

## CAPÍTULO SEXTO

# EL CORREDOR ENERGÉTICO DEL CÁUCASO SUR Y SUS IMPLICACIONES PARA EUROPA

*Gonzalo Escribano Francés*

### RESUMEN

El artículo analiza el corredor energético del Cáucaso Sur y su papel en el corredor energético sur de la UE. Se abordan básicamente dos aspectos: la capacidad de la región del Caspio para responder a las expectativas levantadas por la Comisión Europea en materia de diversificación de los abastecimientos europeos de gas, y la capacidad del corredor energético del Cáucaso Sur para transportar los recursos de gas y petróleo del Caspio a los mercados europeos. El artículo prima el análisis microeconómico, empresarial, técnico y de los diferentes campos y tuberías sobre las grandes narrativas geopolíticas. El trabajo concluye reconociendo la importancia estratégica, pero limitada, del corredor energético del Cáucaso Sur para Europa cuando se compara con los grandes corredores procedentes de Rusia, Oriente Medio o Norte de África.

### Palabras clave:

**Cáucaso, gas, Nabucco, mar Caspio, petróleo, Azerbaiyán, Turkmenistán**

*Gonzalo Escribano Francés*

**ABSTRACT**

The article analyses the South Caucasus energy corridor and the role it plays in the EU's southern energy corridor. Two aspects are addressed: the capacity of the Caspian region to fulfil the European Commission's expectations regarding the diversification of European gas supplies; and the capacity of the South Caucasus energy corridor to transport those Caspian gas and oil resources to European markets. The article adopts a micro-economic rather than a geopolitical approach, highlighting the business and technical dimensions at the field and pipeline level. The article concludes that the South Caucasus energy corridor relevance for European markets, while significant, remains limited when compared with the energy corridors coming from Russia, the Middle East and North Africa.

**Key words:**

**Caucasus, gas, Nabucco, Caspian Sea, oil, Azerbaijan, Turkmenistan**

## ■ INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es analizar el papel del Cáucaso en el corredor energético sur de la UE, tanto en lo que se refiere al petróleo como al gas natural. El análisis se centra en los hidrocarburos y sólo abarca el Cáucaso Sur y, dentro de este, solo se incluyen Azerbaiyán y Georgia, puesto que Armenia no es país productor ni de tránsito. El análisis se centra en la capacidad de la región del Caspio para responder a las expectativas levantadas por la Comisión Europea, sobre todo en materia de diversificación de los abastecimientos europeos de gas.

La Comisión se ha propuesto que el Corredor Sur abastezca entre el 10% y el 20% de la demanda europea de gas para 2020, es decir, entre 50 y 90 bcm al año. Se trata sin duda de su principal apuesta para diversificar el abastecimiento de gas de la UE con el procedente del Caspio, Asia Central y Oriente Próximo. En comparación, los corredores de crudo han recibido menos atención. Ello es debido a que el gas entraña relaciones de más largo plazo que el petróleo, el cual es una *commodity* fungible que se puede comprar y vender en los mercados internacionales, mientras que el gas se exporta bajo contratos a muy largo plazo de gran rigidez para asegurar la recuperación de unas inversiones muy elevadas y prolongadas en el tiempo.

Pero además del corredor del gas, el Cáucaso alberga el oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhán (BTC), que transporta el petróleo del campo azerí de Chirag-Guneshli en el Caspio hasta el puerto mediterráneo de Ceyhán, atravesando Azerbaiyán, Georgia y Turquía. El BTC ha despertado mucha literatura acerca de su motivación más geopolítica que económica, y constituye sin duda uno de los iconos de la diplomacia de los oleoductos (realizados), como Nabucco lo es de los gasoductos (proyectados). Pero el enfoque de este artículo obvia la discusión geopolítica y las dimensiones no energéticas (o no económicas) del corredor del Cáucaso Sur. Ello no quiere decir que tales aspectos no sean relevantes para la cuestión. Sin embargo, en ocasiones, las narrativas geopolíticas olvidan que deben desplegarse sobre un conjunto de intereses empresariales y restricciones técnicas y económicas que limitan el alcance de las grandes visiones estratégicas.

Las páginas que siguen abordan esa problemática analizando primero el papel del corredor del Cáucaso Sur en el contexto más amplio del Corredor Sur del gas. En esta sección, en consecuencia, el análisis se centra en el Corredor Sur del gas, pero las secciones siguientes sí que analizan en detalle los recursos y los corredores de petróleo del Cáucaso Sur. El siguiente epígrafe analiza los recursos de hidrocarburos de los países del Caspio considerados, intentando superar la agregación habitual para ofrecer un análisis más microeconómico a nivel de yacimientos, empresas

y consorcios. El mismo enfoque se adopta en la siguiente sección, dedicada a los propios corredores energéticos del Cáucaso Sur. El último apartado concluye con unas consideraciones finales.

## ■ LA UE Y EL CORREDOR ENERGÉTICO DEL CÁUCASO SUR

El Cáucaso alberga el corredor energético que permite el acceso a nuevos recursos de hidrocarburos en el mar Caspio, que se ha convertido en una de las prioridades de la emergente política energética exterior de la UE. La región alberga recursos importantes de petróleo y gas, así como un oleoducto y un gasoducto que los transportan desde Azerbaiyán hasta Turquía, además de otras rutas menores.

El concepto de “corredor sur” se aplica al corredor del gas que uniría el sudeste de Europa con el Caspio y Oriente Medio, y supone la prolongación de la extensión de las infraestructuras energéticas de transporte en el sudeste europeo iniciadas a mediados de la década de 2000. En 2006 la Comisión emitió una Comunicación sobre las redes transeuropeas de energía que establecía la *Natural Gas Route 3-NG 3*. En 2007 la Comisión expresó un apoyo explícito al gasoducto Nabucco para unir los mercados europeos con los recursos de gas del Caspio, considerándolo el proyecto clave del Corredor Sur, sin mencionar otros proyectos relacionados con el acceso a los recursos de Oriente Medio, como el interconector Italia-Grecia-Turquía (ITGI) o el White Stream, ruta alternativa al Nabucco para exportar el gas del Caspio a la UE a través de Georgia y Ucrania.

Una descripción detallada de las peripecias del Corredor Sur queda fuera del alcance de estas páginas, más centradas en la sección caucásica de dicho corredor. Tampoco queda dentro de su alcance la descripción de las relaciones del Cáucaso con la UE, objeto de análisis de otro trabajo en este mismo volumen y al que se remite al lector. No obstante, antes de entrar en los detalles del corredor energético del Cáucaso Sur es preciso introducir algunos elementos de análisis relacionados con el contexto más amplio del Corredor Sur y el diseño emergente de una política energética exterior europea (Escribano, 2012). Como se verá, el Corredor Sur actúa como catalizador de la política energética europea, es decir, que la influye y modela en la misma medida en que es uno de sus principales objetivos<sup>(1)</sup>.

---

<sup>(1)</sup> Para una reflexión detallada sobre el papel de los diferentes corredores energéticos en la seguridad energética de la UE puede consultarse MARÍN, GARCÍA-VERDUGO y ESCRIBANO (2011). Otros trabajos recientes sobre la política energética exterior europea son Barysch (2011) y Youngs (2009).

El Corredor Sur figura de manera prominente en la Comunicación sobre *Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020*<sup>(2)</sup> La Comunicación propone una red energética integrada europea que incluya las interconexiones con terceros países, estableciendo prioridades en la construcción de infraestructuras y mecanismos comunitarios para facilitar la concesión de licencias a esas infraestructuras, uno de los problemas que enfrenta el tramo comunitario de Nabucco. La comparación con el Nord Stream ilustra las dificultades de obtención de permisos que afrontan los grandes corredores energéticos. El recién inaugurado gasoducto Nord Stream, que une Rusia con Alemania a través del Báltico y que fue objeto de grandes controversias medioambientales con los países ribereños, está sometido a la Convención de NN. UU. de la Ley del Mar, que limita la capacidad de los estados ribereños para restringir el tendido de oleoductos o gasoductos en sus zonas económicas exclusivas. La concesión de licencias resultó sencilla y el gasoducto se construyó en un tiempo récord (Benavides, 2011).

Por el contrario, Nabucco ha sido objeto de cuatro estudios de impacto ambiental dentro de la propia UE (Bulgaria, Rumanía, Hungría y Austria), y ha debido negociar una ruta que atraviesa más de 240.000 parcelas diferentes de tierra en cinco jurisdicciones distintas (los cuatro anteriores más Turquía). Además, al recibir financiación del Banco Europeo de Inversiones (BEI), del Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) y de la Corporación Financiera Internacional (IFC, del grupo del Banco Mundial), el consorcio Nabucco ha debido realizar además un Estudio de Impacto Ambiental y Social, es decir incluyendo las consecuencias económicas y sociales y su compensación. En este caso, una infraestructura terrestre y comunitaria ha tenido más problemas para ser aprobada que una submarina sometida a leyes internacionales con un país tercero. De ahí la insistencia en los procedimientos de aprobación comunitarios y el papel facilitador de los corredores prioritarios.

Las prioridades europeas en materia de infraestructuras energéticas se plasman básicamente en tres corredores de gas y cuatro de electricidad. En relación al gas, todas las regiones europeas deben diversificar sus aprovisionamientos entre, al menos, dos fuentes de abastecimiento, lo que de nuevo afecta directamente al Corredor Sur en la medida en que supone la ruta óptima para diversificar la dependencia de Rusia de los países del este y sudeste de Europa, muchos de ellos incorporados a la UE en las últimas ampliaciones. El reglamento de seguridad de abastecimiento de gas impone también requisitos de flexibilidad adicionales, como aumentar los gasoductos bidireccionales, la capacidad de almacenamiento y la de Gas Natural Licuado (GNL).

---

<sup>(2)</sup> COM (2010), 677 final.

El Corredor Sur es uno de los tres corredores prioritarios de gas. Los otros dos son el Corredor Norte-Sur en Europa central y sudoriental que conecta los mares Báltico, Negro, Adriático y Egeo, y el Corredor Norte-Sur en Europa occidental para eliminar estrangulamientos internos como los padecidos por España en su interconexión de gas con Francia, lo que permitiría a la UE aprovechar fuentes de abastecimiento externo como las africanas y optimizar la utilización de las infraestructuras españolas de GNL.

La Comunicación sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional, *La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras*, del 7 de septiembre de 2011<sup>(3)</sup>, además de introducir modificaciones importantes en la política energética exterior europea que inciden indirectamente sobre el Corredor Sur, lo menciona explícitamente como objeto prioritario de la acción común en política energética exterior de la UE. La Comunicación se acompaña de una propuesta de Decisión, que incluye un instrumento jurídico que establezca el intercambio obligatorio de información<sup>(4)</sup>.

El ámbito de aplicación abarca todos los acuerdos intergubernamentales (vigentes, nuevos y provisionales) “con incidencia en el funcionamiento del mercado interior de la energía o en la seguridad del abastecimiento energético de la Unión”; es decir, aquellos “que tengan incidencia en el abastecimiento de gas, petróleo o electricidad a través de infraestructuras fijas (tales como gasoductos, oleoductos y redes) o en la cantidad global de energía importada en la UE”. Este mecanismo no afectaría a los acuerdos entre operadores comerciales, salvo si un acuerdo intergubernamental se refiere a él de forma explícita. Es decir, que los estados miembros deben informar de acuerdos vigentes o en preparación, una medida que afecta indirectamente a la competencia establecida entre empresas rusas y europeas en el Corredor Sur del gas.

La Comunicación afecta directamente al Corredor Sur al otorgar a la Comisión la posibilidad de negociar mandatos para que la UE pueda alcanzar acuerdos para la realización de infraestructuras relevantes que unan su red a la de terceros países. La propuesta entiende que sólo así se pueden reducir los riesgos que dificultan la construcción de infraestructuras consideradas estratégicas por la Comisión en países con inseguridad “de índole política, comercial o jurídica”. La propia Comunicación pone como ejemplo el mandato del Consejo para autorizar a la Comisión a negociar un acuerdo para establecer un marco jurídico con Azerbaiyán y Turkmenistán sobre un sistema de gasoductos transcaspianos.

---

<sup>(3)</sup> COM (2011), 539 final.

<sup>(4)</sup> COM (2011), 540 final.

La novedad del mandato responde en buena medida a la frustración de la Comisión Europea con el proyecto Nabucco. El 12 de septiembre de 2011, el Consejo de Ministros dio a la Comisión por primera vez el mandato para negociar un acuerdo energético exterior en su nombre. En concreto, autorizó a la Comisión a negociar un acuerdo para el marco legal de un sistema transcaspiano de gasoductos con Azerbaiyán y Turkmenistán. Así, la Comisión reemplaza a los negociadores nacionales haciendo a la UE parte de cualquier Acuerdo Intergubernamental diseñado para gestionar dicho sistema en todos sus aspectos legales, pero no en los comerciales (básicamente precios y cantidades), que deberán ser acordados por las empresas implicadas. Esta decisión culmina un esfuerzo muy prolongado llevado a cabo por la Comisión para crear el Corredor Sur.

La Comunicación contiene además un elemento de europeización exterior de la política energética exterior directamente relacionado con el Cáucaso: la integración de los mercados energéticos de la vecindad europea sobre la base del acervo comunitario y la Carta de la Energía (Konoplyanik, 2009). Esa integración, reconoce la Comisión, deberá ser diferenciada en función del interés de los socios por adoptar mayores o menores niveles de convergencia normativa energética con la UE. La referencia para los países vecinos que quieran incorporarse al sistema energético europeo es el Tratado de la Comunidad de la Energía (Simurdic, 2009; Renner, 2009), que según la Comunicación podría ampliarse a aquellos países que han celebrado un acuerdo de libre comercio con la UE y manifestado su disposición y capacidad para aplicar el acervo comunitario en materia de energía. Esto interpela de nuevo a la necesidad de avanzar en las relaciones entre la UE y el Cáucaso más allá de las cuestiones energéticas y remite a las demás contribuciones de este volumen.

