

Introducción

Este trabajo tiene como objetivo analizar el impacto geopolítico del desarrollo de los recursos no convencionales de petróleo y gas natural. Para ello, como paso previo, tras aclarar el significado del término "no convencional" y proceder a enumerar y definir las principales categorías de este tipo de hidrocarburos, se presenta una estimación de recursos a nivel global, al mismo tiempo que se evalúan sus costes potenciales de producción.

Una vez constatada su abundancia y la viabilidad económica de su extracción (sin internalizar los costes asociados a las emisiones de CO₂ generadas), el análisis se centra en la distribución geográfica de los recursos no convencionales de petróleo y gas, con el fin de averiguar si su localización geográfica puede representar un contrapeso a la actual concentración de los recursos convencionales en determinadas regiones del planeta.

Posteriormente, se procede a analizar las perspectivas de producción durante las próximas dos décadas, identificando los principales actores potenciales y evaluando la posibilidad de que los recursos no convencionales constituyan una alternativa real y duradera a la actual hegemonía de la OPEP y Oriente Medio en el caso del petróleo, y de esta última región y Rusia en el caso del gas.

Finalmente, se valoran los cambios que la producción de los hidrocarburos no convencionales podría introducir en el actual balance exportador-importador de los principales países y regiones, para de esta manera intentar reconocer cambios de dirección del flujo comercial del petróleo y del gas natural, así como las posibles tendencias de reorganización del actual mapa del comercio mundial y las posibles implicaciones que dicha reorganización podría tener sobre la seguridad de las rutas de suministro global.

La metodología empleada para cubrir los objetivos arriba citados ha consistido básicamente en el estudio pormenorizado y la síntesis de los datos y conclusiones presentadas en varios informes recientes publicados por la Agencia Internacional de la Energía¹.

Resulta oportuno destacar que, como sucede en cualquier estudio en el que se tratan cuestiones de prospectiva y de estimación de recursos del subsuelo, las cifras expuestas a lo largo de este trabajo, aunque pro-

¹ Recordemos que este es un organismo autónomo, con sede en París, fundado en 1974 como consecuencia del *shock* petrolero de 1973, dentro del marco de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE). Su objetivo es diseñar y llevar a la práctica un programa energético internacional. La AIE está integrada por los siguientes países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Dinamarca, España, EE. UU. de América, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Luxemburgo, Nueva Zelanda, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza y Turquía. La Comisión Europea también participa en los trabajos de la AIE.

vienen en su totalidad de fuentes de reconocida solvencia, no deben ser tomadas como valores exactos, sino más bien como orientaciones que permiten identificar determinadas tendencias.

Petróleos no convencionales

Consideraciones técnicas preliminares

¿Qué significa no convencional?

En la industria del petróleo y del gas no existe una definición universalmente aceptada de lo que se entiende por convencional o no convencional. En general, en un determinado momento, este último término se aplica a cualquier acumulación de petróleo o gas que requiera tecnologías de producción significativamente diferentes a las utilizadas mayoritariamente hasta entonces. Sin duda, esta acepción resulta imprecisa y demasiado ligada al factor tiempo. A largo plazo, como resultado de la evolución tecnológica, lo no convencional adquiere la categoría de convencional desde el momento en que una tecnología extractiva deja de ser una excepción para convertirse en norma.

Principales tipos de petróleos no convencionales

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el petróleo no convencional incluye las siguientes categorías (figura 1):

- I. Lutitas² con querógeno (*kerogen shales* u *oil shales*). Se trata de un tipo de rocas sedimentarias de grano fino (principalmente integradas por partículas de tamaño de la arcilla o limo) y de muy baja permeabilidad que contienen una mezcla de componentes orgánicos sólidos denominada querógeno, a partir de la cual, por calentamiento (hasta unos 500° C), pueden obtenerse hidrocarburos líquidos (*kerogen oil*). Las lutitas con querógeno son rocas madres inmaduras que no han llegado a producir petróleo porque durante su enterramiento no se han visto sometidas a las condiciones mínimas de temperatura requeridas para la génesis de petróleo o gas.
- II. Petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO). Se refiere a crudo ligero atrapado en rocas sedimentarias de baja permeabilidad y porosidad (lutitas, areniscas y calizas). Se trata de rocas madre de hidrocarburos, ricas en materia orgánica, que tras sufrir

² En este escrito no se traduce el término anglosajón *shale* por "esquisto" o "pizarra". La razón estriba en que estos dos últimos términos designan rocas metamórficas que, por definición, no contienen materia orgánica ni hidrocarburos. Las *shales* son rocas sedimentarias de grano fino y por ello preferimos traducir este término por "lutitas", un vocablo sedimentológico poco conocido pero técnicamente más correcto que el de esquisto o pizarra.

un proceso de maduración térmica adecuado han generado petróleo. Parte de este se encuentra todavía en la roca, aunque otra parte puede haber migrado verticalmente acumulándose en yacimientos convencionales. Como los fluidos no pueden moverse fácilmente a través de rocas de baja permeabilidad, la producción comercial del petróleo que contiene requieren de técnicas avanzadas como la fracturación hidráulica (o *fracking*) y la perforación de sondeos horizontales multilaterales.

- III. Arenas petrolíferas o arenas asfálticas (*oil sands* o *tar sands*). Son rocas sedimentarias no consolidadas mayoritariamente formadas por partículas de tamaño de la arena, aglutinadas por una variedad densa y extremadamente viscosa de petróleo, técnicamente conocida como *bitumen*. Existen varias tecnologías para extraer el bitumen de las arenas. Cuando estas están cerca de la superficie, se explotan mediante minería, usando enormes palas y camiones volquete. A continuación, se extrae el bitumen utilizando agua caliente y sosa cáustica, para finalmente tratarlo mediante un proceso (*upgrading*) que da lugar a un crudo sintético que se envía a una refinería. Cuando las arenas petrolíferas se encuentran a más profundidad (más de 75 m) en el subsuelo, se hace necesaria la perforación de pozos horizontales multilaterales y la inyección de agua caliente. Las mayores reservas y recursos de arenas petrolíferas se concentran en Canadá, principalmente en Alberta.

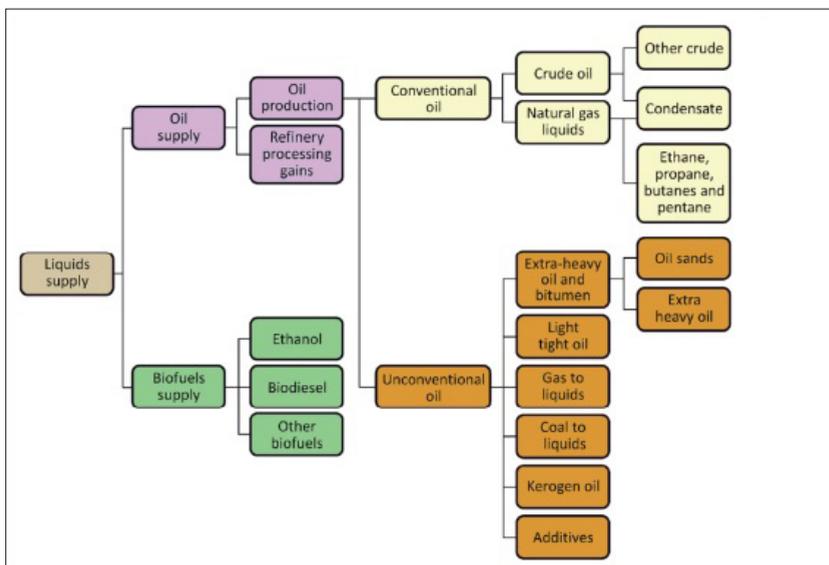


Figura 1. El suministro de combustibles líquidos y esquema de clasificación de estos utilizada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013).

- IV. Algunos expertos utilizan criterios de densidad del petróleo, o de gravedad API, para diferenciar los petróleos convencionales y no convencionales. Así, todos los petróleos con gravedad API por debajo de 20°, es decir, con una densidad superior a 0,934 gramos por centímetro cúbico, se consideran no convencionales, lo que incluiría en esta categoría, además de las arenas asfálticas mencionadas con anterioridad, los denominados petróleos extrapesados (*extra-heavy oils*). Se utilizan diversas técnicas avanzadas de perforación que consiguen reducir la viscosidad lo suficiente para que el petróleo pueda fluir a la superficie. La mayor acumulación de petróleos extrapesados se concentra en la Faja del Orinoco en Venezuela.
- V. Líquidos del carbón y del gas natural (*coal to liquids* o CTL y *gas to liquids* o GTL). Incluye combustibles sintéticos (*synfuels*) derivados de la conversión del carbón o del gas mediante la reacción de Fisher-Tropsch.

Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO₂)

A finales de 2011, sin contar los líquidos del carbón y del gas natural (CTL y GTL), las estimaciones de reservas y recursos³ recuperables de petróleo no convencional se situaban a escala global en torno a los $3,2 \times 10^{12}$ barriles (figura 2, tabla 2). Un volumen que supera ligeramente al de las reservas y recursos de petróleo convencional, aunque los cálculos sobre petróleos no convencionales son menos fiables ya que, en general, estos últimos han sido estudiados y explorados menos intensamente y existe menos experiencia sobre cómo explotarlos. Además, conviene tener presente que su producción comercial requiere la superación de considerables barreras técnicas, medioambientales, políticas y económicas.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Resources to reserves*, 2013), los costes de producción de los cerca de los $1,2 \times 10^{12}$ barriles de petróleo convencional extraídos hasta la fecha no han superado los 30 dólares. ¿Cuáles podrían ser los costes de producción de las restantes categorías de recursos de petróleo técnicamente recuperables pendientes de explotación?

³ Las reservas probadas son aquellas listas para ser extraídas de manera rentable con la tecnología y los precios existentes en una determinada fecha, mientras que los recursos recuperables son volúmenes estimados en base a diferentes hipótesis pendientes de confirmación mediante sondeos y pruebas de producción. Lo que significa que las estimaciones de recursos presentan siempre, por definición, un elevado grado de incertidumbre.

