos con casi todas las compañías públicas nacionales que figuran, con ellas, en la lista de las 20 mayores productoras de crudo. Por otra parte, si a esta clasificación se le añade la de producción de gas mundial, el porcentaje de energía primaria producida por estas mismas compañías aumenta vertiginosamente. Por último, no se ha de olvidar que la reciente invasión de Irak podría llevar a que estas compañías controlaran buena parte del 10% de las reservas mundiales.
23. Un ejemplo de esta afirmación es constatar que en el año 2002, 12 empresas verticalmente integradas representan el 60,7% de la capacidad de refino en Estados Unidos, mientras que en 1982, el porcentaje de estas mismas empresas era del 39,1%; la mayoría de estas 12 empresas son las que también han creado *joint-ventures* con otras compañías como Petróleos de Venezuela, ARAMCO o PEMEX para crear refinerías en Estados Unidos, lo que añade un 16% de capacidad de refino parcialmente controlada por ellas. Además de estas 12, 7 figuran en la

- lista de las mayores empresas productoras de crudo del mundo de 2000, y 8 en la lista equivalente de productoras de gas. Fuente: EIA; U.S. Refining Capacity, 1982 and 2002; Worldwide Production of Oil and Natural Gas by 35 Largest Producers, 2000.
24. Rusia sería un caso discutible.
 25. Nos alejaría de nuestro objetivo hablar de la parte derecha del dibujo, pero en el caso de los *Consumer Governments*, la intervención de los gobiernos se debe a que los consumidores de bienes finales energéticos –ciudadanos y empresas no energéticas– son distintos de los demandantes del petróleo y del gas, las empresas *downstream*. Por ello, para satisfacer la seguridad energética de los ciudadanos, los que tienen potestad para velar por esta seguridad pueden asegurarla activamente (flecha hacia la izquierda) mediante la creación de un sector público energético (caso 1), o mediante otro tipo de medidas reguladoras (caso 2), en las que la actuación pública es la respuesta a la actuación de las empresas (flecha hacia la derecha). Así, la segunda característica indica que en el “juego” petrolífero intervienen necesariamente (activamente o pasivamente) distintos tipos de agentes. En función de los casos, pueden tener intereses contrarios o complementarios.
 26. Éste es un tipo de acuerdo, normalmente, entre varias compañías extranjeras y una nacional, en que las primeras se hacen cargo de todos los costes de prospección y exploración hasta el inicio de actividad. A cambio, cuando se inicia la explotación, estas compañías reciben el pago del llamado coste del petróleo cuya cuantía debe cubrir las inversiones iniciales. Posteriormente, en función de los porcentajes de participación de las compañías extranjeras y la compañía nacional se reparten el beneficio del petróleo. De facto se asemejan bastante a las antiguas concesiones, con la diferencia legal de que los estados de las zonas ricas en hidrocarburos no “ceden” territorio, sino el producto que se extrae del mismo. Para una explicación jurídica de este tipo de contratos, véase: Paliashvili (1998), *The Concept of Production Sharing. Actas del Seminario sobre legislación de los Acuerdos de Producción*, septiembre, Ucrania. Para un análisis económico de los mismos: Bindemann (1999); *Production-Sharing Agreements: an Economic Analysis*, OIES, WPM25.
 27. Como puede leerse en las notas del cuadro 1, a partir de la información de la EIA, nosotros hemos contabilizado algunos más.
 28. En este apartado no incluimos los proyectos de transporte –*downstream*–, a pesar de que algunos como el oleoducto Bakú-Cehyán han acumulado un volumen considerable de recursos internacionales.
 29. Por orden, según los mismos datos de Wood Mackenzie, ChevronTexaco posee el 21% del valor de los activos, ExxonMobil el 13%, BP el 10%, ENI el 7%, BBG el 7%, Lukoil el 5%, CNPC el 3%, Hurricane el 3%, TotalFinaElf el 3%, Shell el 3%, y el resto de inversores el 25% restante.
 30. Varios datos atestiguan esta realidad. Por ejemplo, en los últimos años mientras en Nigeria y Argelia la renta nacional tiende a ser menor que el PIB, aproximadamente un 95% de media en los últimos años, en Kuwait, donde el acceso de la IED a los yacimientos es todavía limitado, esta misma cifra es de casi el 120%. Por otra parte, el propio FMI (Country Report 03/60) cal-

cula que debido a los acuerdos vigentes en Nigeria los ingresos petroleros públicos descenderán en un 21% en 2007. En Argelia, desde el 1994, la fiscalidad relativa del petróleo ha descendido un 36% y el porcentaje de las exportaciones de petróleo y gas que sirven para pagar los APC es ya de aproximadamente un 20%. Fuente: elaboración propia a partir de FMI Algeria Statistical Appendix, varios años.