Más allá de las consideraciones políticas, el futuro de los corredores de gas y petróleo del Cáucaso Sur se enmarcan por tanto en el plano más amplio del Corredor Sur y el acceso a los recursos energéticos del Caspio, Irán, el Mediterráneo oriental y el golfo Pérsico. En el actual contexto geopolítico de esa amplia región, sólo los recursos del Caspio (y no todos) parecen accesibles (aunque no exentos de riesgo). La actual situación de Irán, sometido a una creciente presión que incluye un embargo europeo a su petróleo, no requiere de mayor elaboración (Arteaga y Escribano, 2012). Tampoco la de Egipto (Escribano, 2011), otro de los potenciales suministradores de gas del Corredor Sur, que además conectaría con él mediante el Arab Gas Pipeline, que atraviesa Siria y que ha sido objeto de sabotaje en varias ocasiones en los últimos meses, y no sólo en el ramal destinado a Israel.

Otras posibles fuentes en el Mediterráneo oriental, como los nuevos campos *offshore* de gas encontrados frente a las costas de Israel, Gaza,

---

Líbano y Chipre, presentan también serios problemas relacionados con la delimitación de las aguas territoriales. Finalmente, el acceso a los recursos de gas del golfo Pérsico pasa por Iraq, y aunque existe la posibilidad de conectar Turquía con el norte del país, la situación iraquí no parece muy alentadora, tanto en la evolución de la seguridad interna como en los desencuentros entre el Gobierno central de Bagdad y el kurdo, territorio por el que tendrían que transitar los corredores. Eso limitaría el acceso a los recursos kurdos, algo que ya están haciendo los EE. UU. y otros grandes consumidores; aunque importantes, esos recursos no pueden compararse con los de países como Qatar. Algo semejante ocurre con la idea de potenciar un corredor de petróleo siguiendo la ruta del actual oleoducto Kirkuk-Ceyhán: las diferencias entre el Gobierno kurdo y Bagdad mantienen cerrado el oleoducto que une el sur y el norte del país.

Esta realidad debe examinarse a la luz del objetivo estratégico de la Comisión Europea de que el Corredor Sur abastezca entre el 10% y el 20% de la demanda europea de gas para 2020, una cantidad aproximada de entre 50 y 90 bcm al año. Dado que los otros suministradores potenciales no parecen disponibles a corto y medio plazo, el corredor del Cáucaso Sur resulta fundamental para contribuir a alcanzar tales objetivos, pero no puede cumplirlos por sí solo. La siguiente sección analiza precisamente los recursos de hidrocarburos del Caspio como origen del corredor energético del Cáucaso Sur y en qué medida son compatibles con los objetivos de la Comisión.

## ■ LAS FUENTES DEL CORREDOR ENERGÉTICO DEL CÁUCASO SUR

Tras la disolución de la Unión Soviética se dispararon las expectativas sobre la magnitud de los recursos energéticos del Caspio. Las primeras estimaciones de que la región podría llegar a convertirse en un segundo golfo Pérsico pronto se vieron rebajadas a que se trataría más bien de un segundo mar del Norte. Es decir, una región productora de primera magnitud, lejos de las reservas y la capacidad de producción de Oriente Medio o la propia Rusia, pero con un buen número de campos gigantes capaces de aumentar y diversificar la oferta mundial de hidrocarburos de manera apreciable.

Más allá de los grandes conceptos estratégicos, un corredor energético nace en los pozos de los campos productores, y ese debe ser el origen de cualquier análisis sobre el corredor del Cáucaso Sur. Los diseños geopolíticos deben contrastarse con la realidad de las operaciones en el terreno, que entrañan retos tecnológicos, disputas regulatorias,

---



competencia entre empresas y otras muchas interacciones entre un conjunto de actores centrales. Las principales empresas internacionales de varios países del mundo, desde EE. UU. a Rusia pasando por China, el Golfo y Europa, incluyendo españolas, están presentes en el Caspio.

Las compañías nacionales de la región (SOCAR-State Oil Company of Azerbaijan Republic, KazMunaiGaz y Turkmengaz) interaccionan con las empresas extranjeras, que cuentan con financiación y tecnología, mediante consorcios que firman Acuerdos de Reparto de Producción (PSAs-*Production Sharing Agreements*) a muy largo plazo (varias décadas). Esos acuerdos estipulan la parte de la producción a que tiene derecho la compañía nacional, los términos en que se abonará y las condiciones fiscales a que queda sometido el consorcio. Los consorcios, formados por varias empresas, sobre todo los destinados a la explotación de grandes campos, suelen ser liderados por una gran compañía internacional, a lo sumo dos, que opera los campos y cobra al consorcio por sus servicios.

Esta sección analiza los recursos de hidrocarburos, gas y petróleo, de los cuatro suministradores potenciales del Caspio del corredor energético del Cáucaso Sur, Azerbaiyán, Kazajistán, Turkmenistan y Uzbekistan, especialmente los tres primeros. El enfoque busca dar una panorámica más detallada que el mero análisis estadístico, centrándose en la dimensión microeconómica y ofreciendo una panorámica sobre los principales campos, los consorcios que los explotan y las empresas que los operan, pero sobre todo su evolución previsible en los próximos años. El artículo no analiza los recursos rusos ni iraníes, puesto que no transitarían por el corredor del Cáucaso Sur<sup>(5)</sup>. De hecho, la racionalidad de éste radica precisamente en garantizar el acceso a nuevos recursos de hidrocarburos de nuevos suministradores mediante nuevas rutas. Esa triple diversificación supone una mejora en el riesgo de abastecimiento superior a su incidencia meramente volumétrica. Las dos subsecciones que siguen analizan precisamente los recursos de petróleo y gas natural de los países considerados y el entramado de yacimientos y empresas que los explotan.

- *Petróleo*

La tabla 6-1 compara las reservas de petróleo de los cuatro países del Caspio considerados con las de las grandes regiones y países productores mundiales y algunos países seleccionados por su relevancia para los

---

<sup>(5)</sup> La literatura sobre Rusia es amplísima. En España puede consultarse BENEYTO y POWELL (2010), especialmente los capítulos dedicados a energía, como BENAVIDES (2010). Para un enfoque más económico y pegado a la realidad empresarial que lo que suelen ofrecer los análisis geopolíticos, véase FINON y LOCATELLI (2008).

suministros españoles. Sólo Kazajstán y Azerbaiyán cuentan con reservas importantes en la región. Kazajstán tiene casi el 3% de las reservas mundiales y Azerbaiyán apenas el 0,5%, con lo que el Caspio apenas representa el 3,5% de las reservas mundiales de petróleo. Este porcentaje dista mucho del que representa Oriente Medio, que concentra el 54,4% de las reservas probadas mundiales de petróleo, o cualquiera de sus grandes productores, como Arabia Saudita (19% de las reservas), Irán (10%), Iraq (8,3%), Kuwait (7,3%) o EAU (7%). Pero no tanto del de otras grandes regiones productoras, como el Norte de África, África Occidental o la misma Rusia (todas ellas cerca del 5% de las reservas mundiales). Una comparación sencilla muestra que las reservas probadas de los cuatro países considerados son similares a las de Libia, y las de Azerbaiyán a las de Noruega.

Además, las reservas de la región han experimentado un crecimiento importante: entre 2000 y 2010 en Azerbaiyán se multiplicaron por siete, y en Kazajstán aumentaron más de un 60%. Las mayores reservas de Kazajstán se plasman en un ratio reservas-producción (el número de años de duración de las reservas existentes al ritmo actual de producción) de 18,5 años en Azerbaiyán y de 62 en Kazajstán. Turkmenistán tiene pocas reservas probadas pero sí recursos recuperables importantes (unos veinte mil millones de barriles). Hasta la fecha, apenas se ha producido el 20% del petróleo recuperable del Caspio, un porcentaje muy inferior a la media mundial del 33%.

**Tabla 6-1. Reservas probadas de petróleo**

	1990	2000	2010	2010	2010
	miles de millones de barriles	miles de millones de barriles	miles de millones de barriles	% del total	ratio reservas/producción
<b>América del Norte</b>	<b>96,3</b>	<b>68,9</b>	<b>74,3</b>	<b>5,4</b>	<b>14,8</b>
Brasil	4,5	8,5	14,2	1,0	18,3
Venezuela	60,1	76,8	211,2	15,3	nd
<b>América del Sur y Central</b>	<b>71,5</b>	<b>97,9</b>	<b>239,4</b>	<b>17,3</b>	<b>93,9</b>
Azerbaiyán	nd	1,2	7,0	0,5	18,5
Kazajstán	nd	25,0	39,8	2,9	62,1
Turkmenistán	nd	0,5	0,6	w	7,6
Uzbekistán	nd	0,6	0,6	w	18,7
<b>Caspio<sup>A</sup></b>	<b>nd</b>	<b>27,3</b>	<b>48,0</b>	<b>3,5</b>	
Noruega	8,6	11,4	6,7	0,5	8,5
Rusia	nd	59,0	77,4	5,6	20,6
Reino Unido	4,0	4,7	2,8	0,2	5,8
<b>Eurasia</b>	<b>80,8</b>	<b>107,9</b>	<b>139,7</b>	<b>10,1</b>	<b>21,7</b>

**Tabla 6-1. (continuación)**

	1990	2000	2010	2010	2010
	miles de millones de barriles	miles de millones de barriles	miles de millones de barriles	% del total	ratio reservas/ producción
<b>Oriente Medio</b>	<b>659,6</b>	<b>696,7</b>	<b>752,5</b>	<b>54,4</b>	<b>81,9</b>
Argelia	9,2	11,3	12,2	0,9	18,5
Egipto	3,5	3,6	4,5	0,3	16,7
Guinea Ecuatorial	-	0,8	1,7	0,1	17,1
Libia	22,8	36,0	46,4	3,4	76,7
Nigeria	17,1	29,0	37,2	2,7	42,4
<b>África</b>	<b>58,7</b>	<b>93,4</b>	<b>132,1</b>	<b>9,5</b>	<b>35,8</b>
<b>Asia y Pacífico</b>	<b>36,3</b>	<b>40,1</b>	<b>45,2</b>	<b>3,3</b>	<b>14,8</b>
<b>Mundo</b>	<b>1.003,2</b>	<b>1.104,9</b>	<b>1.383,2</b>	<b>100,0</b>	<b>46,2</b>
Del cual: OCDE	115,4	93,3	91,4	6,6	13,5
OPEP	763,4	849,7	1.068,4	77,2	85,3
No OPEP*	176,5	168,2	188,7	13,6	15,1
UE#	8,1	8,8	6,3	0,5	8,8
Ex Unión Soviética	63,3	87,1	126,1	9,1	25,6

^ Excluye Rusia e Irán.

w Menos de 0,05%.

\* Excluye la ex Unión Soviética.

# Excluye Lituania y Eslovenia en 1990.

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2011*.

Aunque lleva más de un siglo siendo explotada, buena parte de la región, especialmente *offshore* y en el sur del Caspio, permanece inexplorada y hay potencial para nuevos descubrimientos, el nivel de reservas probadas sitúa a la región en un importante segundo plano en el conjunto de productores mundiales. Su no pertenencia a la disciplina OPEP le añade importancia adicional como suministrador capaz de rebajar, siquiera ligeramente, el poder de mercado del cartel.

Los cuatro países del Caspio considerados produjeron en 2010 casi 3,1 millones de barriles diarios (mbd) de petróleo, el 3,8% de la producción mundial de petróleo en 2010, un porcentaje superior ese año al de Kuwait, Iraq, Venezuela o Brasil y similar a la producción combinada de Argelia y Libia. Para ayudar a poner la cifra en perspectiva, la suma del consumo de petróleo de España e Italia en 2010 se situó ligeramente por encima de los 3 mbd, 1,5 mbd cada uno aproximadamente.

Tabla 6-2. Producción de petróleo

Miles de barriles/día	1990	2000	2010	2010 %
Norteamérica	13.856	13.904	13.808	16,6
Brasil	650	1.268	2.137	2,7
Venezuela	2.244	3.239	2.471	3,2
<b>América del Sur y Central</b>	<b>4.507</b>	<b>6.813</b>	<b>6.989</b>	<b>8,9</b>
Azerbaián	254	282	1.037	1,3
Kazajistán	551	744	1.757	2,1
Turkmenistán	120	144	216	0,3
Uzbekistán	69	177	87	0,1
<b>Caspio<sup>^</sup></b>	<b>994</b>	<b>1.347</b>	<b>3.096</b>	<b>3,8</b>
Noruega	1.716	3.346	2.137	2,5
Rusia	10.405	6.536	10.270	12,9
Reino Unido	1.918	2.667	1.339	1,6
<b>Eurasia</b>	<b>16.106</b>	<b>14.950</b>	<b>17.661</b>	<b>21,8</b>
Irán	3.270	3.855	4.245	5,2
Iraq	2.149	2.614	2.460	3,1
Kuwait	964	2.206	2.508	3,1
Omán	695	959	865	1,0
Qatar	434	757	1.569	1,7
Arabia Saudita	7.105	9.491	10.007	12,0
Emiratos Árabes Unidos	2.283	2.620	2.849	3,3
<b>Oriente Medio</b>	<b>17.540</b>	<b>23.547</b>	<b>25.188</b>	<b>30,3</b>
Argelia	1.347	1.578	1.809	2,0
Egipto	897	781	736	0,9
Guinea Ecuatorial	-	91	274	0,3
Libia	1.424	1.475	1.659	2,0
Nigeria	1.870	2.155	2.402	2,9
<b>África</b>	<b>6.725</b>	<b>7.804</b>	<b>10.098</b>	<b>12,2</b>
<b>Asia Pacífico</b>	<b>6.726</b>	<b>7.874</b>	<b>8.350</b>	<b>10,2</b>
<b>Mundo</b>	<b>65.460</b>	<b>74.893</b>	<b>82.095</b>	<b>100,0</b>
Del cual: OCDE	18.872	21.531	18.490	22,1
No OCDE	46.588	53.361	63.605	77,9
OPEP	23.857	31.145	34.324	41,5
No OPEP*	30.037	35.734	34.287	41,7
UE#	2.667	3.493	1.951	2,4
Ex Unión Soviética	11.566	8.014	13.484	16,8

<sup>^</sup> Excluye Rusia e Irán.