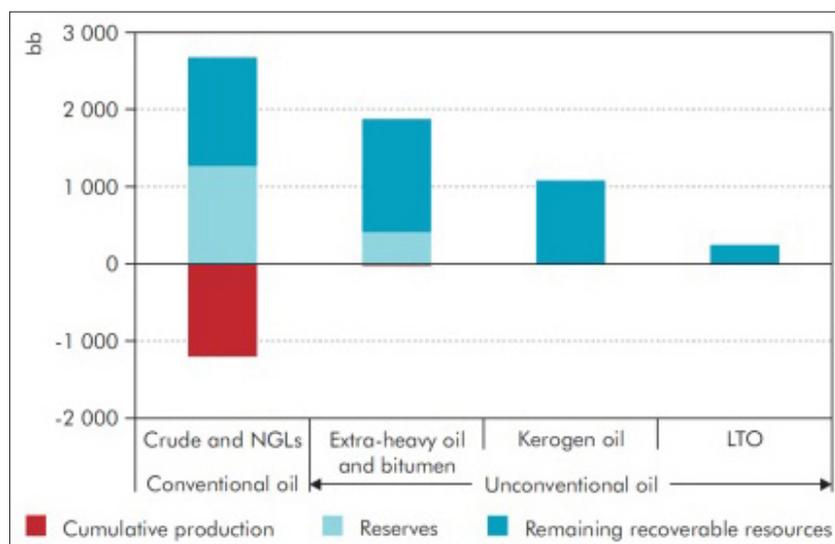


Figura 2. Producción acumulada, reservas y recursos recuperables de petróleo por explotar, tanto convencionales como no convencionales, a finales de 2011 y a escala global. Cifras en miles de millones de barriles (bb). (IEA, WEO 2012).

	Conventional			Unconventional				Total
	Crude oil	NGLs	Total	EHOB	Kerogen oil	Light tight oil	Total	
OECD	318	99	417	812	1 016	101	1 929	2 345
Americas	253	57	310	809	1 000	70	1 878	2 188
Europe	59	31	91	3	4	18	25	116
Asia Oceania	5	11	16	0	12	13	25	41
Non-OECD	1 928	334	2 261	1 069	57	139	1 264	3 526
E. Europe/Eurasia	352	81	433	552	20	14	586	1 019
Asia	95	26	121	3	4	50	57	178
Middle East	982	142	1 124	14	30	4	48	1 172
Africa	255	52	306	2	0	33	35	341
Latin America	245	32	277	498	3	37	538	815
World	2 245	433	2 678	1 880	1 073	240	3 193	5 871

Note: EHOB = extra-heavy oil and bitumen.

Tabla 1. Recursos técnicamente recuperables de petróleo por explotar, según tipos y regiones, a finales de 2011. Cifras en miles de millones de barriles (bb). (IEA, WEO 2012).

La figura 3 intenta responder de forma sintética a dicha cuestión. En el eje horizontal se representan el volumen potencial de recursos técni-

camente recuperables⁴ por explotar a largo plazo, salvo en el caso de los combustibles sintéticos derivados de los biocombustibles y del carbón (CTL) y del gas natural (GTL), ya que los primeros provienen de la transformación de recursos renovables, mientras que los dos últimos se sintetizan a partir de materias primas, carbón y gas, muy abundantes, y se considera que solo una pequeña fracción de estas será realmente utilizada en el proceso de conversión. El eje vertical, en cambio, informa sobre los rangos de costes estimados para la producción (exploración, extracción y *upgrading*) del hidrocarburo líquido final a partir de las diferentes categorías de recursos. Conviene remarcar que dichos costes no internalizan los costes de las emisiones de CO₂ asociadas al proceso de producción.

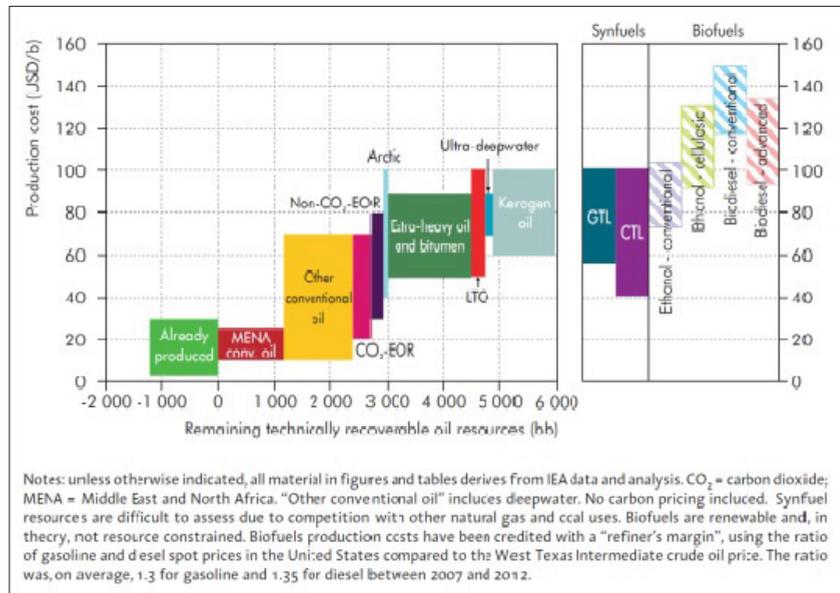


Figura 3. Costes de producción de combustibles líquidos (en dólares por barril) y volúmenes técnicamente recuperables a largo plazo para algunas categorías de recursos de petróleo convencionales y no convencionales (en miles de millones de barriles). (IEA, *Resources to reserves*, 2013).

En el caso de los recursos convencionales del petróleo, el estudio de la AIE citado (IEA, *Resources to reserves*, 2013) efectúa las siguientes consideraciones:

⁴ Los recursos técnicamente recuperables son volúmenes estimados en base a diferentes hipótesis, (pendientes de confirmación mediante sondeos y pruebas de producción) y que podrían ser extraídos del subsuelo con la tecnología actual, dejando al margen consideraciones de tipo económico.

- I. La totalidad de los recursos y reservas de petróleos convencionales de Oriente Medio y Norte de África puede ser producida a costes relativamente más baratos que en otras regiones, aunque el aumento de las inversiones en exploración y producción necesarias para el desarrollo y mejora de campos ya maduros se están traduciendo en unos costes de producción más caros que en el pasado. Los recursos petroleros convencionales en Oriente Medio y Norte de África ascienden a $1,12 \times 10^{12}$ barriles y los costes de producción se estiman entre 10 y 25 dólares por barril.
- II. Los costes de producción de los recursos y reservas de petróleos convencionales de otras regiones son muy variables. Desde un punto de vista técnico, algunos yacimientos rusos resultan tan fáciles de explotar como los yacimientos de Oriente Medio y Norte de África, situándose en la parte inferior de la banda de costes de producción. La parte superior de esta estaría representada por campos en tierra firme o en aguas marinas (excluyendo las ultraprofundas), técnicamente más complejos. Los recursos de petróleo de esta categoría ascienden a $1,22 \times 10^{12}$ barriles y los costes de producción oscilan entre 10 y 70 dólares por barril.
- III. La utilización del conjunto de técnicas de recuperación asistida del petróleo (*enhanced oil recovery* o EOR) pueden lograr extraer hasta $0,5 \times 10^{12}$ barriles, de los cuales $0,3 \times 10^{12}$ barriles podrían provenir de técnicas basadas en la inyección de CO₂ y el resto de técnicas de estimulación térmica (como por ejemplo la inyección de vapor de agua) o química. Los costes estimados para la producción mediante estas técnicas son muy variables ya que dependen de los parámetros específicos de cada campo. Dichos costes oscilan entre 20 y 80 dólares por barril. Los más baratos son los relacionados con las técnicas de inyección de CO₂, que resultarían aún más competitivas si los costes de producción incorporaran un precio de las emisiones de CO₂, ya que esta técnica se beneficiaría de los créditos de carbono obtenidos por el secuestro neto de CO₂ en el subsuelo.
- IV. El petróleo convencional recuperable de aguas ultraprofundas (más de 1.500 m de lámina de agua) podría suponer unos $0,16 \times 10^{12}$ barriles adicionales, con un coste de producción de 70-90 dólares por barril.
- V. Según las últimas estimaciones del Servicio Geológico de los EE. UU., la región situada al norte de Círculo Ártico podría suministrar 90.000×10^6 barriles de crudo y otros 44.000×10^6 barriles de líquidos del gas natural, con unos costes de producción del orden de 40 a 100 dólares el barril.

En el caso de los recursos no convencionales, la Agencia Internacional de la Energía asume en su estudio los siguientes puntos:

- VI. Existe un gran potencial de recursos de petróleo extrapesado y de arenas petrolíferas, con cerca de $1,88 \times 10^{12}$ barriles, principalmente concentrados en Venezuela y Canadá, pero también en otros países como Rusia y Kazajistán. Los costes de producción en las nuevas instalaciones, incluyendo el *upgrading* del crudo y la mitigación de los impactos medioambientales, aunque no la mitigación de las emisiones de CO₂, se sitúan entre 50 y 90 dólares por barril.
- VII. La producción de petróleo a partir de lutitas con querógeno (*kerogen oil*) y de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) se encuentra todavía en una fase temprana de desarrollo, excepto en EE. UU., donde la producción de LTO ha progresado espectacularmente (ver apartado “La revolución del LTO iniciada en los EE. UU. se propaga a otros países pero pierde fuelle desde principios de los treinta”). La estimación de los costes de una futura producción a gran escala no es fácil. En el caso del petróleo de querógeno, dichos costes podrían situarse en torno a los 40-100 dólares por barril y los recursos técnicamente recuperables podrían llegar a los $1,07 \times 10^{12}$ barriles. Los recursos técnicamente recuperables de LTO se cifran en torno a los $0,24 \times 10^{12}$ barriles y los costes de producción, entre 60 y 100 dólares por barril.
- VIII. Las tecnologías de producción de combustibles sintéticos a partir del carbón (CTL) y del gas natural (GTL) se fundamentan básicamente en la reacción de Fischer-Tropsch, de manera que los principales costes a considerar son los asociados a los de la construcción de la instalación y los costes de la materia prima utilizada en el proceso de conversión. Se estima que los costes de producción de CTL varían entre 45 a 105 dólares por barril equivalente de petróleo (BEP). Si tan solo el 10% de los recursos mundiales de carbón y lignito fuera utilizado en el proceso, podrían obtenerse hasta $4,5 \times 10^{12}$ barriles equivalente de petróleo de combustible sintético. En el caso del GTL, los costes de producción en las plantas más modernas oscilan entre 60 a 105 dólares por BEP y si se utilizara el 20% de los recursos globales de gas natural como materia prima, podrían obtenerse hasta $1,7 \times 10^{12}$ barriles equivalentes de petróleo de combustible sintético.