31. Esta idea se inspira en los escritos del ya clásico libro de Chevalier (1974) y los posteriores de Mommer (2000 y 2002) que nos inducen a pensar que los intereses de los agentes se concretan en la proporción de excedente petrolero (la cadena de valor que va desde los *estados productores* hasta los *países consumidores*, pasando por las *empresas*) que cada uno de los distintos tipos de agentes implicados en el proceso pretenda "capturar". Por ello, nos parece mucho más apropiado entender la EEI como una *governance structure*. En otras palabras, esta idea significa que los precios de los bienes energéticos son el resultado –y la parte visible– de unas determinadas relaciones (cooperativas o conflictivas) de poder entre los distintos tipos de agentes que compiten por la renta (los países) y el beneficio (las empresas) de los recursos extraídos del subsuelo.
32. Son previsiones, no datos definitivos
33. Comentar el significado de estos fondos nos alejaría mucho del propósito de este escrito, pero la creación de estos fondos responde a las demandas de las políticas propuestas por los organismos económicos internacionales para combatir la *maldición de los recursos*. Estos fondos se conciben como instrumento de ahorro y de política estabilizadora y consisten en la creación, a partir de los ingresos del petróleo, de un fondo de inversión institucional. Un ejemplo de esto último será KIO. Para una descripción de estos fondos en el caso de Kazajstán y Azerbaidzhán véase (Wakeman-Linn, Mathieu, Selm, 2003).
34. Estos datos, a pesar de estar sacados de los *Statistical Appendix* del FMI, se han de tomar como indicativos de una tendencia, ya que los hemos obtenido aislando aquellas partidas de las balanzas de pagos de Kazajstán y Azerbaidzhán que, según nuestro propio criterio, hemos relacionado con el sector de los hidrocarburos. Por ello, no se han de interpretar como definitivos. Por otra parte, para establecer el porcentaje de renta que los estados dejan de percibir por el hecho de los APC, se debería calcular la evolución de la fiscalidad relativa del sector de los hidrocarburos. Consideramos, sin embargo, que para la línea argumental de este artículo, lo que presentamos es suficiente.
35. Para una definición detallada de este tipo de economías véase (Mañé y Cámara, 2005:77)
36. Probablemente esta importancia todavía sea mayor en el caso del gas natural que en el de crudo, ya que en el primer caso sí que son relevantes los mercados regionales, mientras que en el segundo, cada vez pesan menos.
37. En el número 6 del mapa, llamado CPC, las participaciones son las siguientes: 2% de BP, 25% del Gobierno ruso, 19% del Gobierno kazajo, 12% de LukARCO, 7,5% tanto de ExxonMobil como de RosneftShell, 7% del Gobierno omaní, 2% de ENI y 1,75% tanto de Shell como de KazMunaiGaz/BP. La participación en el número 2 del mapa, el recientemente inaugurado Bakú-Ceyán es la siguiente: 30% de BP, 25% de SOCAR, 8,90% de ChevronTexaco, 8,71% de Statoil,

6,53% de TPAO, 5% tanto de Total como de EniAgip, 3,4% de Itochu, 2,50% de ConocoPhillips y de Inpex y, por último, 2,36% de Amerada Hess. La participación en el número 8 que pasa por el sur del Cáucaso es de 25,5% para BP y para Statoil, 10% SOCAR, LukAgip, Nico, y Total, y 9% TPAO. Fuente: British Gas y EIA (2004), *Caspian Sea Region*.