\* Excluye la ex Unión Soviética.

# Excluye Eslovenia en 1990.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

Más allá de esos porcentajes, la verdadera importancia de la región estriba en que ha puesto en el mercado más de dos millones de nuevos barriles diarios de petróleo en apenas una década, el equivalente del 2% de la producción mundial de 2010. La tabla 6-2 muestra que pocos países han mostrado la capacidad de aumentar la producción de Azerbaiyán y Kazajstán. Entre 2000 y 2010 sólo Rusia aporta más barriles nuevos que el Caspio, y sólo Brasil y los nuevos productores del África Occidental realizan nuevas contribuciones comparables.

Se trata por tanto de petróleo nuevo, en cantidades importantes, que debe buscar la manera de alcanzar unos mercados de consumo en general alejados y sometidos al tránsito por una región muy compleja geopolíticamente. Además, los costes de exploración y producción (*upstream*), unos ocho dólares por barril, están en el rango inferior de la región euroasiática, para la cual oscilan entre los siete y los diecinueve dólares. La calidad también es importante: Azerbaiyán exporta un crudo medio y de bajo contenido en sulfuro, mientras que Kazajstán exporta básicamente crudos ligeros y dulces, ambos apropiados por su rendimiento en destilados medios. Sin embargo, la distancia y complejidad que entraña su distancia a los mercados aumenta significativamente el coste de llevar la producción a dichos mercados.

El Caspio contiene tres campos supergigantes (reservas probadas y probables superiores a 5.000 millones de barriles) y al menos una docena más de campos gigantes. Actualmente están en producción los supercampos de Tengiz en Kazajstán y el complejo Azeri-Chirag-Guneshli (ACG) en Azerbaiyán. El campo supergigante de Kashagan, también en Kazajstán, es uno de los pocos campos de ese tamaño que sigue sin ser explotado. Estos tres campos representan casi la quinta parte de todo el petróleo recuperable en la región, y se espera que el grueso de la nueva producción futura del Caspio provenga en su mayor parte de ellos.

Según la AIE (2010) los supercampos alcanzan el pico de producción tras 2020, con cerca del 60% de la producción, para luego ser complementados por nuevos campos de menor tamaño por desarrollar, explorar o descubrir<sup>(6)</sup>. El campo ACG empezaría un lento declive en 2015-2020, y el de Tengiz, en 2020-2025. El de Kashagan alcanza el pico en 2025 y lo mantiene hasta el final de 2035. No obstante, el único país de la zona con capacidad para aumentar su producción de manera significativa es Kazajstán. Según la AIE (2010), Azerbaiyán alcanzaría

---

<sup>(6)</sup> Las proyecciones se refieren al escenario de Nuevas Políticas de la AIE. Otros escenarios proyectan cifras diferentes.

su pico de producción en 2015-2020, en un nivel de 1,3 mbd, algo superior al actual, para luego declinar suavemente por debajo de 1 mbd en 2035. Kazajstán, en cambio, dobla su producción actual para 2020 (2,8 mbd) y la aumenta hasta los casi 4 mbd en 2025, manteniéndola hasta 2035, último año para el cual la AIE elabora sus escenarios. Buena parte de ese aumento esperado de la producción procedería del desarrollo de Kashagan.

En consecuencia, el desarrollo de los tres supercampos y de las infraestructuras de transporte asociadas resulta crucial para poder aprovechar en los próximos años el potencial petrolero del Caspio. Más adelante, la existencia de esas infraestructuras facilitaría la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos. Merece la pena, por tanto, detenerse siquiera brevemente en las perspectivas de producción de esos tres supercampos.

El conjunto de campos *offshore* que conforman el ACG está situado en el centro del Caspio Sur, al sureste de Bakú y frente a Turkmenbasy, en Turkmenistán. Se estima que contiene cerca de 9.000 millones de barriles de recursos recuperables. El campo Guneshli fue descubierto en la época soviética, y actualmente es operado de manera independiente por SOCAR, la compañía nacional azerí. El resto del ACG, que en 2010 contaba con cinco plataformas, es operado por BP para un consorcio de la propia BP y ocho compañías más, incluyendo SOCAR, Chevron, Statoil y ExxonMobil: la Azerbaijan International Operating Company (AIOC). La producción en el campo de Chirag comenzó en 1997 bajo un PSA (*Production Sharing Agreement*) firmado en 1994 y que expira en 2024. BP es el mayor operador del país, en el que está presente desde 1992, produciendo el 80% de los barriles azeríes.

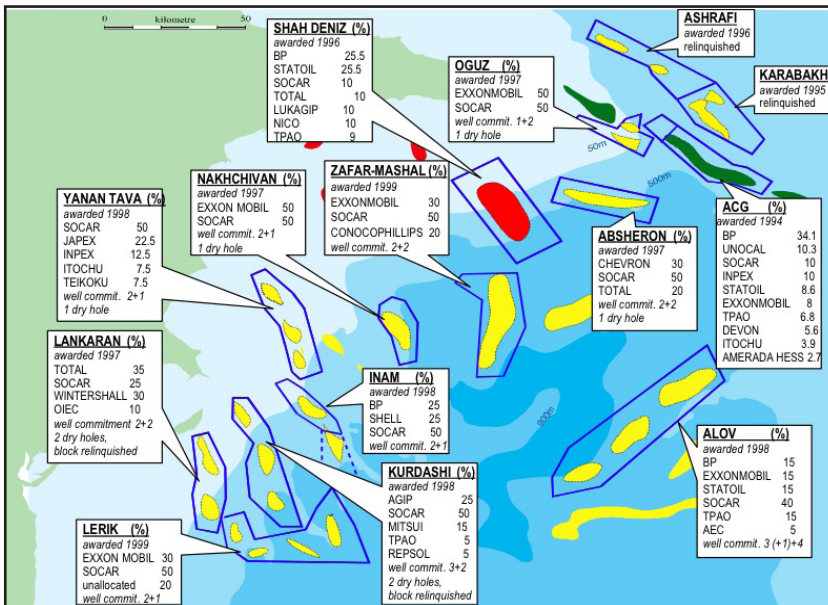
Las tres fases de Chirag llevaron la producción de unos 130.000 barriles/día en 2004 a más de 800.000 en 2010. La AIE estima una producción cercana a 0,9-1 mbd hasta 2019, que después declinaría más o menos rápido en función de las inversiones en nuevos proyectos. El ACG está asociado al oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhán (BTC), que transporta la mayor parte de su crudo hasta las costas mediterráneas turcas. En 2008, una explosión en el BTC paralizó la producción, que volvió a verse afectada por una fuga de gas en una plataforma central del complejo en 2009. El ACG produce Azeri Light, un crudo medio-ligero y dulce muy apreciado por su rendimiento en destilados medios.

El desarrollo del ACG, al igual que el del BTC, es el resultado más evidente de la política de apertura de su sector energético adoptada por Azerbaiyán desde su independencia en 1991. Sin embargo, ese resultado,

---

siendo importante, no ha estado a la altura del optimismo inicialmente despertado. Fuera del ACG y otros bloques menores, los esfuerzos de las compañías internacionales asociadas con SOCAR no se han correspondido con nuevos descubrimientos importantes. El mapa 6-1 muestra los decepcionantes resultados del *boom* petrolero de la década de 1990 en Azerbaiyán en 2003: aparte del campo de gas Shah Deniz y el ACG, descubierto previamente, apenas hubo hallazgos significativos. Hay producción de líquidos en el campo de gas condensado de Shah Deniz y en otros pequeños campos, tanto *onshore* como *offshore*. Pero el grueso del potencial del país parece proceder de nuevos descubrimientos y de la recuperación mejorada de los campos existentes. En estos momentos hay un cierto retorno a las exploraciones y, como se ha comentado, varias compañías mantienen proyectos activos.

Mapa 6-1: Bloques y consorcios en Azerbaiyán, finales de 2003



Fuente: SOCAR

Compañías como Total, Chevron, RWE o BP tienen nuevos proyectos de exploración. A diferencia de lo que ocurre en Kazajstán, no hay presencia relevante de empresas chinas en el sector energético azerí. Un obstáculo importante son las disputas sobre las delimitaciones marítimas: con Turkmenistán por el campo de Serdar/Kyapaz, y, sobre todo, con Irán por la prometedora zona limítrofe entre ambos países. En esta última zona se sitúa el campo Alov (Alborz en Irán), cuya exploración por parte

de un consorcio liderado por BP se pospuso en 2011 cuando Irán envió sus patrulleras a los bloques en disputa. Esas zonas podrían suponer aportaciones importantes a la producción azerí, pero están supeditadas a la realidad política de la región. Irán sigue insistiendo en una asignación de hasta 1/5 del mar Caspio y disputando las exploraciones azeríes en las aguas disputadas (EIA, 2012a).

Los campos de Tengiz y Kashagan, en Kazajstán, también están siendo desarrollados por consorcios internacionales. Junto a ellos perviven campos maduros y pequeños y nuevos proyectos, muchos de ellos *offshore*, operados por compañías privadas nacionales e internacionales, con una creciente presencia China. Según la AIE (2010), en 2009 las compañías chinas representaban cerca del 20% de la producción del país.

En el caso de Kazajstán, los principales obstáculos para el desarrollo de la producción son el transporte del crudo y los cambios regulatorios introducidos por el país para intentar aumentar las rentas obtenidas de la industria mediante un impuesto a las exportaciones de crudo y un nuevo código de inversión. Los PSA firmados en los años noventa, cuando los precios del crudo eran mucho menores, han sido revisados pese a la existencia de cláusulas de estabilidad de la fiscalidad. La compañía nacional, KazMunaiGaz, ocupa un papel cada vez más preeminente en los nuevos proyectos, y las disputas con las compañías internacionales sobre la revisión de contratos o de sus términos comerciales se mantienen. A principios de 2008, el Gobierno anunció que no se concederían nuevos PSAs, y las *joint ventures* son ahora la forma más común de inversión (EIA, 2010). El crecimiento de la producción del país puede verse retrasada en la medida en que este contexto retrase la puesta en marcha de los proyectos previstos.

Tengiz, situado en la costa oeste de Kazajstán es el campo de mayor producción del país, cerca de 0,5 mbd, un 30% de la producción total del país. Cuenta con unas reservas recuperables estimadas entre los 6.000 y 9.000 millones de barriles, frente a una cantidad inicial de 26.000 millones (es decir, que ha sido explotado ya en buena parte). Tengiz es explotado por un consorcio (Tengizchevroil-TCO) liderado por Chevron (50%) y con la participación de ExxonMobil (25%), Lukoil (5%) y KazMunaiGaz (20%). Aunque se trata de un campo *onshore*, su explotación tiene una elevada complejidad técnica debido a la profundidad, alta temperatura y presión, y elevado contenido en sulfuro. La AIE estima que su pico puede alcanzarse en 2025 con cerca de 1 mbd. La principal ruta de exportación es el oleoducto Caspian Pipeline Consortium (CPC), pero la sistemáticamente postergada expansión del CPC dificulta la comercialización de la nueva producción esperada.

---



El campo Kashagan está situado *offshore* frente al de Tengiz, en la parte oriental del Caspio kazajo. Se estima que contiene entre 7.000 y 9.000 millones de barriles recuperables de petróleo, que pueden alcanzar los 12.500 millones con técnicas de reinyección. Su desarrollo ha sido retrasado en numerosas ocasiones desde la década de 1990, y la AIE estima que empezará a producir a finales de 2013. El campo es explotado por un consorcio que ha cambiado su composición con el tiempo debido a numerosas disputas y retrasos, cuyo PSA expira en 2041. En la actualidad, está formado por KazMunaiGaz, Eni, ExxonMobil, Shell, Total (con un 16,8% cada una), ConocoPhillips (8,4%) e Inpex (7,6%).

La explotación del campo presenta desafíos técnicos importantes. Se sitúa en una zona del norte del Caspio de poca profundidad y cuyas aguas se hielan en invierno, lo que supone un reto para las plataformas petrolíferas convencionales, lo que ha obligado al consorcio a construir numerosas islas artificiales. Además, el yacimiento se encuentra muy profundo y a alta presión, con volúmenes importantes de gas asociado y elevado contenido de materiales no hidrocarbúricos. En la actualidad solo está aprobada y en desarrollo la fase I, cuyos primeros barriles producidos se esperan para 2013 y que alcanzará su pico estimado en 450.000 barriles/día en 2016. La fase II incorpora el desarrollo del campo de Kalamkas, pero sigue en la etapa de concepción y su fecha de inicio de operaciones es incierta. El escenario de Nuevas Políticas de la AIE estima que la producción combinada de ambas fases podría alcanzar los 1,2 mbd en la década de 2020, para hacer *plateau* entre 2025 y 2030. Al igual que ocurre con Tengiz, parte de las incertidumbres se refieren a la estabilidad de los consorcios, y parte al insuficiente desarrollo de las infraestructuras de exportación.