Distribución geográfica de los recursos. Los no convencionales como contrapeso a Oriente Medio

Como se recoge en la tabla 3, sin contabilizar los recursos de líquidos derivados del carbón (CTL) y del gas natural (GTL), los países industrializados de la OCDE, que tan solo atesoran el 15,6% de los recursos globales técnicamente recuperables de crudo y líquidos del gas natural, contienen el 62% de los recursos no convencionales de petróleo. Las cifras mues-

tran también que los recursos no convencionales por recuperar contabilizados a finales de 2011 (tabla 3, figuras 4 y 5) se localizan preferentemente en América del Norte, Europa del Este-Eurasia y América Latina, contrarrestando de esta forma la importancia geopolítica de Oriente Medio, región que concentra el 42% de las reservas y recursos de petróleo convencional. La producción y desarrollo de petróleos no convencionales está más avanzada en América del Norte, lo que puede explicar en parte por qué las estimaciones actuales atribuyen a esta región el mayor volumen de recursos. Sin embargo, es posible que en el futuro otras regiones que hasta el presente han recibido poca atención por sus grandes recursos convencionales, como Oriente Medio y África, vean aumentar considerablemente las estimaciones sobre sus recursos no convencionales.

- I. Petróleos extrapesados y arenas petrolíferas (*extra-heavy oils* y *oil sands*): estas categorías de petróleo no convencional se localizan preferentemente en Venezuela (en la denominada Faja del Orinoco) y en Canadá, respectivamente. La cantidad de petróleo in situ de las arenas petrolíferas de Canadá se calcula en torno a los $1,845 \times 10^{12}$ barriles, de los cuales podrían recuperarse unos $0,8 \times 10^{12}$ barriles (IEA, *WEO 2010*).

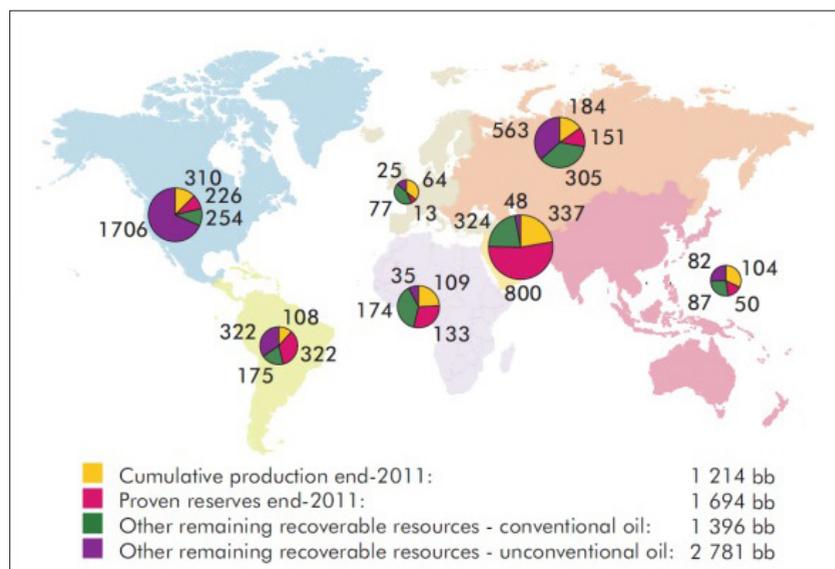


Figura 4. El petróleo en el mundo en 2012. Distribución regional de la producción acumulada, las reservas probadas y los recursos recuperables por explotar, tanto convencionales como no convencionales. Cifras en miles de millones de barriles (bb). (IEA, *Resources to reserves*, 2013).

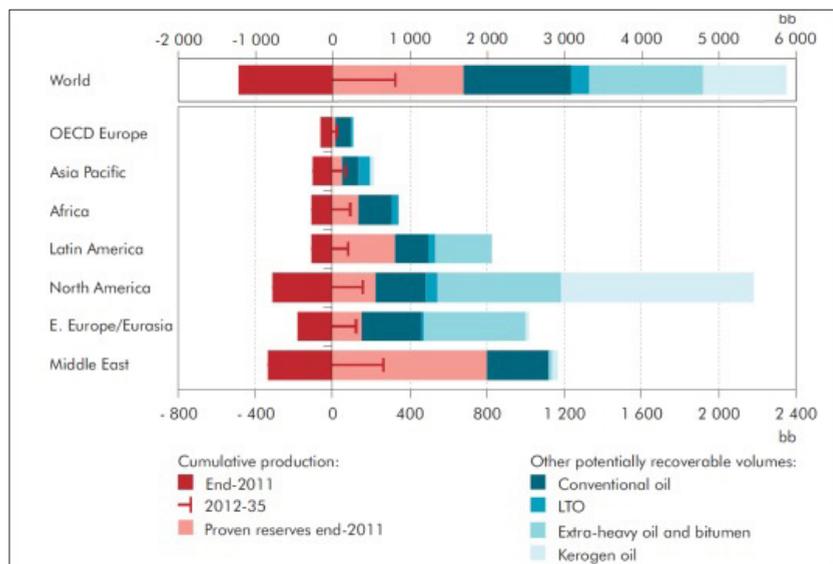


Figura 5. Producción acumulada, reservas probadas y recursos potencialmente recuperables de petróleo, por tipo y por región, en el *New policies scenario* (IEA, WEO 2012). Cifras en miles de millones de barriles (bb). Obsérvense las diferentes escalas para el mundo (arriba) y las regiones (abajo).

Por lo que respecta al petróleo extrapesado, estaríamos hablando de alrededor de $1,36 \times 10^{12}$ barriles in situ, con cerca de $0,5 \times 10^{12}$ barriles recuperables (USGS, 2009). Además de Venezuela y Canadá, se cree que existen recursos significativos de los dos tipos de petróleo no convencional analizados en Rusia y Kazajistán, así como volúmenes más modestos en Angola, Azerbaiyán, China, Madagascar, Oriente Medio, Reino Unido y los EE. UU., que en conjunto podrían significar otros $0,6 \times 10^{12}$ barriles recuperables. Al margen de Canadá y Venezuela, las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (WEO 2013) en el horizonte de 2035 incluyen algo de producción tan solo en Rusia (Tartaria) y China, países en los que ya existen proyectos o planes de producción muy avanzados.

- II. Petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO): en los últimos años la explotación de este tipo de petróleo no convencional ha alcanzado una escala comercialmente significativa, particularmente en las áreas prospectivas de Bakken y Eagle Ford en los EE. UU. En este país, la agencia gubernamental Energy Information Administration (US EIA) ha estimado recientemente los recursos de LTO en unos 58.000×10^6 barriles, muy por encima de los 32.000×10^6 barriles estimados en 2102 (US EIA, 2013b). Y a medida que se obtengan más datos esta revisión podría no ser la última. La AIE (IEA, WEO 2012) estima en cerca de 240.000×10^6

barriles los recursos mundiales de LTO técnicamente recuperables y otras consultoras privadas hablan de una cifra que oscila entre 100.000 y 600.000 x 10⁶ barriles. En junio de 2013, la US EIA publicó un estudio (US EIA, 2013a) sobre un gran número de cuencas sedimentarias en el mundo que estimaba que los recursos técnicamente recuperables de LTO se aproximan a los 350.000 x 10⁶ barriles, principalmente repartidos entre Rusia, EE. UU., China, Argentina, Libia, Australia, Venezuela, Méjico, Pakistán y Canadá (ver tabla 4 para más detalles).

Country	Areas assessed	Technical recoverable LTO resources
Russia	Bazhenov shale	76
United States	Bakken, Bone Springs, Eagle Ford, Granite Wash, Niobrara, Spraberry, Wolfcamp, Monterey and Woodford shales	58
China	Sichuan, Yangtze, Jiangnan, Greater Subei, Tarim, Junggar and Songliao basins	32
Argentina	Neuquen, San Jorge, Magallanes and Parana basins	27
Libya	Ghadames, Sirte, and Murzuq basins	26
Australia	Cooper, Maryborough, Perth, Canning, Georgina, and Beetaloo basins	18
Venezuela	Maracaibo basin	13
Mexico	Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan and Veracruz basins	13
Pakistan	lower Indus basin	9
Canada	Horn River, Cordova, Liard, Deep, Alberta, Windsor basins, Duvernay, Bakken, Utica shales	9

Source: US EIA (2013a).

Tabla 2. Los diez principales países en recursos de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO). Cifras en miles de millones de barriles. (IEA, WEO 2013).

III. Lutitas con querógeno (*kerogen shales* u *oil shales*): en la actualidad, el petróleo de querógeno (*kerogen oil*) se produce en muy pequeñas cantidades en Estonia, China y Brasil. Las lutitas con querógeno de más fácil explotación, mediante técnicas mineras, son aquellas próximas a la superficie, aunque también pueden explotarse las acumulaciones más profundas inyectando agua caliente en el subsuelo. Los recursos del primer tipo son enormes. Los mayores conocidos hasta la fecha se localizan en áreas de Utah, Colorado y Wyoming en los EE. UU. Estos, estudiados en detalle por el Servicio Geológico de los EE. UU. (USGS), podrían contener unos recursos equivalentes a 4,285 x 10¹² barriles de petróleo, de los cuales algo menos de una cuarta parte se corresponde a depósitos con la mayor probabilidad de ser comercialmente explotables (USGS, 2012). En todo el mundo, los recursos existentes en las formaciones geológicas de lutitas con querógeno

próximas a la superficie podrían alcanzar como mínimo los $1,1 \times 10^{12}$ barriles. Aparte de EE. UU., el resto de recursos se encuentran en Jordania (30.000×10^6 barriles), Australia (12.000×10^6 barriles), Estonia y China (4.000×10^6 barriles cada uno) e Israel, Marruecos y Brasil (con cerca de 3.000×10^6 barriles cada uno). Australia había planeado en la década de los 90 un gran proyecto en la formación Stuart Shale, pero este fue abandonado, básicamente por consideraciones medioambientales. Este mismo país ha aprobado recientemente un nuevo proyecto piloto con el objetivo inicial de producir 40.000 barriles diarios. En la actualidad, Jordania, Israel y Marruecos tienen un cierto número de proyectos en fase de estudio.