38. Las reflexiones que aquí presento son el fruto de dos trabajos anteriores (Mañé, 2005a y Mañé 2005b).
39. Por ello, en su ámbito geográfico se hallan dos de los *oil transit chokepoints* mundiales y, probablemente por ello también, algunas de las principales zonas en disputa del planeta (Nagorno-Karabaj, Osetia del Sur, Chechenia, etc.). Todas ellas se hallan en lugares de paso de los oleoductos que desde la orilla occidental del mar Caspio se dirigen hacia el Bósforo o el Mediterráneo.
40. El concepto de espacio geoenergético se desarrolla más ampliamente en Mañé, 2005b. En el contexto de este trabajo se reivindica la idea de un *espacio geoenergético* como instrumento activo de una política de seguridad energética. Este bloque lo definimos, por analogía con una visión clásica de la geopolítica, como un *espacio geoenergético pan-europeo*: un bloque geográfico con una *governance structure*. En concreto, un espacio geográfico en el que se dan determinadas relaciones energéticas entre los distintos agentes: los *estados productores*, las *empresas* y los *gobiernos de los países productores* de la figura 1. Este tendría unas fronteras más amplias que las de la actual Unión Europea –el actual espacio euromediterráneo y el territorio euroasiático oriental. Además, en este espacio, los intercambios de bienes energéticos son la base para la constitución de una *comunidad de seguridad*, que se crea a partir de la integración voluntaria de sus miembros, pero que no excluye las relaciones con otros espacios. De hecho, también trasladamos al ámbito energético las reflexiones de Erzan (1999) y Pertes (2004), para reivindicar que la creación de este bloque *geoenergético* ha de ser un instrumento para relacionarse e integrarse mejor en la nueva escena energética internacional, además de un instrumento que permita jugar una función activa en el debate energético, más allá de aceptar o rechazar las iniciativas de Estados Unidos en estas cuestiones.
41. En la actualidad, Transneft está jugando este papel en Rusia, ya que su control por parte del Gobierno central sirve para regular la actuación de las empresas privadas del sector y de los poderes regionales en función de los intereses del Estado –o de Putin–.
42. Habría otra cuestión, pero no disponemos de suficiente información, que es la faceta financiera del petróleo. Si se considera la faceta financiera, los intereses de los “productores” y de los “consumidores” teóricamente convergen, ya que a ambos les conviene que se creen y aumenten los fondos de inversión alimentados con los ingresos del petróleo. Por ello, las ideas que acabamos de expresar permitirían plantear una hipótesis de comportamiento de los *estados productores* y de los *gobiernos de los países consumidores* distinta de la que tendríamos en un escenario de análisis que sólo contemple los hidrocarburos como “activos” energéticos. Desde este punto de vista, en el futuro hemos de incluir en el análisis de la EEI agentes a los que tradicionalmente se les ha asignado un papel menor en la evolución de la EEI, como son los bancos y las entidades

financieras. Otra cuestión que apoya esta idea, aunque es secundaria en nuestra línea de argumentación, es el hecho de que gracias a la aparición de mercados de futuros y de derivados del petróleo, desde los años ochenta del pasado siglo ha aparecido un mercado “físico” del petróleo y el financiero. Por este motivo, la actividad financiera ha multiplicado por siete las operaciones de compra-venta de crudo. Se calcula que, entre 2 y 3 dólares del incremento de precios del crudo del verano del 2004 se deben a las compras en los mercados “financieros” petrolíferos. De hecho, como apunta un artículo de *El País* de 13 de junio 2004, este tipo de activos ha ofrecido una rentabilidad que no ha ofrecido ningún otro mercado bursátil ni de bonos. Desde este punto de vista, la creación de fondos nacionales del petróleo, cuyo objetivo es convertir un activo físico como es el petróleo en activo financiero, que los países exportadores invierten en los mercados de capitales internacionales, podría llevar, como de hecho ya ocurrió durante la invasión de Kuwait por parte de Irak, a que los estados de los territorios ricos en hidrocarburos vean sus fondos –más que el petróleo físico– como el nuevo instrumento de política internacional. Además, la otra cara de la moneda es que estos fondos son vistos por las grandes economías “consumidoras” como fuente de financiación: el instrumento necesario para financiar los crecientes desequilibrios estructurales de las balanzas comerciales. Por ello, ambos factores indican que la creación de estos fondos puede incidir en la creación de alianzas “financieras” regionales con influencia en la EEI.

Referencias bibliográficas

- BINDEMANN, K. *Production-Sharing Agreements: an Economic Analysis*, OIES, 1999. WPM25.
- CHÉVALIER, J.M. *La baza del petróleo*, Barcelona: Laia paperback, 1974.
- CIEP. *Study on Energy Supply Security and Geopolitics*. Final Report prepared for DGTREN. TREN C1/06 2002. ETAP Programme (2004).
- EIA. *Caspian Sea Region*, Country Analysis Brief (2003 y 2004).
- EIA. *International Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0484 (2005).
- ERZAN, R. “Regionalismo y globalización en el contexto de los acuerdos euromediterráneos”. En: BACARRIA, J. y TOVIAS, A. (Ed.) *Librecambio euromediterráneo*, Barcelona: Icaria Antrazyt. ICM, 1999.
- GUEZ, O. “Le grand jeu pétrolier de Washington”. *Problèmes économiques*, 2.818, (2003). P. 10-15.
- HUET, A. “Hydrocarbures en Asie centrale. L’émergence d’un nouveau pôle énergétique”. *Le courrier de pays de l’Est*, 1027 (2003). P. 24-39.
- MAÑÉ, A y CÁMARA, C (de la). “Rusia, ¿hacia una economía rentista?” *Revista de Economía Crítica*. No. 3 (2005). P. 69-96.
- MAÑÉ, A. “Petróleo y gas: ¿Depende Europa del Magreb?” *afkar / ideas*. No. 5 (2005a). P. 94-97.
- MAÑÉ, A. *European Energy Security: towards the creation of the geo-energy space*, Sixth Mediterranean Social and Political Research Meeting of the Mediterranean Programme of the Robert Schuman Centre for Advanced Studies at the European University Institute, Montecatini Terme, March 2005. (2005b).