Kazajstán cuenta con otros campos importantes, especialmente el campo de gas condensado de Karachaganak, cerca de la frontera con Rusia, que produce 270.000 barriles/día de líquidos. El campo está explotado por el único consorcio sin participación de la compañía nacional KazMunaiGaz, liderado por BG y Eni (32,5% cada uno) con Chevron (20%) y Lukoil (15%). El consorcio, también un PSA, ha padecido numerosas presiones regulatorias y fiscales, incluyendo una disputa sobre el pago (o exención) de cerca de mil millones de dólares en concepto de impuesto a la exportación.

El campo tiene una mala reputación en la gestión del contenido en sulfuro de sus recursos. Los habitantes de la ciudad más cercana al campo, Berezovka, llevan a cabo una campaña de reubicación y compensación por las enfermedades que mantienen han sido provocadas por las emisiones tóxicas del campo, situado a 5 km. En 2005, la autoridad medioambiental revocó temporalmente la licencia operativa por varias violaciones y en 2010 el consorcio hubo de pagar una multa de 20 millones de dólares.

En 2002, la Corporación Financiera Internacional (IFC en sus siglas inglesas), del grupo del Banco Mundial, concedió préstamos por 150 millones de dólares a la compañía rusa Lukoil para el desarrollo del campo, que fueron saldados por Lukoil en 2009. Entre 2004 y 2008 se presentaron tres denuncias sobre la violación de los estándares medioambientales de la IFC en la financiación de Karachaganak, una de las cuales fue documentada por el auditor de la institución. El campo de Tengiz también ha tenido problemas para gestionar el elevado contenido en no hidrocarburos del gas, asociado en grandes cantidades al petróleo del campo.

El potencial restante se encuentra en campos *offshore* en el Caspio y en el oeste del país. Shell, ConocoPhillips, Rosneft, Mudabala (Abu Dhabi), Oman Oil y otras compañías trabajan en varios campos con la compañía nacional. Repsol está presente en el país con derechos sobre el bloque exploratorio Zhambay, situado en el mar Caspio, cerca de la frontera con Rusia. La participación de la compañía española es de un 25%, otro tanto de Lukoil y el 50% restante de KazMunaiGaz<sup>(7)</sup>. Las compañías chinas se han centrado en los campos *onshore* de Mangistau, donde la CNPC posee el 50% del campo de Aktau; Aktobe, con un 85% de participación de la CNPC, y los campos de la cuenca de Turgay, en el centro del país. En su mayor parte se trata de campos maduros, pero capaces de limitar su declive con nuevas inversiones.

Turkmenistán es un pequeño exportador de petróleo con una producción de unos 200.000 barriles/día. Compañías internacionales como Eni, Petronas, RWE o Dragon Oil (EAU) tienen PSA con la compañía nacional Turkmenneft. Turkmenistán mantiene que “su” sección del Caspio contiene 80.000 millones de barriles, aunque la mayor parte de la zona permanece inexplorada, y sin un acuerdo sobre las delimitaciones marítimas del Caspio su futuro desarrollo es incierto. La disputa con Azerbaiyán por el campo de Serdar (Kyapaz para los azeríes), que contiene reservas recuperables de entre 367 y 700 millones de barriles, ha paralizado la exploración del campo bajo un PSA con la compañía canadiense Buried Hill. Aunque en 2009 Turkmenistán buscó un arbitraje internacional, tanto la disputa sobre Serdar como sobre porciones de los campos Azerí y Chirag explotados por Azerbaiyán siguen sin resolver (EIA, 2012c). Fuera de esos recursos, su potencial de aumento de la producción se limita a unos 100.000 barriles/día adicionales.

Uzbekistán es un productor maduro con una producción menor y en declive, inferior a los 100.000 barriles/día. Los campos existentes se agotan a mayor ritmo de lo que entran en producción los descubrimientos, y todo el sector tiene una gran necesidad de inversiones. Su producción consiste en un 60% en

---

<sup>(7)</sup> [http://www.repsol.com/es\\_es/corporacion/conocer-repsol/quienes-somos/presencia-global/kazajstan.aspx](http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/quienes-somos/presencia-global/kazajstan.aspx) Accedido el 3 de febrero de 2012.

---

petróleo amargo (de alto contenido en sulfuro) y en un 40% en condensados procedentes de campos de gas natural. El sector está dominado por la compañía nacional Uzbekneftegaz. Hay compañías internacionales como Petronas o Sasol (Sudáfrica), pero la mayor parte de inversores proceden de China y Rusia. CNCP es el mayor inversor extranjero, con el 50% del campo de Míngbulak y otras participaciones en más de 20 campos, incluyendo el campo Umid con 18 millones de barriles en Bukhara-Kiva. Lukoil también está presente en varios proyectos del sector (EIA, 2012b).

- *Gas natural*

Las reservas probadas de gas del Caspio, casi 13 billones de m<sup>3</sup>, suponen el 6,8% de las mundiales, aunque las reservas recuperables son casi el doble, unos 26 billones de m<sup>3</sup>. Ello se debe básicamente a las reservas de Turkmenistán (4,3% de las mundiales), comparables a las del conjunto de América del Sur y Central o del Norte de África. Aunque se encuentra lejos de las reservas de Rusia, Irán o Qatar, posee las sextas reservas de gas natural del mundo solo por detrás de esos tres países, Arabia Saudita y EE. UU., y ocupa el puesto número 20 en la lista de principales productores mundiales. En comparación, las reservas de gas de los otros tres países del Caspio aquí considerados resultan de menor importancia. No obstante, con entre el 0,7% y el 1% de las reservas mundiales de gas, esos países albergan recursos importantes para el sistema energético mundial.

Al igual que ocurre con el petróleo para Kazajistán, el crecimiento de reservas de gas de Turkmenistán se encuentra entre los mayores del mundo, sólo por detrás de grandes productores como Qatar. En la década de 2000, las reservas turkmenas se multiplicaron casi por cuatro. El resto de países de la región no ha experimentado ese crecimiento de reservas y, por tanto, su potencial de producción futuro no resulta tan prometedor. No obstante, salvo Uzbekistán, los países de la región cuentan con ratios reservas/producción muy elevadas, especialmente en los casos de Azerbaiyán (84 años) y, sobre todo, de Turkmenistán (más de 100 años). Ello indica que seguirán siendo actores importantes, aunque de segundo rango, en el mercado mundial del gas natural.

**Tabla 6-3. Reservas probadas de gas natural**

	1990	2000	2010	2010	2010
	Billones de metros cúbicos	Billones de metros cúbicos	Billones de metros cúbicos	% del total	R/P ratio
Norteamérica	9,5	7,5	9,9	5,3	12,0
América del Sur y Central	5,2	6,9	7,4	4,0	45,9
Azerbaiyán	n/a	1,2	1,3	0,7	84,2

Tabla 6-3. (continuación)

	1990	2000	2010	2010	2010
	Billones de metros cúbicos	Billones de metros cúbicos	Billones de metros cúbicos	% del total	R/P ratio
Kazajstán	n/a	1,8	1,8	1,0	54,9
Turkmenistán	n/a	2,6	8,0	4,3	*
Uzbekistán	n/a	1,7	1,6	0,8	26,4
<b>Caspio<sup>^</sup></b>		7,3	12,7	6,8	
Holanda	1,8	1,5	1,2	0,6	16,6
Noruega	1,7	1,3	2,0	1,1	19,2
Rusia	n/a	42,3	44,8	23,9	76,0
Eurasia	54,5	55,9	63,1	33,7	60,5
<b>Irán</b>	17,0	26,0	29,6	15,8	*
Iraq	3,1	3,1	3,2	1,7	*
Kuwait	1,5	1,6	1,8	1,0	*
Qatar	4,6	14,4	25,3	13,5	*
Arabia Saudita	5,2	6,3	8,0	4,3	95,5
EAU	5,6	6,0	6,0	3,2	*
<b>Oriente Medio</b>	38,0	59,1	75,8	40,5	*
Argelia	3,3	4,5	4,5	2,4	56,0
Egipto	0,4	1,4	2,2	1,2	36,0
Libia	1,2	1,3	1,5	0,8	98,0
Nigeria	2,8	4,1	5,3	2,8	*
<b>África</b>	8,6	12,5	14,7	7,9	70,5
<b>Total Asia Pacífico</b>	9,9	12,3	16,2	8,7	32,8
<b>Mundo</b>	<b>125,7</b>	<b>154,3</b>	<b>187,1</b>	<b>100,0</b>	<b>58,6</b>
Del cual: OCDE	15,7	14,7	17,1	9,1	14,7
No OCDE	109,9	139,6	170,0	90,9	83,6
UE <sup>#</sup>	3,4	3,8	2,4	1,3	14,0
Ex Unión Soviética	49,3	50,8	58,5	31,3	77,2

\* Más de 100 años.

<sup>^</sup> Excluye Rusia e Irán.<sup>#</sup> Excluye Eslovenia en 1990.

Nota: en el texto se emplea la medida bcm (billion cubic meters) en su expresión inglesa habitual para referirse a miles de millones de metros cúbicos.

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2011*.

La aportación del Caspio a la producción mundial de gas es menor que su peso en las reservas. La región supone el 4,7% de la producción mundial, y la contribución de cada país está más equilibrada que en el caso del petróleo. Aunque cuenta con las mayores reservas del Caspio, Turkmenistán sólo produjo 42 bcm<sup>(8)</sup> en 2010 (1,3% de la producción mundial), por los 59 bcm de Uzbekistán (1,8%), 34 bcm de Kazajstán (1,1%) y 15 bcm de Azerbaiyán (0,5%). En comparación, Argelia, con 80 bcm (2,5% de la producción mundial) supera a todos los países de la región. A nivel regional, el Caspio produce tanto como el conjunto del Norte de África y casi tanto como el conjunto de América del Sur y Central.

**Tabla 6-4. Producción de gas natural miles de millones de metros cúbicos (bcm<sup>+</sup>)**

	1990	2000	2010	2010 % del total
<b>Norteamérica</b>	<b>640,0</b>	<b>763,7</b>	<b>826,1</b>	<b>26,0</b>
América del Sur y Central	58,1	100,2	161,2	5,0
Azerbaiyán	9,0	5,1	15,1	0,5
Kazajstán	6,4	10,4	33,6	1,1
Turkmenistán	79,5	42,5	42,4	1,3
Uzbekistán	36,9	51,1	59,1	1,8
<b>Caspio<sup>^</sup></b>	<b>131,8</b>	<b>109,1</b>	<b>150,2</b>	<b>4,7</b>
Holanda	61,0	58,1	70,5	2,2
Noruega	25,5	49,7	106,4	3,3
Rusia	590,0	528,5	588,9	18,4
Reino Unido	45,5	108,4	57,1	1,8
<b>Total Europa y Eurasia</b>	<b>961,2</b>	<b>938,9</b>	<b>1.043,1</b>	<b>32,6</b>
<b>Irán</b>	<b>23,2</b>	<b>60,2</b>	<b>138,5</b>	<b>4,3</b>
Qatar	6,3	23,7	116,7	3,6
Arabia Saudita	33,5	49,8	83,9	2,6
Emiratos Árabes Unidos	20,1	38,4	51,0	1,6
<b>Total Oriente Medio</b>	<b>101,3</b>	<b>208,1</b>	<b>460,7</b>	<b>14,4</b>
Argelia	49,3	84,4	80,4	2,5
Egipto	8,1	21,0	61,3	1,9
Libia	6,2	5,9	15,8	0,5
Nigeria	4,0	12,5	33,6	1,1
<b>Total África</b>	<b>68,8</b>	<b>130,3</b>	<b>209,0</b>	<b>6,5</b>
<b>Total Asia Pacífico</b>	<b>150,9</b>	<b>272,1</b>	<b>493,2</b>	<b>15,4</b>
<b>Mundo</b>	<b>1.980,4</b>	<b>2.413,4</b>	<b>3.193,3</b>	<b>100,0</b>
Del cual: OCDE	851,7	1.073,9	1.159,8	36,5

<sup>(8)</sup> Véase nota en las tablas 6-3 y 6-4.

Tabla 6-4. (continuación)

	1990	2000	2010	2010 % del total
No OCDE	1.128,7	1.339,5	2.033,5	63,5
UE#	185,1	231,9	174,9	5,5
Ex Unión Soviética	747,7	654,2	757,9	23,7

+ En el texto se emplea la medida bcm (billion cubic meters) en su expresión inglesa habitual para referirse a miles de millones de metros cúbicos.

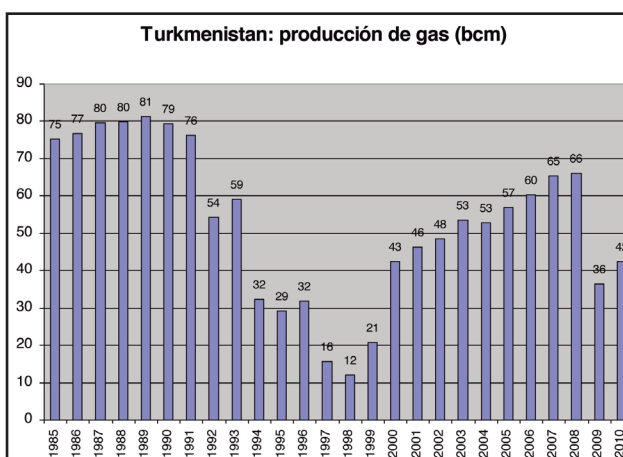
^ Excluye Rusia e Irán.