- IV. Líquidos del carbón (*coal to liquids* o CTL): los recursos de carbón que constituyen la materia prima para este proceso son muy amplios y, de hecho, la utilización de tan solo el 10% de las reservas probadas del mundo permitiría obtener 275.000×10^6 barriles de hidrocarburos líquidos. Claramente, los recursos de carbón disponibles no constituyen ninguna limitación para el desarrollo de la técnica de CTL. Con toda probabilidad, países como China e India, con grandes recursos de carbón extraíble a un coste relativamente bajo y muy dependientes de las importaciones de petróleo, liderarán las inversiones en esta tecnología, que ya cuenta con amplia experiencia operativa en Sudáfrica. China ha anunciado planes para producir en 2020 hasta 600.000 barriles diarios de combustibles sintetizados mediante tecnología CTL. Sin embargo, las preocupaciones ambientales, incluidas las emisiones y el acceso al agua, junto a la espiral de costes, han llevado al Gobierno chino a imponer normas más estrictas para la construcción y operación de las plantas de CTL. En los EE. UU. se han anunciado varios proyectos de CTL por un total de más de 300.000 barriles diarios, pero dichos proyectos se encuentran todavía en fase de estudio. Australia e Indonesia también están interesados en desarrollar esta industria.
- V. Líquidos del gas natural (*gas to liquids* o GTL): los recursos recuperables por explotar de gas natural, la materia prima susceptible de ser transformada en hidrocarburos líquidos mediante la tecnología GTL, rondan los 810×10^{12} metros cúbicos (ver apartado "Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO₂)"). La transformación del 10% de este volumen mediante la tecnología GTL permitiría obtener 280.000×10^6 barriles de hidrocarburos líquidos. Actualmente, tres países, Qatar, Sudáfrica y Malasia, copan la mayor parte de la capacidad de producción existente en el mundo a partir de la tecnología GTL. A estos podrían sumárseles EE. UU. y Nigeria.

La producción de petróleo entre 2012 y 2035. Los no convencionales como una alternativa pasajera a la hegemonía de la OPEP y Oriente Medio

La producción de crudo ha alcanzado ya su máximo. Los petróleos no convencionales ganan protagonismo

En su escenario de *New Policies* (IEA, *WEO 2013*), la Agencia Internacional de la Energía (AIE) pronostica que el suministro mundial de petróleo aumentará paulatinamente desde $89,2 \times 10^6$ barriles diarios (bd) en 2012 a $101,4 \times 10^6$ bd en 2035. Este crecimiento del suministro pretende hacer frente a un aumento de la demanda que se concentra de forma exclusiva en el sector del transporte de los países ajenos a la OCDE, con China acaparando ella sola cerca de la mitad del aumento comentado.

Por otra parte, la AIE prevé que la producción total de crudo convencional caerá ligeramente durante el periodo 2012-2035, desde aproximadamente 69×10^6 a 65×10^6 bd⁵. Esto significa que la participación del crudo convencional en la producción total de petróleo cae del 80% actual al 65% en 2035 (figura 6). Es decir, que el crecimiento de la producción necesario para cubrir la demanda debe provenir de otras fuentes.

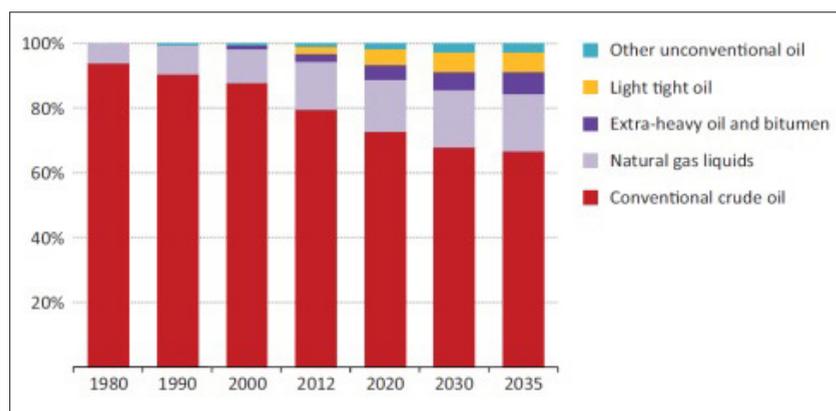


Figura 6. Porcentaje de participación de los diferentes tipos de petróleo, convencionales y no convencionales, en la producción global. *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

Entre estas, las previsiones son que la producción de líquidos del gas natural crezca aproximadamente un 40%, hasta alcanzar cerca de 18 mbd en 2035, de forma que para esta fecha representarían alrededor del 20% de la producción global de petróleo.

Otra fuente de crecimiento de la producción son los petróleos no convencionales, cuya contribución aumentaría de 5×10^6 bd en 2012 a 15×10^6 bd

⁵ Una proyección que no debe pasar inadvertida por cuanto equivale a decir que la producción de crudo convencional ha alcanzado prácticamente su cenit (*peak oil*).

en 2035 (figura 7). Estos suministros no convencionales provendrían principalmente del petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) de los EE. UU., de las arenas petrolíferas (*oil sands*) de Canadá y de los petróleos extrapesados (*extra-heavy oil*) de Venezuela. Entre 2020 y 2035 también se espera un rápido crecimiento, básicamente en Catar y América del Norte, de la producción de combustibles sintéticos derivados del gas natural (*gas to liquids* o GTL), así como de la producción de hidrocarburos líquidos provenientes del carbón (*coal to liquids* o CTL), principalmente en China pero también, en menor medida, en África del sur, Australia, Indonesia y EE. UU. Por lo que respecta al petróleo derivado de las lutitas con querógeno (*kerogen shales* u *oil shales*), pese a la amplia base de recursos disponible, su producción seguiría siendo marginal debido a sus altos costes e impactos ambientales.

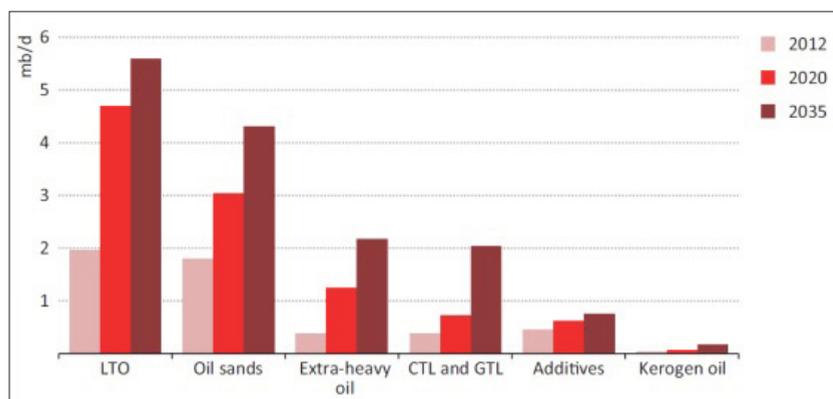


Figura 7. Crecimiento previsto de la producción de los distintos tipos de petróleos no convencionales. Cifras en millones de barriles diarios (mbd). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

La producción de los países ajenos a la OPEP aumenta hasta finales de la década de los veinte para después estancarse y decaer.

En el escenario de *New Policies* de la AIE (IEA, WEO 2013), la producción de petróleo del conjunto de países ajenos a la OPEP mantiene, hasta aproximadamente 2020, la trayectoria ascendente experimentada en los últimos años, para después estancarse y posteriormente, a finales de la década de los veinte, empezar a decaer, aunque en 2035 la producción de este grupo de países todavía excedería en unos $3,5 \times 10^6$ barriles diarios (bd) a la de 2012. En términos de porcentajes, la participación de los países ajenos al cartel en la producción global de petróleo pasaría del 57% en 2012 al 59% en 2020, para después ir cediendo terreno paulatinamente hasta representar el 54% en 2035 (tabla 5).

Durante la primera mitad del periodo 2012-2035, tanto la producción de petróleo convencional como la de no convencional aumentan, pero la primera alcanza su máximo (*peak*) un poco antes de 2020, para unos pocos años después declinar de tal modo que incluso el aumento de la producción de petróleos no

convencionales no logra revertir la tendencia descendente. De hecho, la producción total de petróleo entre 2012 y 2035 cae en la mayoría de los países no pertenecientes a la OPEP, con las excepciones de Brasil, Canadá, Kazajistán y EE. UU., aunque la producción de este último país entra en declive antes de 2035. La tabla 3 resume los pormenores de la evolución comentada.

Dentro de este panorama general, resulta de particular interés constatar que el declive de la producción petrolera de Europa, iniciado hace ya tiempo, continúa durante el periodo 2012-2035. En 2012, los países del viejo continente integrados en la OCDE experimentaron una caída de su producción de petróleo de 300.000 bd, situándose, en total, en torno a los $3,5 \times 10^6$ bd, volumen este último que resulta $3,3 \times 10^6$ bd inferior al máximo alcanzado en el año 2000.