- MARZO, M. "Reservas técnicas y políticas". *La Vanguardia Dinero*. No. 5 (septiembre 2004).
- MITCHELL, J. "Petroleum Reserves on Question" *SDP BP 03/04*, Chapman House, OIES. (2004).
- MOMMER, B. *The Governance of International Oil. The Changing Rules of the Game*, OIES, WP26. 2002.
- NITZAN, J. y BICHLER, S. *It's All About Oil*, <http://www.nubeli.org/anti-K/nitzan-bitchler.html> (2003)
- NOEL, P. "La politique pétrolière américaine: une dépendance acceptée et assumée"; *Problèmes économiques*. 2.818. (2003). P. 1-10.
- PALIASHVILI, I. "The Concept of Production Sharing". Minutes of the Seminar on Legislation of the Production Agreements. Ucrania. (Septiembre 1998).
- PERTHES, V. "America's 'Greater Middle East' and Europe: Key Issues for Dialogue", *Middle East Policy*, XI, 3 (2004). P. 85-97.
- WAKEMAN-LINN, J., MATHIEU, P. y VAN SELM, B. "Oil Funds in Transition Economies: Azerbaijan and Kazakhstan". En: DAVIS, J.M., OSSOWSKI, R. AND FEDELINO, A. *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*, Washington D.C: IMF, 2003.

Cuadro1. Principales acuerdos de producción compartida y *joint ventures* en la zona del mar Caspio

Azerbaijón ¹	ACG (Chirag Gunashli)	British Petroleum (34,1%)	5,4 mil millones de barriles	13 mil millones dólares	1997 (inicio de exportación 144.000br/día)
		Unocal (10,2%)			
		Lukoil (10%)			
		SOCAR (10%)			
		Statoil (8,6%)			
		ExxonMobil (8%)			
		TPAO (6,8%)			
		Devon Energy (5,6%)			
		Itochu (3,9%)			
		Amarada Hess (2,7%)			
Shah Deniz	British Petroleum (25,5%)	2,5 mil millones de barriles	3 mil millones dólares	2006 (previsto inicio de producción)	
	Statoil (25,5%)				
	SOCAR (10%)				
	LukAgip (10%)				
	TotalFinaElf (10%)				
	OIEC-Irán (10%)	14 Tpc de gas			
Kazajistán ²	Tenguiuz	ChevronTexaco (50%)	6 a 9 mil millones de barriles	23 mil millones dólares	2004 (inicio de producción 280.000 br/día)
		ExxonMobil (25%)			
		Kazmunaigaz (20%)			
		LukArco (5%)			
	Karachaganak	Agip (32,5%)	2,3 a 6 mil millones de barriles	4 mil millones dólares	2004 (producción de 104.000br/día y 530 Mpc)
		British Gas (32,5%)			
		ChevronTexaco (20%)			
		Lukoil (15%)			
	Kashagan	ENI (18,52%)	7 a 9 mil millones de barriles (posibles 38 mil millones)	Desde 1993 se han invertido 600 millones dólares	2008 (previsto inicio de producción)
		Total (18,52%)			
ExxonMobil (18,52%)					
Shell (18,52%)					
ConocoPhillips (9,26%)					
Kazmunaigaz (8,33%)					
Inpex (8,33%)					
Turkmenistán ³	Cheleken	Dragon Oil (50%)	0,6 mil millones de barriles	60 millones dólares (2003)	2003 (11.000 br/día)
		Turkmenefit (50%)			
	Nebit Dag	Burren Energy (25%)	0,1 mil millones de barriles	24 millones dólares	2003 (12.000 br/día)
		Monument Oil (35%)			
Uzbekistán ⁴	Ustyurt central y suroeste de Gisar	UzPEK Ltd (Trinity Energy) (n.d.)	75 millones de m ³ de gas (?)	420 millones dólares	2006 (prevén 2.600 br/día)
		Uzbekneftgaz (n.d.)			