# Excluye Eslovenia en 1990.

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2011*.

No obstante, estos datos no muestran el verdadero potencial productor de la región, especialmente de Turkmenistán. El gráfico 6-1 muestra cómo la producción del país oscila fuertemente por años, y como desde 1992 se ha mantenido muy por debajo del pico de 80 bcm alcanzado a finales de la década anterior. El problema de Turkmenistán es monetizar y producir sus ingentes reservas sin contar con un acceso adecuado a los mercados mundiales. La mayor parte del gas del país se dirige a Rusia, donde es consumido o exportado hacia Europa. Desde 1992, como se aprecia en el gráfico adjunto, Rusia ha ejercido una fuerte presión sobre los precios del gas exportado por Turkmenistán. Rusia actuaba como un monoposonio (único comprador) para rebajar el precio pagado a Turkmenistán y así aumentar su margen en la reventa a Europa.

Gráfico 6-1



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2011*.

Nota: bcm: véase nota a tablas 6-3 y 6-4.

En abril de 2009 una explosión en el gasoducto Central Asia Center (CAC) que transporta el gas hacia Rusia paralizó la producción turkmena, que cayó casi en más de un 50%, de 66 bcm en 2008 a 30 bcm en 2009. Tras la reparación del gasoducto y un nuevo acuerdo sobre los precios con Rusia, la producción aumentó de nuevo en 2010 hasta los 42 bcm, lejos de la capacidad del país. El motivo es que Rusia limitó sus importaciones a aproximadamente la tercera parte de antes de la explosión, y a menores precios, traspasando a Turkmenistán parte del coste del descenso de la demanda de gas europea. De ahí el interés de Turkmenistán de diversificar sus mercados y rutas de tránsito, por ejemplo, mediante la exportación a China por el nuevo gasoducto Central Asia-China, Irán, el Caspio y desde allí a los mercados occidentales, u otras rutas como el gasoducto TAPI (Turkmenistán-Afghanistan-Pakistán-India). El objetivo de las autoridades es alcanzar una producción de 250 bcm anuales en 2030, aunque la AIE (2010) rebaja esas cifras a 130 bcm en 2035.

El escenario de Nuevas Políticas de la AIE (2010) proyecta que la producción de gas de los cuatro países considerados se doble en 2035, pasando de los 150 bcm actuales a 315 bcm en 2035, cuando representaría casi el 7% de la producción mundial de gas. Ese aumento procedería básicamente de un aumento de la producción de Turkmenistán desde los actuales 42 bcm a 128 bcm en 2035, seguido por incrementos menores de producción en Azerbaiyán y Kazajistán (en el entorno de 30 y 20 bcm, respectivamente). El principal potencial exportador reside en Turkmenistán (unos 75 bcm más en 2035) y, en menor medida, Azerbaiyán (unos 25 bcm adicionales para 2035). El aumento de producción de Kazajistán se destinaría en gran medida al mercado doméstico, mientras que Uzbekistán, primer productor de gas en la actualidad, apenas podría contribuir con nueva producción y se convertiría en importador neto a partir de 2030.

Al igual que ocurre con la producción de petróleo, el futuro de la producción de gas de la región depende en gran medida del desarrollo de sus grandes campos, en este caso de gas. Los tres grandes campos de gas natural de la región, Shah Deniz en Azerbaiyán, South Yolotan en Turkmenistán y Karachaganak en Kazajistán, representan en la actualidad apenas el 10% de la producción, pero alcanzarán el 40% en 2035. De hecho, buena parte del crecimiento de la producción en la región proyectado por la AIE (2010) se debe exclusivamente al rápido aumento de la producción de esos campos hasta 2025. Shah Deniz y Karachaganak alcanzarían el pico de producción hacia 2020 para hacer *plateau* hasta 2030, mientras que South Yolotan sólo alcanzaría el pico de producción en 2035, con cerca de 100 bcm.

---

El campo de Shah Deniz fue descubierto en 1999 y es uno de los mayores campos de gas condensado del mundo, con más de 1.000 bcm de gas. Está situado en el sector de aguas profundas (hasta 500 metros) del Caspio, 70 km al sudeste de Bakú. Shah Deniz está explotado por un consorcio bajo un PSA liderado por BP, al igual que el supercampo de petróleo ACG. BP y Statoil operan Shah Deniz y lideran el consorcio, con una participación del 25,5% cada uno; otros socios son SOCAR, Total, Lukoil, OIEC (Irán) (10% cada uno) y Türkiye Petrolleri AO-TPAO (9%).

La fase I fue desarrollada en apenas siete años e inició sus operaciones en 2006, con un máximo de producción esperado de 8,6 bcm en 2011 para luego hacer *plateau* hasta al menos 2020 y seguir manteniéndose como el principal campo del país durante más tiempo aún. Las  $\frac{3}{4}$  partes del gas producido por la fase I están contratadas en el mercado turco. La fase II es un gran proyecto de 16 bcm adicionales destinado a abastecer los mercados europeos de gas y constituye uno de los mayores proyectos gasistas del mundo. Aunque la fase II afronta mayores complejidades técnicas y costes más elevados, la mayor incertidumbre sobre su desarrollo se refiere precisamente a su destino final y su ruta de transporte. En caso de encontrarse una solución rápida al respecto, la fase II podría empezar a producir a finales de 2016 y hacer *plateau* en los 16 bcm a partir de 2019.

En la actualidad, las expectativas azeríes de encontrar nuevos recursos se sitúan en la explotación de campos de gas ultraprofundos, en ocasiones situados en estructuras geológicas inferiores a los campos ya en explotación. Las incertidumbres geológicas, técnicas y económicas sobre la viabilidad y la magnitud de esos nuevos recursos son por el momento muy elevadas. Sin embargo, la mera existencia de expectativas al respecto influye de manera determinante en la estrategia del Gobierno azerí: si cuenta con la posibilidad de contar con mayores reservas de gas en el futuro decrece su propensión a alcanzar un acuerdo que posibilite el acceso de Turkmenistán a los mercados europeos.

El caso de Kazajstán es distinto. Tres cuartas partes de sus reservas se encuentran asociadas a petróleo en los tres campos de Karachaganak, Tengiz y Kashagan. Los operadores de esos campos han priorizado la producción de líquidos sobre la de gas natural por razones de precio, de ausencia de capacidad de transporte y de la calidad de ese gas. En gran parte se trata de gas amargo, más costoso de producir y procesar, y que suele venderse a Rusia con descuento para su procesado en la planta de Orenburg y su posterior reimportación para consumo doméstico. Esos campos están además alejados de los centros de consumo, situados en el oeste y noroeste del país, sin conexión por gasoducto. Hasta la fecha, Kazajstán ha soslayado la carencia de infraestructuras mediante un *swap*

---



con Gazprom: parte de las exportaciones de gas de Karachaganak se intercambian por cantidades equivalentes en la frontera sur del país con Uzbekistán.

El campo de Karachaganak es el de mayor producción de Kazajstán, entre 8 y 9 bcm anuales. La fase III del campo doblaría la producción a 16 bcm, pero tras varios retrasos su futuro es incierto. El campo de Tengiz le sigue en importancia, con una producción de unos 7-8 bcm que se mantendrá hasta finales de la década de 2020. Tal y como se explicó para Karachaganak, el consorcio liderado por Chevron ha afrontado serios desafíos técnicos para gestionar los grandes volúmenes de gas asociado al petróleo del campo, que también tiene elevados contenidos de no hidrocarburos, sobre todo compuestos sulfurados difíciles de procesar. Kashagan, el tercer campo de gas del país afronta los mismos obstáculos. El potencial combinado de Tengiz y Kashagan oscila entre los 30 bcm y 50 bcm al año, aunque buena parte del mismo será reinyectado para aumentar la recuperación de petróleo, por lo que una producción importante de gas sólo se prevé para más allá de 2030.

Las dificultades para tratar, almacenar y comercializar el gas natural han convertido a Kazajstán en el sexto país que más gas quema (*flaring*) en el mundo, unos 5,2 bcm en 2008 (AIE, 2010), aunque en los últimos años se haya reforzado la regulación y el *flaring* haya disminuido de manera importante.

South Yolotan, el supercampo de gas natural de Turkmenistán se sitúa muy lejos del Caspio, en la región suroriental del país, cerca de las fronteras con Irán y Afganistán. Fue descubierto en 2006 y será el primer vector de las exportaciones de la región en las próximas décadas, con unas reservas recuperables medias de unos 6.000 bcm, pero en un margen muy amplio entre 4.000 y 14.000 bcm. En octubre de 2011 una auditoría estimó que las reservas estaban en el rango más elevado de las previsiones, colocando a South Yolotan como el segundo mayor campo de gas del mundo. La AIE (2010) estima que con la primera fase South Yolotan podría alcanzar una producción de 30 bcm anuales en 2020 y con la segunda 60 bcm en 2025.

En 2009 las autoridades de Turkmenistán concedieron una serie de contratos para la primera fase de desarrollo del campo. Los contratos fueron obtenidos por Petrofac y Gulf Oil&Gas (EAU), LG y Hyundai (Corea del Sur) y la CNCP (China). La compañía nacional Turkmengaz mantendría la gestión de las operaciones. El China Development Bank financió un préstamo de 4.000 millones de dólares para la primera fase del proyecto, y en 2011 una cantidad similar para la segunda fase. El campo estaría operativo en 2013, pero exportaría el gas producido a China por el gasoducto Central Asia-China (CAC). No obstante, la gestión por parte de una compañía sin experiencia previa como Turkmengaz de un campo

tan vasto y complejo, con elevado contenido de gases no hidrocarburíferos, puede incurrir en retrasos importantes; se trataría, por otra parte, de algo frecuente en los campos del Caspio oriental.

El gas de la segunda fase de South Yolotan podría destinarse a un tercer mercado, además de los de Rusia y China, para aumentar la diversificación de la demanda turkmena, sobre todo frente a Rusia. En qué medida parte de ese gas podría transitar hacia los mercados europeos por el corredor del Cáucaso Sur es otra de las grandes cuestiones del futuro del Corredor Sur del gas de la UE. Las autoridades turkmenas cada vez son menos proclives a firmar los PSA y la única compañía internacional que ha conseguido acceso a los demás recursos *onshore* en el interior del país ha sido la CNCP. Sin embargo, parte de la solución podría estar en campos más cercanos, situados *offshore* en el Caspio, como el proyecto de gas asociado operado por Petronas (Malasia), que espera alcanzar una producción de 10 bcm en 2015. Otras compañías han firmado PSA en varios bloques *offshore*, como Itera (Rusia), RWE, Wintershall, Maersk y OMEL, si bien los tres últimos no tuvieron éxito en sus exploraciones.

## ■ EL CÁUCASO Y EL CORREDOR SUR DE LA UE

Aunque el concepto de Corredor Sur se aplica exclusivamente al gas natural, el Cáucaso también constituye un corredor importante para el petróleo del Caspio, especialmente para el crudo azerí. El petróleo de Kazajstán, en cambio, se exporta casi en su totalidad por Rusia, y las perspectivas de acomodar mayores exportaciones de crudo de Kashagan por el corredor del Cáucaso Sur resultan inciertas. Esa incertidumbre no se refiere tanto a la falta de capacidad futura de este corredor (que de hecho opera bastante por debajo de su capacidad) como a la existencia de capacidad ociosa en el sistema de oleoductos rusos, lo que permite a estos poner en duda la viabilidad económica de un corredor alternativo, sobre todo cuando en las próximas décadas el declive de la producción en los campos rusos libere aún más capacidad en esos oleoductos.

El corredor caucásico del gas presenta mayores complejidades geopolíticas y geoeconómicas<sup>(9)</sup>. Sólo la producción de Shah Deniz parece asegurada para los mercados europeos, una vez traída la cantidad contratada por Turquía. El acceso al gas de Turkmenistán resulta mucho más problemático, en la medida en que depende de una competencia a tres niveles difícil de

---

<sup>(9)</sup> Al respecto, ver RUIZ GONZÁLEZ, Francisco J., "Geopolítica del gas: las novedades en el corredor sur de suministro a la UE", Documentos de Análisis del IEEA, n° 10/2012, disponible en [http://www.ieea.es/Galerias/fichero/docs\\_analisis/2012/DIEEEA10-2012\\_FJRG\\_Geopolitica\\_del\\_gas\\_las\\_novedades\\_en\\_el\\_corredor\\_sur\\_de\\_suministro\\_a\\_la\\_UE.pdf](http://www.ieea.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2012/DIEEEA10-2012_FJRG_Geopolitica_del_gas_las_novedades_en_el_corredor_sur_de_suministro_a_la_UE.pdf)

---

despejar: entre la UE y China por conseguir suministros de Turkmenistán; entre Turkmenistán y Azerbaiyán por abastecer el mercado europeo, y entre Turkmenistán y Rusia por la política rusa referida al tránsito del gas turkmeno. Al igual que la anterior, esta sección dedica sendos subapartados a la problemática de los corredores de petróleo y gas.