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	19.0	19.9	23.2	23.1	22.8	22.4	2.5	0.5%
Americas	13.9	15.9	19.3	19.8	19.9	19.6	3.8	0.9%
Canada	2.0	3.8	5.0	5.3	5.7	6.1	2.3	2.1%
Mexico	3.0	2.9	2.7	2.6	2.6	2.6	-0.3	-0.4%
United States	8.9	9.2	11.6	11.8	11.5	10.9	1.7	0.7%
Europe	4.3	3.5	3.1	2.6	2.2	2.0	-1.5	-2.3%
Asia Oceania	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.2	1.1%
Non-OECD	22.7	29.5	31.9	32.0	31.4	30.6	1.0	0.2%
E. Europe/Eurasia	11.7	13.8	13.7	13.7	13.9	14.2	0.4	0.1%
Kazakhstan	0.5	1.6	1.9	2.5	3.2	3.7	2.1	3.6%
Russia	10.4	10.7	10.4	9.9	9.6	9.4	-1.3	-0.6%
Asia	6.0	7.8	7.7	7.4	6.8	6.0	-1.8	-1.1%
China	2.8	4.2	4.4	4.3	4.1	3.4	-0.8	-0.9%
India	0.7	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	-0.3	-1.7%
Middle East	1.3	1.5	1.3	1.1	1.0	0.9	-0.6	-2.2%
Africa	1.7	2.3	2.9	2.6	2.3	2.1	-0.2	-0.4%
Latin America	2.0	4.2	6.2	7.2	7.4	7.4	3.2	2.5%
Brazil	0.7	2.2	4.1	5.4	5.8	6.0	3.8	4.5%
Total non-OPEC	41.7	49.4	55.0	55.1	54.2	52.9	3.5	0.3%
Non-OPEC market share	64%	57%	59%	58%	56%	54%	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Conventional	41.3	45.0	46.2	44.6	42.6	40.7	-4.3	-0.4%
Crude oil	37.6	38.4	38.3	36.4	34.3	32.3	-6.1	-0.7%
Natural gas liquids	3.6	6.6	8.0	8.1	8.3	8.3	1.7	1.0%
Unconventional	0.4	4.4	8.8	10.5	11.7	12.3	7.9	4.6%
<i>of which:</i>								
Canada oil sands	0.2	1.8	3.0	3.3	3.8	4.3	2.5	3.9%
Light tight oil	0.0	2.0	4.7	5.7	5.8	5.5	3.6	4.6%
Coal-to-liquids	0.1	0.2	0.4	0.7	0.9	1.2	1.0	8.3%
Gas-to-liquids	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	9.9%

* Compound average annual growth rate.

Tabla 3. Producción de petróleo en los países no pertenecientes a la OPEP. Cifras en millones de barriles por día. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

La revolución del LTO iniciada en los EE. UU. se propaga a otros países pero pierde fuelle desde principios de los treinta

En EE. UU., la producción de petróleo de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) mediante técnicas de fracturación hidráulica (*fracking*) ha pasado de casi inexistente en 2005 a $2,3 \times 10^6$ barriles diarios (mbd) a mediados de 2013. Todo un éxito para la industria de dicho país que, sumado al aumento de la producción de *shale gas* (ver apartados: “Distribución geográfica de los recursos. El gas no convencional como un contrapeso a Oriente Medio y Rusia” y “La producción de gas natural entre 2012 y 2035. La revolución del gas no convencional se expande más allá de EE. UU. y Canadá”), está teniendo un profundo impacto a nivel internacional. Ante esta realidad podemos preguntarnos por las perspectivas de continuidad del éxito comentado, así como por el potencial de producción de LTO en otras partes del mundo, en particular en aquellos países para los que la US Energy Information (US EIA, 2013a) ha estimado un gran potencial, como es el caso de Canadá, Rusia, Argentina, China y Australia, entre otros (ver tabla 4).

Según la AIE (IEA, WEO 2013), todo parece indicar que Norteamérica, es decir, EE. UU. con una pequeña participación de Canadá, continuarán dominando la producción mundial de LTO (figura 8). En otras partes del mundo, la AIE también prevé que muchos países intenten reproducir el éxito de EE. UU., de modo que en 2035 la producción en Rusia podría alcanzar los 450.000 barriles diarios (bd), mientras que en Argentina podría situarse en torno a los 220.000 bd y en China en los 210.000 bd. Sin embargo, muy probablemente, en el resto de países la producción apenas será del orden de algunas decenas de miles de barriles diarios, reflejando las barreras regulatorias y la ausencia de una atmósfera innovadora y competitiva en el sector de exploración y producción, lo que mantendría los costes de extracción por encima de los niveles propicios para atraer inversiones significativas.

Las proyecciones de la AIE (IEA, WEO 2013) muestran que la producción de LTO en el conjunto de las zonas en explotación en los EE. UU. mantendrá un perfil ascendente hasta 2025 para después, en los cinco años siguientes, estabilizarse en torno a los $4,3 \times 10^6$ bd antes de iniciar un suave descenso que se prolongará hasta 2035 y más allá (figura 8). Este declive sería el resultado de la creciente dificultad para identificar nuevas oportunidades de perforación en las zonas prospectivas más prolíficas, con el consiguiente desplazamiento de la actividad hacia zonas menos productivas y el aumento de la competencia en términos de coste con la producción de LTO en otras partes del mundo.

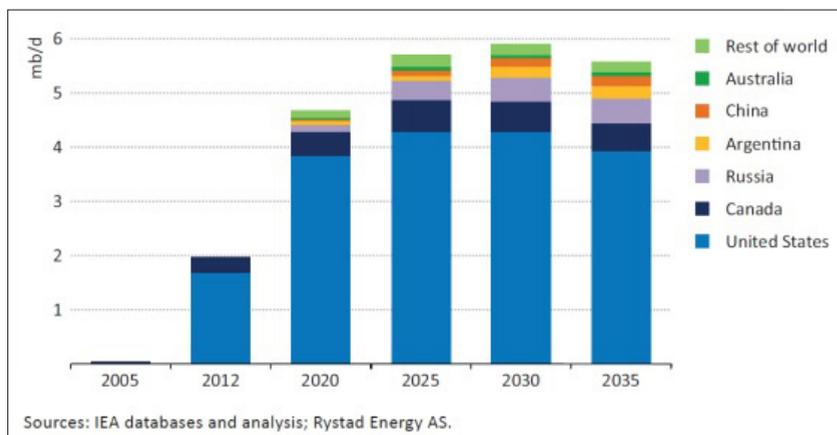


Figura 8. Producción de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) en diversos países clave (ver tabla 5). Cifras en millones de barriles diarios (mbd). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

La AIE advierte que, en realidad, todavía es demasiado pronto para predecir de forma fiable la trayectoria de la curva de producción de LTO en los EE. UU., un país que acostumbra a superar los desafíos planteados en materia de producción y donde aún podrían descubrirse más recursos que ayudaran a mantener la producción a niveles más altos y por más tiempo del previsto. Una posibilidad que no parece remota si los precios del petróleo se mantuvieran altos, los avances tecnológicos continuaran en la misma línea que hasta la fecha y las preocupaciones medioambientales se disiparan.

En cualquier caso, la AIE tampoco esconde una serie de riesgos que podrían modificar a la baja su pronóstico sobre la producción de LTO en EE. UU. En primer lugar, en algunas de las nuevas áreas prospectivas, la extracción podría resultar más difícil y más costosa que lo experimentado en otras áreas tan prolíficas como Bakken (en Dakota del Norte) o Eagle Ford (en Texas). Por ejemplo, los depósitos de *shales* de Utica (en Ohio), inicialmente considerados muy prometedores, resultaron ser buenos para la extracción de gas pero no de LTO (posiblemente porque el petróleo atrapado en las rocas no se moviliza). La producción también podría verse afectada por limitaciones en la cadena de suministro o en la infraestructura de refino, aunque generalmente ambos factores provocarían algún retraso más que la paralización total del proceso. Por otra parte, tampoco conviene olvidar la existencia, como sucede en el caso de la explotación del gas de lutita (*shale gas*), de una preocupación social y ambiental muy extendida relacionada con el empleo de la técnica de fracturación hidráulica (o *fracking*) y que, si se quieren evitar problemas sobre la actividad de exploración y producción, estas preocupaciones deben ser convenientemente atendidas y resueltas. Finalmente, tampoco puede descartarse totalmente la posibilidad de una caída de los precios

del petróleo que afectara negativamente a la viabilidad económica de la extracción. La mayoría de los cálculos sitúan entre 60 y 80 dólares por barril el precio de equilibrio para la producción de LTO en los EE. UU., de modo que bastaría una caída relativamente modesta en relación a los precios de hoy para situarse cerca del límite superior de dicha horquilla.

Oriente Medio gana peso en la OPEP. Venezuela mantiene su posición gracias a los petróleos extrapesados

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
Middle East	16.4	26.7	27.3	29.2	31.1	33.6	6.9	1.0%
Iran	3.1	3.5	3.3	3.6	3.8	4.2	0.7	0.8%
Iraq	2.0	3.0	5.8	6.7	7.3	7.9	4.9	4.3%
Kuwait	1.3	3.0	2.4	2.5	2.7	2.9	-0.1	-0.1%
Qatar	0.4	2.0	2.0	2.2	2.4	2.6	0.6	1.1%
Saudi Arabia	7.1	11.7	10.6	10.9	11.4	12.2	0.5	0.2%
United Arab Emirates	2.4	3.5	3.3	3.3	3.5	3.7	0.3	0.3%
Non-Middle East	7.5	11.0	10.5	10.7	11.2	11.6	0.6	0.2%
Algeria	1.3	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	0.1	0.1%
Angola	0.5	1.9	1.6	1.5	1.4	1.4	-0.4	-1.2%
Ecuador	0.3	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	-0.2	-2.3%
Libya	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	0.4	1.1%
Nigeria	1.8	2.6	2.4	2.5	2.6	2.8	0.2	0.3%
Venezuela	2.3	2.7	2.8	3.0	3.3	3.3	0.6	0.9%
Total OPEC	23.9	37.6	37.8	39.9	42.2	45.2	7.5	0.8%
OPEC market share	36%	43%	41%	42%	44%	46%	n.a.	n.a.
Conventional	23.9	37.0	36.2	37.9	39.7	42.4	5.3	0.6%
Crude oil	21.9	30.9	29.4	30.1	31.2	33.0	2.1	0.3%
Natural gas liquids	2.0	6.1	6.8	7.8	8.5	9.3	3.2	1.9%
Unconventional	0.0	0.6	1.6	2.0	2.5	2.8	2.2	6.9%
of which:								
Venezuela extra-heavy	0.0	0.4	1.2	1.5	1.9	2.1	1.7	7.5%
Gas-to-liquids	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	5.1%

* Compound average annual growth rate. Notes: Data for Saudi Arabia and Kuwait include 50% each of production from the Neutral Zone.