¹ En septiembre del 2004 se contabilizaban 21 proyectos más. Éstos podrían suponer unos 29,8 mil millones de barriles de crudo y 3185 Mpc de gas más; una inversión adicional de 37,4 mil millones de dólares y la participación de 25 compañías de 16 países. Fuente: EIA (2004), Azerbaijan: Production-Sharing Agreements.

² En abril del 2005 se contabilizaban 15 proyectos más. Éstos podrían suponer unos 8 mil millones de barriles más; una inversión adicional de 5 mil millones de dólares y la participación de 18 compañías de 14 países. Fuente: EIA (2005), Kazakhstan Major Oil and Natural Gas Projects.

³ En abril de 2003 se contabilizaban 3 proyectos más; 10 compañías extranjeras postulaban para invertir en el país, pero las más interesadas eran Itera, Zarubezneft de Rusia y otras de Irán. Fuente: Ministerio de Petróleo, gas y recursos naturales de Turkmenistán.

⁴ Según RusEnergy existiría otro acuerdo entre Itera, Lukoil y Uzbekneftgaz para invertir 750 millones de dólares en los próximos 25 años. Los datos que presentamos son estimaciones poco fiables

Cuadro2. Volumen de tránsito de hidrocarburos primarios desde Asia Central hacia el resto del mundo¹

	Petróleo Barriles / día		Gas Bcf / año		Total Equivalente MTOe / año		Inicio Actividad ²	No. de ruta en mapa
	Actual	Previsto	Actual	Previsto	Actual	Previsto		
Rutas Norte (Rusia oriental -Báltico)								
Ayrau-Samara	310.000	310.000					Ex URSS	1
Turkmenistán-Uzbekistán- Kazajistán-Saratov			3.500				Ex URSS	15
Total ruta Norte (MTOe/año)	15	15	91		106,44	106,44		
Rutas OE (Mar Negro- Bósforo)								
Bakú- Supsa (AIOC)	145.000	600.000					1999	3
MTOe/año	7	30						
Tránsito Bósforo por barco (tanker)	3.270.000	3.920.000					...	20
Total ruta Oeste (MTOe/año)	169,85	225,22			169,85	225,22		
Rutas S-OE (Turquía Mediterráneo)								
Bakú-Ceyán	1.000.000	1.000.000					2005	2
Bakú-Novorosiik	100.000	300.000					1997	4
Bakú-Daguestán- Novorosiik	120.000	360.000					2000	5
Tenguiz - Novorosiik (CPC)	565.000	1.340.000					2001	6
Dubendi-Khashuri-Batumi	70.000	160.000					en reestruc. propuesto	11
Aqtau-Bakú- Ceyán					2002	12
Bakú-Tiblisi-Erzurum			254				2001	13
Turkmenbashi-Bakú-Tiblisi- Erzurum (TCGP)			565	1.100				17
Total ruta Sureste (MTOe/año)	92	157	21,294	28,6	113,67	185,97		
Rutas S (Irán - Golfo Pérsico)								
Bakú - Tabriz		400.000					propuesto	8
Neka - Teherán	175.000	370.000					n.d	19
Kazajistán-Turkmenistán- Isla de Kharg (Irán)	1.000.000	1.000.000					2005	10
Korpezhe-Kurt-Kui			350	459			n.d	18
Total ruta Sur (MTOe/año)	59	88	9,1	11,934	68,10	100,08		
Rutas S-E (Afganistán- Pakistán)								
Kazajistán-Turkmenistán- Pakistán (CAP)		1.000.000					propuesto	7
Daulatabad-Heart-Multan (Centgas)				700			propuesto	14
Total ruta Sureste (MTOe/año)		50		18,2	0,00	68,00		
Rutas E (China -Asia oriental)								
Aktyubinsk - Xianjian		800.000					propuesto	9
Turkmenistán-Xianxiang- Japón				1.000			propuesto	16
Total ruta Este (MTOe/año)	20	40		26	19,92	65,84		
Total zona Caspio-Asia Central	6.755.000	11.560.000	4.669	7. 013				
MTOe/año	357	576	121,4	175,7	478,0	751,5		

Fuente: EIA (2002) Caspian Sea Region: Reserves and Pipelines elaboración propia
Factores de conversión aplicados ((barril/día*49,8)/1.000.000 = MTOe/año) y (Bcf*0,026=MTOe/año)

¹ Los volúmenes que aquí presentamos no incluyen el crudo que desde Samara circula por la red de Transneft ni los que desde Tenguiz enlazan con el Sistema Unificado de Gas Ruso de Gazprom

² Fecha de inicio de actividad o de última reestructuración/reforma

Mapa 1. Red de oleoductos, gasoductos y transporte marítimo de hidrocarburos