- *Corredores de petróleo*

Las infraestructuras de transporte de petróleo en el Cáucaso Sur están dedicadas básicamente a la exportación del crudo del supercampo ACG y los demás campos azeríes, aunque también acoge una pequeña parte de las exportaciones de Kazajstán. En total, la capacidad del conjunto del sistema supera los 1,6 mbd, y sin contar la ruta rusa los 1,4 mbd; esa capacidad puede ser además ampliada en 0,4 mbd con facilidad. Por tanto, resulta más que suficiente para acomodar la producción actual y esperada azerí en las próximas décadas: 1 mbd actuales, 1,2 mbd en 2015-2020, declive suave hasta 2030 y fuerte después. De hecho, cuenta incluso con capacidad ociosa para transportar crudo kazajo en cantidades superiores a las actuales (en 2009, unos 65.000 barriles/día [AIE, 2010]).

Entre las estrategias de diversificación de Kazajstán se incluye potenciar sus exportaciones de crudo por la ruta del Cáucaso Sur, lo que supondría expandir su capacidad. Sin embargo, la secuencia esperada de entrada en producción de los grandes campos kazajos sucede en el tiempo al pico de producción del ACG. La producción de Kazajstán hace *plateau* a partir de 2025, justo cuando se inicia el declive del ACG. En consecuencia, no tiene sentido económico aumentar la capacidad de transporte, sino optimizar en el tiempo su rendimiento: acomodar las exportaciones azeríes ahora y las kazajas después. Ese planteamiento permite a Kazajstán aprovechar el exceso de capacidad del corredor, siempre que Azerbaiyán no haga nuevos descubrimientos.

El mapa 6-2 (y en mayor detalle el mapa 6-3) recoge los tres oleoductos existentes en la actualidad, BTC, Bakú-Novorossiysk, y Bakú-Supsa, a los que hay que añadir la ruta ferroviaria Bakú-Kulevi. El principal oleoducto, y el más conocido, es el Bakú-Tiflis-Ceyhán (BTC), el icono occidental de la denominada *pipeline politics* o *pipeline diplomacy*, como los gasoductos Nord Stream y Turkmenistan-China pueden serlo de Rusia y China, respectivamente. La historia del BTC es bien conocida y no es necesario repetirla aquí salvo en sus elementos esenciales<sup>(10)</sup>. Se concibió bajo una visión estratégica: EE. UU. quería apoyar la independencia de las nuevas repúblicas exsoviéticas frente a Rusia dándoles acceso directo a los mercados

<sup>(10)</sup> Un relato reciente se encuentra en Yergin (2011).

internacionales de crudo, al tiempo que entendía que el Caspio supondría la llegada al mercado de nuevos recursos a través de nuevas rutas, reduciendo la vulnerabilidad del sistema energético mundial a las decisiones de Rusia, la OPEP, o sus grandes productores. Debe destacarse que el destino del crudo exportado por el BTC es básicamente el mercado europeo.

Pero a esa visión se añadió la existencia de recursos recuperables significativos, aunque no tanto como se esperó en un primer momento. Aunque la visión estratégica no se vio enteramente acompañada por los recursos descubiertos y supuso un cambio menor al esperado en los equilibrios de la geopolítica de la energía, los recursos fueron explorados, y son producidos y exportados por varias compañías internacionales lideradas por BP. El resultado es un oleoducto de casi 1.800 km que une la terminal azerí de Sangachal en el Caspio con el puerto mediterráneo turco de Ceyhán a través de Georgia. Fue construido y está operado por la BTC Co., un consorcio de once empresas liderado por BP (30,1%), que gestiona el BTC bajo una estructura de participación muy similar a la del campo ACG. Su coste alcanzó los 4.000 millones de dólares; los principales socios son SOCAR (25%), Chevron (8,9%), Statoil (8,7%), TPAO (6,5%), Eni y Total (5% cada una).

Mapa 6-2. Corredores de gas y petróleo en el Cáucaso Sur



Fuente: SOCAR, <http://www.socar-germany.de/eng/socar/scp.html>. Accedido el 4 de febrero de 2012.

Desde su inauguración en 2006, el BTC es la ruta principal de exportación de crudo del Cáucaso Sur, con una capacidad de 1,2 mbd que puede ser ampliada a 1,6 mbd añadiendo nuevas estaciones de bombeo. De hecho,

el BTC opera por debajo de su capacidad: en 2009 apenas transportó 0,8 mbd debido a la paralización de la producción en el ACG por una fuga de gas. El exceso de capacidad tiene implicaciones sobre la tarifa de transporte, pues esta se calcula en base a un retorno garantizado a la inversión: a menor crudo transportado, mayor tarifa, lo que ha desviado por ejemplo crudo kazajo hacia otras rutas. Pese a ello, en 2010 el BTC ha seguido transportando crudo de Kazajistán y de Turkmenistán, aunque en pequeñas cantidades.

Además del impacto económico que supone sobre Azerbaiyán al permitirle exportar su crudo, el BTC proporciona unos ingresos sustanciales a Georgia y Turquía en concepto de peajes de tránsito, además de reducir considerablemente la congestión de petroleros que padecen el Bósforo y los Dardanelos, evitando el paso de unos 350 petroleros al año. Pese a evitar ambos *choke points* y el tránsito por la conflictiva región del Cáucaso Norte, el BTC no está exento de riesgos geopolíticos. Pese a estar enterrado, el 8 agosto de 2008 fue objeto de un ataque reivindicado por el Partido de los Trabajadores del Kurdistán (PKK), región situada en los límites de su recorrido turco.

Asimismo, como discurre a apenas unos kilómetros de Osetia del Sur, la invasión rusa de dicha región separatista retrasó el reinicio de los suministros hasta finales de agosto de ese mismo año. Aunque en ningún momento las tropas rusas amenazaron el oleoducto, se produjo una situación de gran nerviosismo entre los gobiernos y las compañías occidentales sobre la seguridad de suministro del BTC (y del gasoducto que corre en paralelo, como veremos). El cierre temporal provocó que el Gobierno azerí redirigiese sus exportaciones de crudo por la ruta rusa en plena protesta internacional por la actitud rusa en Osetia, aumentando la desconfianza sobre el compromiso azerí con los consumidores europeos. Estas incertidumbres geopolíticas también se proyectan sobre las demás rutas menores existentes, que además cuentan con el defecto de obligar al crudo a transitar por los estrechos turcos.

El oleoducto Bakú-Novorossiysk, más conocido como la Ruta Norte o ruta temprana (*Northern Early Oil Pipeline*) es un oleoducto de unos 1.300 km que discurre entre la terminal de Sangachal, en la costa del Caspio al sur de Bakú, y la de Novorossiysk, en la costa rusa del mar Negro. En su recorrido discurre por Dagestán y Chechenia, aunque la segunda se bordea gracias al denominado “atajo checheno” (*Chechen bypass*). Recibe su nombre del hecho de ser concebido como la ruta del primer petróleo explotado en el ACG, y por eso su capacidad es reducida, apenas 0,1 bcm, y no hay planeada ninguna ampliación. La sección azerí está operada por SOCAR, y la rusa por Transneft, fruto de un contrato firmado en 1996 entre ambas

---

compañías y el consorcio que explota el ACG liderado por BP (AIOC-Azerbaijan International Operating Company). La exportación comenzó en octubre de 1997.

Esta ruta se beneficia de unas tarifas muy competitivas, pero a expensas de soportar primas de riesgo elevadas por los territorios por los que discurre y, sobre todo, por la gestión de Transneft. El sistema de oleoductos ruso carece de un sistema de compensación de calidades, por lo que las exportaciones de crudo ligero azerí no pueden ser compensadas por su pérdida de valor al mezclarse en el sistema de Transneft con crudos rusos de menor calidad (más pesados y azufrados). A esto se añade la voluntad de Azerbaiyán y los socios del ACG de no dejar la ruta de las exportaciones de crudo en manos de Rusia. En diciembre de 2006 Azerbaiyán anunció que dejaba de exportar su crudo por el oleoducto tras una disputa con Rusia sobre los suministros de gas natural. En 2007 la AIOC dejó de utilizar el oleoducto, básicamente debido a la entrada en funcionamiento del BTC, y solo SOCAR ha continuado exportando cantidades cada vez menores de crudo por aquel.

La segunda alternativa en el tiempo fue el oleoducto Bakú-Supsa, que finaliza en la terminal del mismo nombre en la costa georgiana del mar Negro, un corredor más conocido como la ruta occidental (*Western Export Route*) que en realidad es un reacondicionamiento de secciones ya existentes construidas en la época soviética. Fue terminado en 1999 con una longitud de más de 800 km y una capacidad similar al anterior, de unos 0,1 mbd, aunque llegó a transportar 0,15 mbd en 2003. Transporta exclusivamente el crudo del ACG y está operado por BP en el marco de un contrato trilateral entre la AIOC, SOCAR y el Gobierno georgiano. Se inauguró en 1999 y costó más de 550 millones de dólares. En 2006 se detuvo el transporte de crudo y se llevaron a cabo reparaciones importantes, sobre todo, en los segmentos construidos en época soviética, incluyendo un cambio de ruta en una de las secciones del oleoducto. El 6 de agosto de 2008 se reiniciaron las exportaciones a tiempo de recanalizar parte de las exportaciones azeríes afectadas por la explosión del BTC de ese mismo año; el 12 de agosto fue cerrada de nuevo por BP, debido al conflicto de Osetia del Sur. Posteriormente ha sido retomada como una de las rutas de exportación del ACG.

A los oleoductos mencionados se une la ruta ferroviaria Bakú-Kulevi/Batumi (RAIL), que une Bakú con las terminales georgianas de Kulevi y Batumi en el mar Negro y tiene una capacidad de unos 0,22 mbd. Esos microcorredores incluyen también otras infraestructuras, como las terminales de carga o las instalaciones de almacenamiento, que coinciden con el origen/destino de los oleoductos. Los propios oleoductos (como los

---

gasoductos) tienen estaciones de bombeo (o de compresión) a lo largo de su recorrido. En la práctica, tras la entrada en funcionamiento del BTC este conjunto de microcorredores ha cumplido una función de respaldo o redundancia como rutas alternativas o suplementarias al BTC.

Como se apuntó en la sección anterior, Kazajstán es el único productor de la región con potencial para convertirse en un gran exportador mundial de crudo y el único del que se esperan aumentos de producción significativos, más petróleo “nuevo”. En el escenario de Nuevas Políticas de la AIE (2010), pasaría de una producción de 1,7 mbd en 2010 a una previsión de 4 mbd hacia 2025, siempre en función de los progresos experimentados en Kashagan. De hecho, junto a las fuertes incertidumbres sobre el marco legal y regulatorio y la operación de los proyectos de exploración y producción, el principal reto lo constituye la insuficiente capacidad de exportación para canalizar el crudo que se espera producir para 2015.

Las opciones pasan por seguir dependiendo de manera acrecentada de las rutas rusas, o por ampliar la capacidad de exportación hacia China y/o los mercados europeos a través del Cáucaso Sur. Aunque este trabajo se centra en el Cáucaso, es necesario mencionar al menos las alternativas rusa y china. Como ya se apuntó, la ruta rusa concentra el 75% de las exportaciones kazajas de crudo: unos 0,3 mbd por el oleoducto Atyrau-Samara y unos 0,65 mbd por el Caspian Pipeline Consortium (CPC) que une Tengiz con Novorossiysk. Ambos oleoductos arrastran retrasos en las decisiones necesarias para ampliar su capacidad a aproximadamente el doble de la actual. A ellos se suman varias rutas ferroviarias con una capacidad de unos 0,25 mbd, con capacidad de ampliación hasta los 0,5 mbd. El oleoducto Kazajstán-China alcanzó su capacidad máxima a principios de 2011, unos 0,24 mbd, y ha costado unos 3.000 millones de dólares. Otra ampliación hasta los 0,4 mbd está prevista para 2015, aunque se planean ulteriores expansiones en su capacidad conforme se desarrolle la producción de Kashagan.

La capacidad de las rutas mencionadas deja, por tanto, espacio para la diversificación hacia el corredor del Cáucaso Sur. En 2009 menos del 20% de las exportaciones de crudo de Kazajstán (unos 0,22 mbd) fueron transportados a través del Caspio con destino a Azerbaiyán, Rusia e Irán. El proyecto del Sistema de Transporte Caspio de Kazajstán (KCTS) planea un desarrollo importante de esos flujos, pero sobre todo del corredor del Cáucaso Sur hacia el Mediterráneo. La idea es construir un oleoducto de unos 750 km entre el campo de Kashagan y una nueva terminal en Kuryk, desde donde el petróleo sería transportado por una nueva flota de petroleros de unas 60.000 tm que sustituiría a la actual, formada por barcos pequeños y obsoletos. El destino sería Azerbaiyán, para allí conectar con el BTC. La

---

capacidad del KCTS podría alcanzar primero los 0,5 mbd para expandirse después hasta 1 mbd para acomodar la producción entrante de Kashagan.

Aunque se ha avanzado en las negociaciones, éstas plantean muchas dificultades. En primer lugar, aunque se ha alcanzado un acuerdo intergubernamental entre Azerbaiyán y Kazajstán, con la participación de SOCAR y KazMunaiGaz, se trata de un sistema logístico complejo que entraña muchos problemas en materia de participación, propiedad, financiación y operación del sistema. Hasta ahora el KCTS se ha beneficiado de la pasividad de Rusia, o mejor de su renuencia a aumentar la capacidad del CPC. Pero un cambio de decisión para expandirlo dañaría seriamente las perspectivas económicas del KCTS. Las negociaciones entre los gobiernos y las empresas implicadas serán también complicadas.