Tabla 4. Producción de petróleo en los países de la OPEP. Cifras en millones de barriles por día. *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

Por lo que se refiere a la OPEP (tabla 6 y figura 9), el escenario de *New Policies* de la AIE (IEA, *WEO 2013*) concluye que la mayor parte del aumento de la producción provendrá de los países de Oriente Medio (Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Catar y Unión de Emiratos Árabes), que en conjunto, en 2035, habrían experimentado un aumento cercano a los 7×10^6 barriles diarios (bd) respecto a los niveles de 2012. Un incremento que

contrasta con los aproximadamente $0,6 \times 10^6$ bd del conjunto del resto de los países del cartel (Angola, Argelia, Ecuador, Libia, Nigeria y Venezuela). El subsuelo de Oriente Medio alberga la mayor cantidad de recursos convencionales y, por lo general, el desarrollo de estos comporta los costes más bajos del mundo debido a una geología favorable y a las infraestructuras ya existentes.

El *WEO 2013* contempla (tabla 6 y figura 9) que los líquidos del gas natural sean el principal contribuyente al crecimiento de la producción de la OPEP, contabilizando cerca de 3×10^6 bd, un volumen que supera ampliamente los $2,1 \times 10^6$ bd aportado por los crudos convencionales. Desde el punto de vista de los petróleos no convencionales, destaca el papel previsto para los petróleos extra-pesados de Venezuela, cuya producción se incrementaría en cerca de $1,7 \times 10^6$ bd durante el periodo 2012-2035. Asimismo, dentro del campo de los no convencionales, la AIE estima un crecimiento de la aportación de los líquidos derivados del gas natural (GTL) cercano a los $0,3 \times 10^6$ bd provenientes de las plantas de Catar y Nigeria.

A diez años vista, la OPEP vuelve a ocupar una posición clave y Oriente Medio se erige como la única fuente de petróleo barato

De lo expuesto en los párrafos precedentes, se desprende que hasta principios de la década de los veinte el mercado global del petróleo podría ver disminuir su dependencia de la OPEP, en la medida que la producción desde algunos países ajenos al cartel sería suficiente para hacer frente a buena parte del incremento de la demanda previsto para el periodo 2012-2020.

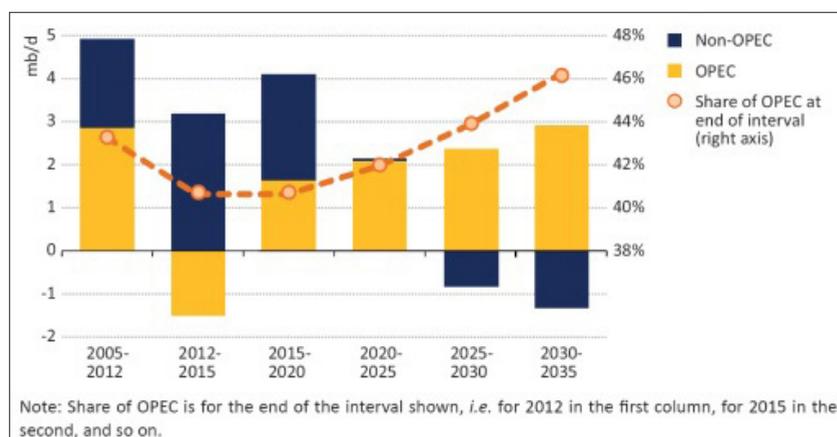


Figura 9. Cambios en la producción global de petróleo y porcentajes de participación: OPEP vs. no-OPEP. Cifras a la izquierda en millones de barriles diarios (mbd). *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

Es un hecho que puede explicarse por los nuevos recursos aportados de forma comercialmente viable gracias a la innovación tecnológica experimentada en el campo de la exploración y producción. Dos ejemplos destacados de esta tendencia son la producción de petróleos no convencionales y la expansión de la producción de petróleo convencional bajo aguas marinas profundas. De esta manera, el desdibujamiento del papel de la OPEP previsto a medio plazo se fundamentaría en el rápido crecimiento de la producción de petróleo de rocas poco permeables (LTO) en EE. UU., en el aumento de la contribución de las arenas petrolíferas (*oil sands*) de Canadá, en la extracción del petróleo frente a las costas atlánticas de Brasil y en la obtención de líquidos del gas natural (GTL) en diversas partes del mundo.

En cualquier caso, la AIE advierte que la situación comentada será un fenómeno pasajero y que, a partir de mediados de la década de los veinte, la OPEP volverá a ocupar una posición clave en el suministro global de petróleo. Desde dicha fecha hasta 2035, la producción en las aguas ultraprofundas de Brasil y del LTO en EE. UU. pierden fuelle, los países de Oriente Medio se afirmarán como la única fuente de petróleo relativamente barato del mundo e Irak se erigirá en el mayor contribuidor al crecimiento global de la producción.

En resumen, tal y como se muestra en la figura 9, la AIE (IEA, *WEO 2013*) considera que el porcentaje de participación de la OPEP en la producción mundial de petróleo caerá, de cerca de una media del 43% en 2012, a algo más del 40% en 2015, para después, tras un quinquenio de relativa estabilidad, remontar hasta el 44% de media en 2030 y, finalmente, alcanzar el 46% en 2035.

Ciertamente, a la vista de estos datos, resultaría imprudente enviar mensajes equivocados a los países productores de Oriente Medio, en el sentido de que, dado el previsible aumento de la producción de petróleos no convencionales en algunos países ajenos a la OPEP (ver tabla 5 y figura 10), los países industrializados vamos a necesitar cada vez menos su petróleo. Una afirmación que, además de falsa, podría fomentar la pasividad inversora de dichos países, que podrían descuidar sus esfuerzos para aumentar su capacidad de producción, lo que a medio plazo tendría repercusiones muy negativas para el suministro global de petróleo.

**Irak, Brasil, Canadá, Kazajistán, EE. UU. y Venezuela
serán claves para asegurar el suministro global**

La evolución en la producción de petróleo (tanto convencional como no convencional) prevista por la AIE para algunos de los principales países productores en el transcurso del periodo 2012-2035 (*New Policies Scenario*, IEA, *WEO 2013*) se resume en la figura 10.

Por lo que se refiere a los petróleos convencionales, destacan los grandes incrementos en la producción diaria de crudo esperados en el caso de Irak, Brasil y Kazajistán, así como el aumento de la producción de líquidos del gas natural en Rusia, Catar, Arabia Saudita, Kazajistán, Unión de Emiratos Árabes, Brasil, Irak, Azerbaiyán, Kuwait, Venezuela, Argentina y Omán. Desde una perspectiva negativa, deben resaltarse las grandes caídas en la producción de crudo de Rusia, China, Venezuela y EE. UU., junto a los descensos más moderados de Noruega, Reino Unido, Omán, Canadá, Azerbaiyán, Argentina, Kuwait, Arabia Saudita y Catar. En el caso de la producción de líquidos del gas natural, las caídas de la producción se circunscriben a países de la OCDE como Canadá, EE. UU., Reino Unido y Noruega.

En cuanto a los petróleos no convencionales, la AIE pronostica un gran crecimiento de la producción del crudo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) en EE. UU. y, en mucha menor medida, en Rusia, China, Canadá y Argentina. Las arenas petrolíferas de Canadá y los petróleos extrapesados de Venezuela también contribuirían de forma notable al crecimiento de la producción mundial de petróleos no convencionales, que asimismo se vería complementada por otras aportaciones menos importantes desde China, Arabia Saudita y Catar.

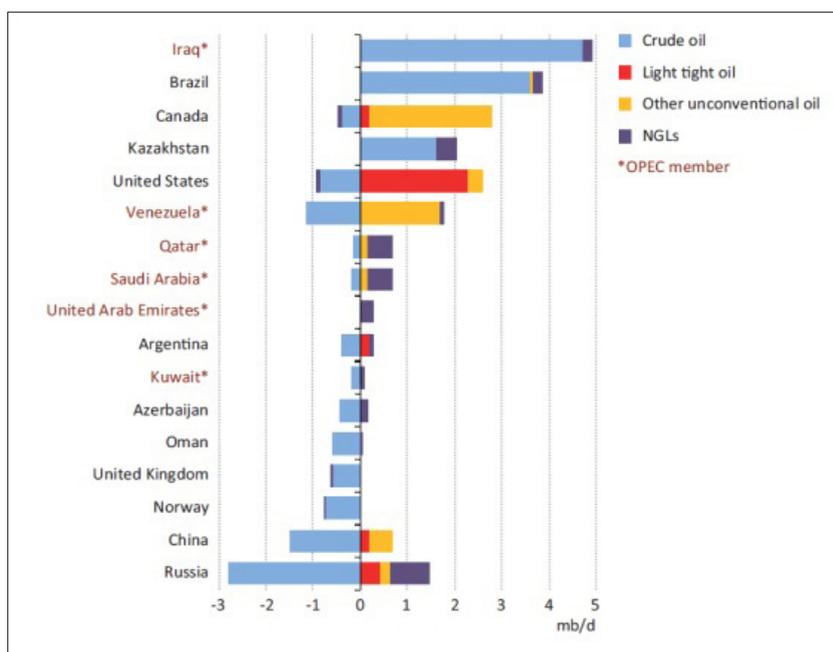


Figura 10. Cambios en la producción de petróleo, desglosada por tipos, en algunos países clave durante el periodo 2012-2035. Cifras en millones de barriles diarios (mbd). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

En conjunto, considerando tanto los petróleos convencionales como los no convencionales, el balance de la producción durante el periodo 2012-2035 es claramente favorable para Irak, Brasil, Canadá, Kazajistán y EE. UU., mientras que en el extremo opuesto se situarían Rusia, China, Noruega, Reino Unido, Omán y Azerbaiyán, seguidos a distancia por Kuwait y Argentina. Por otra parte, Venezuela, Catar, Arabia Saudita y la Unión de Emiratos Árabes se mantendrían en una posición de equilibrio.