En todo caso, Azerbaiyán, Georgia y Turquía están interesadas en aprovechar al máximo la capacidad del BTC (que permanece infrautilizado), y algo semejante pasa con Kazajstán, que quiere diversificar y aumentar sus exportaciones. Lo mismo sucede con las grandes empresas que operan el oleoducto y los campos de ACG (estos mediante consorcios muy similares tras los cuales está BP) y las que explotan los recursos de Kashagan. Pese a ello, según la AIE (2010), hasta 2020 el grueso de la nueva capacidad de transporte provendrá de los corredores rusos, y sólo después, y hasta 2025, se contaría con nueva capacidad en el corredor transcaspiano. Según la AIE, la ruta transcaspiana del KCTS podría alcanzar su plena capacidad hacia 2020-2025, con unos 1,1 mbd, alrededor del 25% de las exportaciones netas de Kazajstán en esa fecha.

Una vez más, debe destacarse que a las consideraciones geopolíticas deben sumarse las económicas. El beneficio neto tras descontar los costes de transporte (*netback*) favorece la ruta del Cáucaso Sur para el petróleo de Azerbaiyán y el CPC para Kazajstán. El mayor *netback* (más de 70 dólares por barril) se obtiene en el oleoducto Bakú-Supsa, seguido de cerca por el BTC. Las demás rutas del petróleo azerí son más costosas y proporcionan menos de 70 dólares por barril: el *swap* con Irán, por ferrocarril o la Ruta Norte a Novorossiysk. Para Kazajstán los mayores costes de transporte se traducen en un *netback* menor: los costes por el corredor del Cáucaso Sur se sitúan alrededor de los 65 dólares por barril, entre los 67 del CPC y unos 62 para China (AIE, 2010).

- *Corredores de gas natural*

El análisis de los corredores de gas natural mantiene a Azerbaiyán como el proveedor más importante del Caspio para los mercados europeos, seguido esta vez de Turkmenistán como potencial suministrador futuro. El gas de

---



Kazajstán no parece fácilmente comercializable a través del Caspio y no hay previsiones firmes al respecto. Buena parte de la discusión europea parece centrarse en conseguir el acceso a los recursos de Turkmenistán. Al igual que ocurría con el crudo de Kazajstán, parece importante prever los futuros proveedores sin desatender a los actuales y más inmediatos. La producción de gas de Azerbaiyán destinada a la exportación se dirige, y seguirá haciéndolo en el futuro, hacia Georgia, Turquía y, en el futuro, entroncando con el Corredor Sur del gas, también Europa. Las perspectivas sobre el destino final del gas turkmeno son más inciertas. Pero precisamente de ellas depende el diseño y el alcance del Corredor Sur del gas.

En la actualidad está en funcionamiento un gasoducto, el *South Caucasus Pipeline-SCP*, construido para exportar la producción de Shah Deniz I al mercado turco. El SCP discurre en paralelo al BTC, aprovechando sus derechos de tránsito, hasta el interconector turco de Erzurum (véanse los mapas 6-2 y 6-3), donde enlaza con la red turca mediante un nuevo gasoducto construido por BOTAS. Con una capacidad de 8 bcm/años, puede ser ampliada a 20 bcm/año para acomodar la producción de Shah Deniz II, que se estima puede estar en producción para finales de 2016. En junio de 2010, Azerbaiyán y Turquía firmaron un acuerdo que asigna 6 bcm/año de la segunda fase de Shah Deniz al mercado turco (que podrían ser reexportados) y especifica las condiciones de tránsito de 8,5 bcm/año adicionales destinados a los mercados europeos.

En este punto entronca la discusión del proyecto Nabucco (mapa 6-4). Nabucco contempla una capacidad inicial de 8 bcm/año (suficiente para acomodar la asignación europea de Shah Deniz II) ampliable a 25-31 bcm/año. Esa ampliación no puede ser cubierta con la producción azerí. Tampoco, al menos por el momento, con los recursos iraníes, iraquíes (kurdos) ni egipcios; el desarrollo de los nuevos campos *offshore* de gas de Israel, Líbano, Gaza y Chipre no estaba contemplado como potencial fuente de Nabucco. La única alternativa es Turkmenistán.

La Comisión ha intentado agregar suficiente demanda europea de gas para convencer a Turkmenistán de sustituirla por sus exportaciones a Rusia o China, mediante el proyecto de una Corporación de Desarrollo del Caspio (CDC), que agruparía la demanda europea de todos los gasoductos en proyecto en el sudeste de Europa en ese momento (Nabucco, el Interconector Turquía-Grecia-Italia-ITGI, y el gasoducto Trans-Adriático-TAP). La idea era presentar una oferta conjunta y única de compra de gas a largo plazo a Turkmenistán para poder obtener la financiación necesaria para transportar el gas turkmeno hasta Bakú.

En enero de 2011 el presidente Barroso y el Comisario Oettinger viajaron a Bakú y Ashgabat para reunirse con los presidentes Aliyev y

Berdimuhamedov. En Bakú, el presidente Barroso firmó una declaración conjunta con el presidente Aliyev en apoyo de la asignación de los recursos disponibles de gas azerí, pero la variable turkmena no pudo ser despejada. Finalmente, el 12 de septiembre de 2011 la UE emitió un mandato para que la Comisión negocie un tratado vinculante con Azerbaiyán y Turkmenistán para construir un sistema de gasoductos transcaspianos (Trans Caspian Pipeline System-TCPS), básicamente un gasoducto submarino que conecte Turkmenistán con Azerbaiyán, además de algunos de sus campos de gas *offshore* del Caspio. Se trata de la primera vez en que la UE propone un tratado para apoyar un proyecto de infraestructuras. El tratado incluiría los compromisos entre la UE y los dos países del Caspio, los acuerdos bilaterales necesarios entre estos dos últimos para la construcción y operación del gasoducto, el marco legal y regulatorio aplicable al gas transportado, y el reconocimiento de acuerdos comerciales.

Esta propuesta afronta varias incertidumbres. En primer lugar, las objeciones de la Dirección General de Competencia de la Comisión, pues es un claro ejemplo de *cartel* de compradores. Tampoco está clara la voluntad política de Azerbaiyán y Turkmenistán de asegurar un corredor transcaspiano dadas las disputas sobre delimitación marítima entre ambos países. Y, por supuesto, el litigio con Rusia e Irán sobre la naturaleza jurídica del Caspio, que se plasma en la oposición al tendido de gasoducto alguno en el lecho del Caspio, en el caso de Rusia alegando razones medioambientales.

Pero tal vez las mayores incertidumbres se den del lado del *upstream* en Turkmenistán: el CDC está negociando flujos de unos 30 bcm/año, muy superiores a la producción esperada del *offshore* turkmeno, que como se vio sería el único accesible a medio plazo para un sistema de transporte transcaspiano. Ello requeriría contar con la producción de los campos del interior del país, pero estos se encuentran fuera del alcance de las compañías internacionales, con la única excepción de la CNPC, que pretende destinar esa producción hacia China. En este contexto no queda claro cómo Turkmenistán podrá garantizar el gas necesario que justifique la construcción de nuevas infraestructuras de transporte y permita su financiación.

El último episodio del libreto de Nabucco es la irrupción de BP, operadora de Shah Deniz y del SCP, en la competencia por hacerse con el gas transportado por el Corredor Sur hasta Europa. En septiembre de 2011 y coincidiendo con el mandato de la Comisión para negociar el TCPS, BP propuso un nuevo gasoducto, el South-East Europe Pipeline (SEEP). Se trata de una versión reestructurada y redimensionada del Nabucco, pero que evita las inversiones de éste (más de 10.000 millones de dólares), aprovechando los inter-conectores existentes en el sudeste de Europa. A diferencia del Nabucco y sus más de 4.000 km, el SEEP sólo tendría

---

1.300 km. Al igual que sus otros competidores (ITGI y TAP) su capacidad es de unos 10 bcm, pensada para exportar la producción de Shah Deniz II, pero no el gas de Turkmenistán.

## ■ CONSIDERACIONES FINALES

De las secciones anteriores se derivan algunas conclusiones relevantes, tanto sobre los corredores de gas como de petróleo. Tal y como ya se ha apuntado, el objetivo estratégico de la Comisión Europea estriba en que el Corredor Sur abastezca entre el 10% y el 20% de la demanda europea de gas para 2020, es decir, entre 50 y 90 bcm al año. Los datos aportados muestran que el Caspio no puede proporcionar esas cantidades, ni siquiera situarse en la franja inferior de dicho objetivo. Según la AIE (2011, tabla 9.1), la exportaciones de gas de los cuatro países del Caspio considerados alcanzarían en 2020 los 100 bcm, pero sólo 34 bcm estarían disponibles para los mercados europeos y el Corredor Sur (de los que habría que deducir los destinados a Turquía); el principal destino sería China (básicamente gas de Turkmenistán) con unos 37 bcm, mientras que 23 bcm se exportarían a Rusia<sup>(11)</sup>.

Para 2035, la AIE (2011) prevé una demanda de gas de la UE de 515 bcm. Mantener el objetivo para el Corredor Sur en el 10-20% equivale a unas exportaciones de la región hacia la UE de unos 50-100 bcm, mientras que la AIE estima que su capacidad de exportación hacia el Corredor Sur sería de 42 bcm. Es decir, aunque en el muy largo plazo las previsiones apuntan a una aproximación al objetivo de la Comisión, este parece inalcanzable para 2020. En consecuencia, y pese a los esfuerzos de la Comisión, parece imponerse un redimensionamiento a la baja del Corredor Sur del gas que responda a las capacidades de producción del Caspio, puesto que los otros suministradores potenciales (Irán, Iraq, Egipto) no se encuentran actualmente, ni probablemente en el corto plazo, en disposición de asegurar el acceso a sus recursos.

Esto apunta a un redimensionamiento del Corredor Sur del gas a favor de los proyectos alternativos a Nabucco, menos integradores y ambiciosos políticamente, pero más pragmáticos y viables económicamente. A los ya mencionados se ha añadido en los últimos meses una propuesta de gasoducto impulsada por BP, de magnitudes similares a las alternativas a Nabucco, pero con la fuerza de ser propuesta por el operador de Shah Deniz. Nabucco también afronta la competencia rusa del proyecto *South Stream*. Aunque su tratamiento no es objeto de estas páginas, debe

---

<sup>(11)</sup> Las magnitudes se refieren al escenario de Nuevas Políticas de la AIE, que este organismo suele utilizar como referencia. En otros escenarios las cifras varían, pero no en perspectiva comparativa con otros productores, y por tanto las implicaciones apenas sufren alteración alguna.

---

destacarse que el gas de Azerbaiyán y Turkmenistán significaría para Europa gas “nuevo” (nuevos recursos) de nuevos proveedores y por nuevas rutas, mientras que en el caso del *White Stream* se trata del mismo gas, por distinta ruta, pero con el mismo proveedor.

En lo que respecta al petróleo, y pese a los proyectos para tender nuevos corredores de exportación de crudo desde el Caspio, tanto hacia Oriente (oleoducto Kazajstán-China) como hacia Occidente (BTC), Rusia seguirá constituyendo la ruta de tránsito de más de la mitad del petróleo exportado por los productores del Caspio. Ello se debe a que las tres cuartas partes de petróleo exportado por Kazajstán, el mayor productor de los cuatro países del Caspio analizados, trascurren actualmente por Rusia. La expansión del Caspian Pipeline Consortium (CPC) desde el puerto de Atyrau en la costa del Caspio kazajo hasta Novorossiysk en la costa rusa del mar Negro reforzará el papel de Rusia como ruta de tránsito del crudo de Kazajstán.

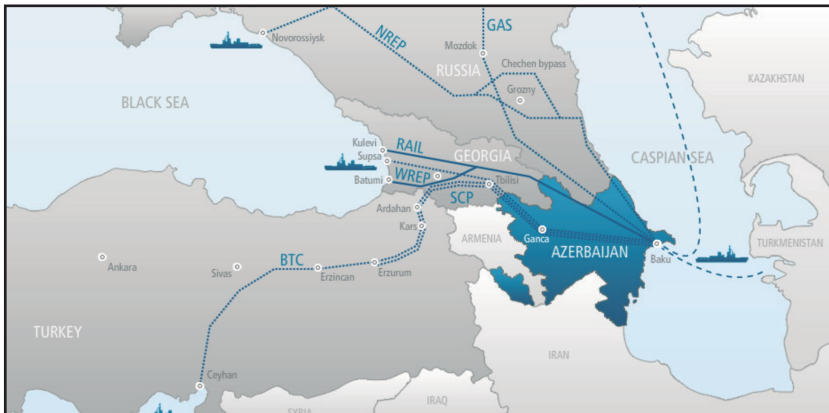
Por otro lado, las perspectivas sobre la expansión de la producción de petróleo de Kazajstán también son inciertas, básicamente por las dudas sobre la entrada en producción de la segunda fase del campo de Kashagan. El escenario de Nuevas Políticas de la AIE (2011) proyecta un aumento de la producción de Kazajstán desde 1,6 mbd en 2010 a 2,3 mbd en 2020 y 3,9 mbd en 2035. El grueso de esta nueva producción se destinará a la exportación, pero el objetivo de Kazajstán es, junto a la ampliación de la ruta China mediante la ampliación del oleoducto Kazajstán-China, diversificar el tránsito por Rusia del crudo destinado a la UE por la ruta del Cáucaso Sur.