Incertidumbres. El caso de Irak como ejemplo

De lo expuesto en el apartado precedente y de la observación de la figura 10, que muestra la evolución de la producción durante el periodo 2012-2035 para una serie de países clave en el mercado del petróleo, se desprende la enorme importancia que la AIE (IEA, *WEO 2013*) concede a Irak, Brasil y Kazajistán en la producción de crudo convencional, así como a Canadá, EE. UU. y Venezuela en la de crudo no convencional. Sin embargo, conviene no olvidar las grandes incertidumbres subyacentes a dicha previsión. Estas ya han sido brevemente comentadas en el apartado 2.3.3 a propósito de la futura producción de crudo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) en EE. UU. Otro ejemplo interesante a considerar es el caso de Irak.

Según la AIE (IEA, *WEO 2012*), Irak –el séptimo exportador mundial y el quinto productor de la OPEP en 2011– podría doblar su producción a finales de la presente década, alcanzando los $6,1 \times 10^6$ barriles diarios (bd), para después llegar a los $8,3 \times 10^6$ bd en 2035. Y eso en el caso menos optimista (“escenario central”), porque el informe citado contempla otro escenario (“caso óptimo”) en el que las dos cifras anteriores se convierten en 9×10^6 y $10,5 \times 10^6$ bd en 2020 y 2035, respectivamente. Estamos hablando de unos volúmenes que a finales del periodo considerado permitirían a Irak disputar e incluso, en el escenario más favorable, asegurarse el segundo lugar del *ranking* mundial de productores, por delante de Rusia e inmediatamente por detrás de Arabia Saudita.

Las principales incertidumbres que podrían hacer que las previsiones de la AIE no se cumplieran no tienen nada que ver con el subsuelo o la geología, sino con los denominados factores de superficie. Al margen de la crónica inestabilidad política de Oriente Medio y el enfrentamiento sectario, a menudo violento, entre las comunidades chií y suní, tales factores incluyen: las tensiones sobre la explotación de los recursos petroleros existentes entre Bagdad y el Gobierno regional del Kurdistán, la corrupción y la burocracia que dificultan que las petroleras extranjeras que operan en el país alcancen los objetivos fijados y, finalmente, que el sistema de cuotas de la OPEP, del cual Irak está actualmente exento, acabe aplicándose, lo que limitaría la producción.

Al mundo no le interesa que las expectativas sobre Irak se vean frustradas. El aumento de la producción de petróleo previsto en este país entre 2012 y 2035 podría cubrir, dependiendo del escenario considerado, alrededor del 40-57% del crecimiento de la demanda mundial durante el mismo periodo. Sin tal aportación, el mercado global del petróleo atravesaría una situación muy complicada, con restricciones en el suministro, precios altos y volatilidad extrema que dañarían la economía mundial. En el escenario central, la AIE (IEA, *WEO 2012*) prevé en 2035 un precio del barril de petróleo en torno a los 125 dólares (de 2011). Si Irak fallara, a esta cantidad habría que sumarle, como mínimo, 15 dólares más.

La reorganización del comercio mundial del petróleo entre 2012 y 2035. Sus implicaciones para la seguridad del suministro global

La nueva geografía de la demanda. Declive en la OCDE, crecimiento en Asia y Oriente Medio

En el *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, *WEO 2013*), la demanda de petróleo crece de $87,4 \times 10^6$ millones de barriles diarios (bd) en 2012 a $101,4 \times 10^6$ bd en 2035, aunque el ritmo de aumento se ralentiza paulatinamente, pasando de un incremento anual medio de 1×10^6 bd durante el periodo 2012-2020 a otro de $0,4 \times 10^6$ bd en el transcurso del periodo 2020-2035. Esta desaceleración obedecería fundamentalmente a las nuevas políticas de eficiencia y a los cambios de combustibles en los países industrializados de la OCDE, que experimentarían un notable declive en la demanda de petróleo (figura 11, tabla 7). Como consecuencia, en 2035 el porcentaje de participación de los países de la OCDE en la demanda global de petróleo cae hasta aproximadamente un 32%, frente al 46,6% de 2012.

En China, en cambio, el uso del petróleo sufre un aumento cercano a los 6×10^6 bd, hasta situarse en $15,6 \times 10^6$ bd en 2035, de modo que, desde 2030, este país desplaza a los EE. UU. como principal consumidor mundial. Asimismo, India emerge como un centro clave en el consumo de petróleo, muy especialmente entre 2020 y 2035, periodo durante el cual este país experimenta el máximo crecimiento mundial de la demanda.

Una cuestión relevante desde una perspectiva geopolítica es que Oriente Medio (figura 11, tabla 7) se convierte en el tercer centro mundial de demanda de petróleo, alcanzando aproximadamente los 10×10^6 bd en 2035. Según la AIE (IEA, *WEO 2013*), este aumento del consumo se ve impulsado por un rápido aumento de la población y por la generosa política de subsidios a los derivados del petróleo aplicada por los gobiernos (unos 520 dólares por persona en 2012). Sectorialmente, el crecimiento de la demanda se concentra en el transporte y la petroquímica, mientras que el uso del petróleo para la generación de electricidad desciende en la medida que los elevados costes (200 dólares por megavatio/hora) hacen competitivas otras tecnologías.

A escala global, la AIE prevé que durante el periodo 2012-2035 el consumo de petróleo se concentre en dos sectores: el del transporte, donde el uso de los derivados del petróleo crece en cerca de 12×10^6 bd hasta alcanzar un volumen aproximado de 60×10^6 bd en 2035, y el de la petroquímica, que para la misma fecha habría experimentado un crecimiento cercano a los 3×10^6 bd, situándose en torno a los 14×10^6 bd. Según el *WEO 2013*, las mejoras en la eficiencia contribuirían de forma significativa a disminuir el crecimiento de la demanda de petróleo, al mismo tiempo que las alternativas a este combustible irían ganando cierto terreno, particularmente en el transporte por carretera y marítimo, en los que el porcentaje de participación del gas natural como combustible alcanzaría un 5,6%, frente a 3,8% actual.

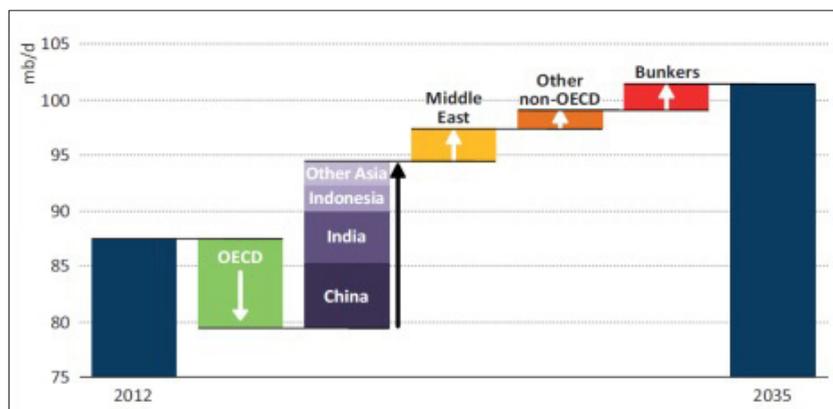


Figura 11. Crecimiento de la demanda global de petróleo por región. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

Balance entre producción y demanda. Las importaciones se desplazan de la OCDE a Asia. Los no convencionales convierten a América del Norte en exportadora neta

Según la AIE (*WEO 2013*), en las próximas dos décadas la cambiante geografía de la producción y el consumo de petróleo (ver apartados “La producción de petróleo entre 2012 y 2035. Los no convencionales como una alternativa pasajera a la hegemonía de la OPEP y Oriente Medio” y “La nueva geografía de la demanda. Declive en la OCDE, crecimiento en Asia y Oriente Medio”) acarrearán una dramática reorganización del comercio global, con las consiguientes implicaciones sobre la cooperación internacional en materia de seguridad de suministro. En este sentido, las cifras de importaciones netas de petróleo por regiones durante el periodo 2012-2035 (figura 12) resultan muy ilustrativas de cómo el destino del comercio global de petróleo desplaza su centro de gravedad desde los países de la OCDE a las grandes economías emergentes de Asia.

	2000	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	44.6	40.8	39.4	37.3	34.9	32.8	-8.0	-0.9%
Americas	22.7	21.3	21.9	20.8	19.6	18.4	-2.9	-0.6%
United States	18.7	17.1	17.5	16.4	15.1	14.0	-3.1	-0.9%
Europe	13.7	11.7	10.9	10.2	9.4	8.9	-2.9	-1.2%
Asia Oceania	8.2	7.8	6.7	6.3	5.9	5.5	-2.2	-1.5%
Japan	5.3	4.7	3.6	3.3	3.0	2.8	-1.8	-2.2%
Non-OECD	26.5	39.6	48.3	52.3	55.8	59.2	19.6	1.8%
E. Europe/Eurasia	4.2	4.7	5.1	5.2	5.3	5.4	0.7	0.6%
Russia	2.6	2.9	3.1	3.1	3.2	3.2	0.3	0.4%
Asia	11.5	19.3	24.8	27.6	30.1	32.5	13.2	2.3%
China	4.7	9.6	12.9	14.1	15.0	15.6	6.0	2.1%
India	2.3	3.6	4.7	5.7	6.9	8.1	4.5	3.6%
Middle East	4.3	6.9	8.2	8.7	9.3	9.9	2.9	1.6%
Africa	2.2	3.4	4.0	4.2	4.4	4.6	1.2	1.3%
Latin America	4.2	5.3	6.2	6.5	6.7	6.9	1.5	1.1%
Brazil	1.8	2.4	2.9	3.1	3.3	3.4	1.0	1.6%
Bunkers**	5.2	7.0	7.8	8.3	8.8	9.3	2.4	1.3%
World oil	76.3	87.4	95.4	97.8	99.5	101.4	14.0	0.6%
European Union	n.a.	10.9	9.9	9.1	8.3	7.7	-3.2	-1.5%
World biofuels***	0.2	1.3	2.1	2.7	3.4	4.1	2.8	5.0%
World total liquids	76.5	88.7	97.6	100.5	102.9	105.5	16.8	0.8%

* Compound average annual growth rate. ** Includes international marine and aviation fuels. *** Expressed in energy-equivalent volumes of gasoline and diesel.