La racionalidad económica de la ruta del Cáucaso puede verse afectada por el hecho de que Rusia dispondrá de capacidad excedente con dirección oeste en su sistema de oleoductos hacia 2020, debido al declive de su propia producción. Ello le permitiría optimizar el uso de las infraestructuras existentes y, sobre todo, ofrecer tarifas de transporte muy competitivas y difíciles de superar por el corredor del Cáucaso Sur. Por ello, lo previsible es que la producción de Tengiz siga transitando por el CPC y sólo pueda contarse con una parte probablemente menor de la eventual producción de Kashagan para su transporte por la ruta del Cáucaso Sur. El BTC seguiría estando ocupado por el crudo del campo azerí ACG. Es decir, a diferencia de lo que ocurre con el gas, el corredor de petróleo del Cáucaso Sur no plantea grandes expectativas de crecimiento, aunque seguirá consistiendo en un mecanismo de diversificación de los suministros para los consumidores europeos.

En su conjunto, el Cáucaso Sur supone un corredor estratégico para el aprovisionamiento europeo de gas y petróleo, y las perspectivas apuntan a que su importancia tenderá a aumentar en el futuro. El corredor del

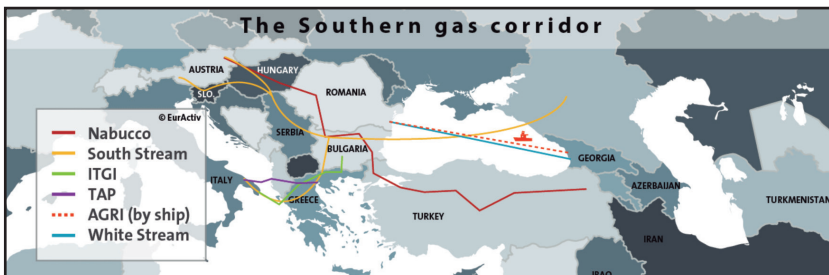
Cáucaso permite el acceso a los mercados mundiales, y europeos, de nuevos recursos de gas y petróleo del Caspio, y supone, por tanto, un factor de diversificación muy importante en un mercado mundial marcado por una reducida capacidad ociosa de producción y una demanda tendencialmente creciente en los países emergentes y en desarrollo. Pero el Cáucaso no parece poder cumplir las expectativas levantadas tras la caída de la Unión Soviética en términos de producción ni, tampoco, de capacidad de transporte. Puede contribuir a reducir la vulnerabilidad energética europea, pero solo de manera limitada. Al menos no en la medida suficiente como para no profundizar el foco de la política energética exterior europea en los países axiales del mercado mundial y regional de hidrocarburos a largo plazo: Rusia y el golfo Pérsico, entre los primeros; y, a nivel regional y en un segundo nivel, el Norte de África y los nuevos recursos del Mediterráneo oriental.

**Mapa 6-3. Azerbaiyán: Corredores de gas y petróleo**



Fuente: SOCAR. <http://www.socartrading.ch/en/export-options-104.html>. Accedido el 9 de febrero de 2012.

**Mapa 6-4. El Corredor Sur del gas**



Fuente: Euractiv. <http://www.euractiv.com/energy/europes-southern-gas-corridor-great-pipeline-race-links-dossier-498558>. Accedido el 4 de febrero de 2012.

**■ ACRÓNIMOS**

ACG	Azerí-Chirag-Guneshli
AIE	Agencia Internacional de la Energía
AIOC	<i>Azerbaijan International Operating Company</i>
bcm	billion cubic meters (miles de millones de m <sup>3</sup> )
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BERD	Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo
BG	British Gas
BP	British Petroleum
BTC	Bakú-Tiflis-Ceyhán (oleoducto)
CAC	Central Asia Center (gasoducto)
CAC	Central Asia-China (gasoducto)
CDC	Corporación de Desarrollo del Caspio
CNPC	China National Petroleum Corporation
CPC	Caspian Pipeline Consortium (petróleo)
EIA	(US) Energy Information Administration
GNL	Gas Natural Licuado
IFC	Corporación Financiera Internacional
ITGI	Interconector Turquía-Grecia-Italia (gasoducto)
KCTS	Sistema de Transporte Caspio de Kazajstán (petróleo)
NG-3	Natural Gas Route 3
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PSA	Production Sharing Agreements
SEEP	South-East Europe Pipeline (gasoducto)
SCP	South Caucasus Pipeline (gasoducto)
SOCAR	State Oil Company of Azerbaijan Republic
TAP	Trans-Adriatic Pipeline (gasoducto)
TAPI	Turkmenistán-Afganistán-Pakistán-India (gasoducto)
TCO	TengizChevrOil
TCPS	Trans Caspian Pipeline System (gasoductos)
TPAO	Türkiye Petrolleri AO

---

## ■ BIBLIOGRAFÍA

- ADEEBFAR (2005). *Geopolitical Dimensions of the Main Export Pipeline in the Caspian Region*, Institute for International Energy Studies, Teherán.
- AIE (2010). *World Energy Outlook 2011*, París.
- AIE (2010). *World Energy Outlook 2010*, París.
- ARTEAGA, F. y G. ESCRIBANO (2012). “Irán y el cierre del Estrecho de Ormuz: analizando los riesgos militares y energéticos”, *ARI del Real Instituto Elcano*, n.º 5/2012.
- BAHGAT, G. (2007). “Prospects for energy cooperation in the Caspian Sea”, *Communist and Post-Communist Studies*, Vol. 40, pp. 157-168.
- BARYSCH, K., ed. (2011). *Green, safe, cheap. Where next for EU energy policy?*, Center for European Reform, [www.cer.org.uk](http://www.cer.org.uk)
- BARYSCH, K. (2010). “Should the Nabucco pipeline project be shelved?” CER Policy Brief, mayo, [www.cer.org.uk](http://www.cer.org.uk)
- BENAVIDES, P. (2010). “Las relaciones entre la Unión Europea y Rusia en el ámbito de la energía”, en J. M. Beneyto y C. Powell (eds.) *Unión Europea y Rusia ¿Competencia o Cooperación?* Madrid: Biblioteca Nueva, Madrid, pp. 209-225.
- BENAVIDES, P. (2011). “Infraestructuras energéticas en la Unión Europea. El gasoducto Nord Stream en marcha”, *Cuadernos de Energía*, n.º 33, diciembre.
- BENEYTO, J. M. y C. POWELL, eds. (2010). *Unión Europea y Rusia ¿Competencia o Cooperación?* Madrid: Biblioteca Nueva.
- BILGIN, M. (2009). “Geopolitics of European natural gas demand: Supplies from Russia, Caspian and the Middle East”, *Energy Policy*, vol. 37, n.º 11.
- BOONSTRA, J. y N. MELVIN (2011). “Challenging the South Caucasus security deficit”, FRIDE Working Paper n.º 108, abril.
-

- BUCHAN, D. (2011). “Expanding the European dimension in energy policy: the Commission’s latest initiatives”, SP n.º 23, Oxford Institute for Energy Studies.
- CORNELL, S. E. (2011). “The Caucasus in Limbo”, *Current History*, octubre, pp. 283-289.
- CORNELL, S. E. (2009). “Pipeline Power: The War in Georgia and the Future of the Caucasian Energy Corridor”, *Georgetown Journal of International Affairs*, winter/spring, pp. 131-139.
- DELCOUR, L. y H. DUHOT (2011). “Bringing South Caucasus Closer to Europe: Achievements and Challenges in ENP Implementation”, Natolin Research Paper nº 3/2011, College of Europe.
- EIA - [US] Energy Information Administration (2012a). *Azerbaiyán: Country Analysis Brief*, January. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AJ> Accedido el 3 de febrero de 2012.
- EIA (2012b). *Uzbekistán: Country Analysis Brief*, January. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=UZ> Accedido el 3 de febrero de 2012.
- EIA (2012c). *Turkmenistán: Country Analysis Brief*, January. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TX> Accedido el 3 de febrero de 2012.
- EIA (2010). *Kazajistán: Country Analysis Brief*, November. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=KZ> Accedido el 3 de febrero de 2012.
- ESCRIBANO, G. (2012). “La hora de Europa, también en política energética exterior”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano n.º 2/2012, enero.
- ESCRIBANO, G. (2011). “Energía en el Norte de África: vectores de cambio”, Documento de Trabajo del Real Instituto Elcano nº 13/2011, junio.
- FINON, D. y C. LOCATELLI (2008). “Russian and European gas interdependence: Could contractual trade channel geopolitics?”, *Energy Policy*. 28 (1).
- HAGHIGHI, S.S. (2007). *Energy Security: The External Legal Relations of the European Union with Major Oil and Gas Supplying Countries*, Hart Publishing, Oxford.
-



- International Crisis Group (2011a). “Armenia and Azerbaijan: Preventing War”, Europe Briefing n.º 60, 8 de febrero.
- International Crisis Group (2011b). “Azerbaiyán: Vulnerable Stability”, Europe Briefing n.º 65, 8 de agosto.
- International Crisis Group (2010). “Georgia-Russia: Learn to Live like Neighbours”, *Europe Report* n.º 207, 8 de agosto.
- ISMAILZADE, F. (2011). “Azerbaiyán-Turkey Energy Cooperation: Back to a Strategic Agenda”, German Marshal Fund Policy Brief On Turkey, 16 de noviembre.
- KASSENOVA, N. (2009). “Kazajstán, the South Caucasus corridor and Georgia-Russia War”, FRIDE-EUCAM Policy Brief n.º 3, enero.
- KAZANTSEV, A. (2008). “Russian Policy in Central Asia and the Caspian Region”, *Europe-Asia Studies*, vol. 20 n.º 6, pp. 1073-1088.
- KONOPLYANIK, A. (2009). “Gas transit in Eurasia: transit issues between Russian and the European Union and the role of the Energy Charter”, *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 27 (3).
- LOUGH, J. (2011). “Russia’s Energy Diplomacy”, Chatham House Briefing Paper, mayo.
- MARÍN, J. M., J. GARCÍA-VERDUGO y G. ESCRIBANO (2011). *Energy Security for the EU in the 21st Century. Markets, Geopolitics and Corridors*, Routledge, Oxon y Nueva York.
- NIES, S. (2011). *Oil and Gas Delivery to Europe. An Overview of Existing and Planned Infrastructures*, Étude IFRI n.º 11, Serie Gouvernance Européenne et Géopolitique de l’Énergie.
- NIXEY, J. (2010). “The South Caucasus: drama on three stages”, en R. Niblett (ed.): *America and a Changed World: A Question of Leadership*, Chatham House, mayo.
- PARDO, O. (2008). “Literature Review on the Case Study of the Republic of Georgia”, EUPROX state-of-the-art Reports, n.º 1, July 2008. Bellaterra (Barcelona): Institut Universitari d’Estudis Europeus.
-

- PFLÜGER, F (2012). "The Southern Gas Corridor: Reaching the Home Stretch", *European Energy Review*, 12 de enero. <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3455> Accedido el 9 de febrero de 2012.
- PFLÜGER, F. y A. DUERO (2011). "New stability and prospects for Kurdish oil and gas", *European Energy Review*, 5 de diciembre. <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3396> Accedido el 8 de febrero de 2012.
- RENNER, S. (2009). "The Energy Community of Southeast Europe: A Neo-Functionalist Project of Regional Integration", *European Integration online Papers*, vol. 13.
- SADEGH-ZADEH, K. (2008). "Iran's Strategy in the South Caucasus", *Caucasian Review of International Affairs*, vol. 2, n.º 1.
- SHAFFER, B. (2011). "Israel-New natural gas producer in the Mediterranean", *Energy Policy* 39, pp. 5379-5387.
- SIMURDIC, M. (2009). "The Energy Community: EU Energy Enlargement?", *International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs*, n.º 3.
- VASÁNCZKI, L. Z. (2011). "Gas Exports in Turkmenistan", Note de l'IFRI, noviembre, Serie Gouvernance Européenne et Géopolitique de l'Énergie.
- VIRA, V. y E. FITZGERALD (2011). "The US and Iran: Competition Involving Turkey and the South Caucasus", *Burke Report*, 4 de agosto, CSIS.
- WATKINS, E. (2012). "Cypriot government to challenge Turkey's drilling plans", *Oil&Gas Journal*, 20 febrero, p. 27.
- WISNIEWSKI, J. (2011). "EU Energy Diversification Policy and the Case of South Caucasus", *Political Perspectives*, vol. 5, n.º 2, pp. 58-79.
- YERGIN, D. (2011). *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*. Penguin Press.
- YENIKEYEFF, S. (2011). "Energy Interests of the 'Great Powers' in Central Asia: Cooperation or Conflict?", *International Spectator*, vol. 46, n.º 3.
- YOUNGS, R. (2009). *Energy Security. Europe's New Foreign Policy Challenge*, Routledge, Londres.
-

## COMPOSICIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO

- Coordinador:*       **D. DARÍO VALCÁRCEL LEZCANO**  
*Consejero-delegado de Estudios de Política Exterior S.A.*
- Vocal y Secretario:* **D. FRANCISCO JOSÉ RUIZ GONZÁLEZ**  
*Capitán de corbeta de la Armada (DEM)*  
Instituto Español de Estudios Estratégicos.
- Vocales:*
- D. ALEXANDER RUSETSKY**  
*Director del Instituto Regional de Seguridad del Cáucaso Sur (Georgia)*
- D.ª NATALIA SHAPOVALOVA**  
*Investigadora asociada de FRIDE*
- D.ª DENIZ DEVRIM**  
*Investigadora Asociada del CIDOB*  
Coordinadora de programa en Transparencia Internacional (México)
- D. JOSÉ LUIS CALVO ALBERO**  
*Coronel del Ejército de Tierra (DEM)*  
Estado Mayor Conjunto
- D. GONZALO ESCRIBANO FRANCÉS**  
*Director del Programa de Energía del RIE*  
Profesor de Economía Aplicada de la UNED
-