Tabla 5. Demanda de petróleo por región. Cifras en millones de barriles diarios. *New Policies Scenario (IEA, WEO 2013).*

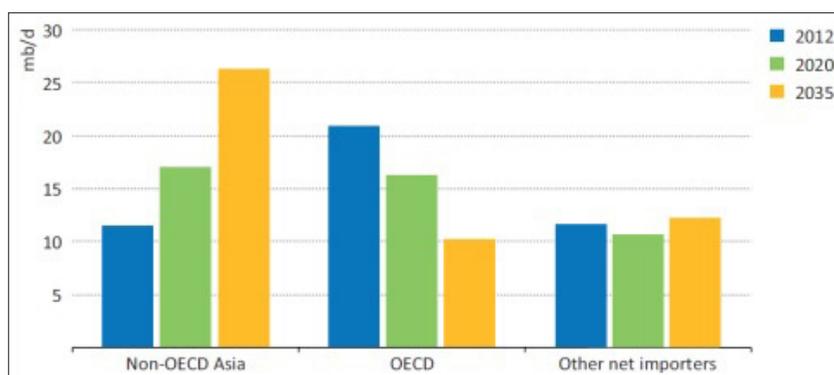


Figura 12. Importaciones netas de petróleo en la OCDE, en los países asiáticos no integrados en la OCDE y en otras regiones durante el periodo 2012-2035. Cifras en millones de barriles diarios (mbd). *New Policies Scenario (IEA, WEO 2013).*

Así, las necesidades netas de importación de los países asiáticos no integrados en la OCDE crece en casi 15×10^6 barriles diarios (bd) entre 2012 y 2035, alcanzando aproximadamente los 15×10^6 bd en la última fecha, lo que representa más de la mitad de todo el comercio interregional. La mayor parte del incremento comentado es atribuible a China (país en el que las importaciones crecen en casi 7×10^6 bd), India ($4,8 \times 10^6$ bd) y la ASEAN (3×10^6 bd). China va camino de sobrepasar a los EE. UU. como primer importador neto mundial y todo apunta a que hacia 2020 sus importaciones también superarán a las del conjunto de la Unión Europea.

Por lo que se refiere a los países de la OCDE (que tradicionalmente han venido siendo los grandes importadores de petróleo), la AIE (IEA, *WEO 2013*) pronostica que todos ellos verán disminuir sus importaciones. En conjunto, su porcentaje de participación en el comercio interregional cae de cerca de un 50% en la actualidad a tan solo un 20% en 2035. El descenso de las importaciones es relativamente suave en los países asiáticos y europeos de la OCDE, pero muy acusado en América del Norte, que pasa de ser una región netamente importadora, con $5,1 \times 10^6$ bd en 2012, a exportadora neta, con $1,7 \times 10^6$ bd en 2035 (figura 13). Este giro de $6,8 \times 10^6$ bd es atribuible en parte a un incremento de $3,8 \times 10^6$ bd en la producción de petróleo proveniente en su práctica totalidad de fuentes no convencionales (ver apartados “La producción de crudo ha alcanzado ya su máximo. Los petróleos no convencionales ganan protagonismo”, “La producción de los países ajenos a la OPEP aumenta hasta finales de la década de los veinte para después estancarse y decaer” y “La revolución del LTO iniciada en los EE. UU. se propaga a otros países, pero pierde fuerza desde principios de los treinta”), así como a una reducción del consumo, que disminuye en 3×10^6 bd. Curiosamente, el declive de las importaciones en América del Norte prácticamente iguala el aumento de las mismas en China.

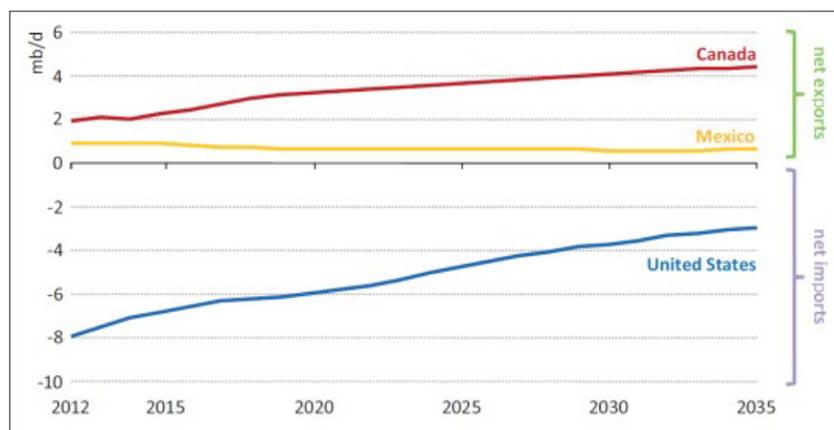


Figura 13. Balance comercial neto entre importaciones y exportaciones en América del Norte. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). “New Policies Scenario” (IEA, *WEO 2013*).

El flujo global de crudo vira de la cuenca atlántica, con la excepción de Europa, hacia el este de Suez, particularmente hacia China e India

Un análisis del comercio interregional exclusivamente centrado en el crudo (que representa la mayor parte del comercio global) muestra una evolución similar a la comentada en los dos apartados precedentes. Según la AIE (IEA, *WEO 2013*), en las dos próximas décadas el flujo comercial de crudo vira significativamente de la cuenca atlántica, donde Europa permanece como el único mercado importador, a la región situada al este de Suez, nombre con el que se conoce en los análisis comerciales del petróleo a la suma de Oriente Medio y Asia.

La región al este de Suez, en su conjunto, ha venido siendo la gran exportadora de crudo al resto del mundo, principalmente desde Oriente Medio a Europa y América del Norte. Así, por ejemplo, en el año 2000, la región al este de Suez exportó 7×10^6 barriles diarios (bd). Sin embargo, desde dicha fecha, el aumento de la capacidad de refino en esta región, reflejo de un crecimiento de la demanda interna de productos derivados del petróleo, se ha traducido en una disminución del flujo exportador al resto del mundo, de manera que en 2012 el balance exportador de la región al este de Suez era ya prácticamente nulo debido a que las exportaciones netas de crudo desde Oriente Medio equivalían a las necesidades importadoras de Asia. Evidentemente, Oriente Medio también exporta crudo a otras regiones, como Europa y América del Norte, lo que hace que Asia tenga que importar unos volúmenes aproximadamente equivalentes desde otras procedencias, como Rusia, la región del Caspio y África occidental.

De cara al futuro, de aquí a 2035, la AIE prevé que las exportaciones de crudo desde Oriente Medio aumenten tan solo modestamente, debido a que el incremento de la capacidad de refino programado en esta región absorberá la mayor parte del crecimiento de la producción. Y como, al mismo tiempo, en Asia cabe esperar un aumento de las necesidades de importación fruto del crecimiento de la capacidad de refino y de una caída de la producción, todo apunta a que la región al este de Suez experimentará un déficit creciente en el balance exportación-importación de crudo. Una situación completamente diferente a la prevista para América del Norte, donde se espera un abrupto declive de las importaciones de crudo resultado de la caída de la demanda (ver apartado "La nueva geografía de la demanda. Declive en la OCDE, crecimiento en Asia y Oriente Medio") y de un aumento de la producción de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) y de los hidrocarburos derivados de las arenas petrolíferas de Canadá (ver apartado "La producción de petróleo entre 2012 y 2035. Los no convencionales como una alternativa pasajera a la hegemonía de la OPEP y Oriente Medio"). La consecuencia de todo ello es que el crudo procedente de otras regiones exportadoras fluirá a una escala

sin precedentes hacia la región al este de Suez, que en 2035 tendrá que cubrir unas necesidades de importación netas cercanas a los 8×10^6 bd.

Como algunas exportaciones desde Oriente Medio todavía tendrán que dirigirse hacia el Oeste, principalmente a Europa (aunque en volúmenes menores a los de hoy en día), el flujo de crudo desde el resto del mundo hacia la región al este de Suez deberá ser incluso superior a la cifra anteriormente mencionada, superando los 9×10^6 bd en 2035. En este contexto, la AIE (IEA, *WEO 2013*) prevé que las importaciones desde los mercados asiáticos, por oleoducto o vía marítima, desde Rusia y Kazajistán aumentarán hasta los $2,3 \times 10^6$ bd, lo que todavía deja un volumen de 7×10^6 bd que deberá ser transportado por petroleros desde los puertos de la Rusia europea, África occidental, América Latina y Canadá (figura 14).

En conjunto, las previsiones de la AIE señalan que durante el periodo 2012-2035, el comercio interregional de crudo se incrementará en $3,9 \times 10^6$ bd, cifra que representa un porcentaje cercano al 10%, aunque el volumen comercializado vía marítima, por petroleros, aumentará en un 18% dado que las rutas de abastecimiento por mar se hacen en promedio más largas.

Implicaciones para la seguridad del suministro global de petróleo

Las proyecciones de la AIE comentadas exigirán una reevaluación de las políticas de seguridad del suministro de petróleo. A este respecto, resulta oportuno destacar que en 2035 los dos mayores importadores mundiales de petróleo serán China (con $11,7 \times 10^6$ bd) e India ($6,8 \times 10^6$ bd), mientras que el porcentaje de participación de los EE. UU. en el comercio interregional de crudo declina desde el 27% actual a un 15%. Esta situación hace que los países asiáticos citados deban implicarse en mayor medida en prevenir y gestionar los efectos de posibles interrupciones en el suministro.

Así mismo, los cambios en el flujo global del petróleo tendrán implicaciones sobre la importancia relativa de algunos pasos estratégicos (*choke points*) en el sistema de abastecimiento marítimo. Así, por ejemplo, según las proyecciones de la AIE (IEA, *WEO 2013*), el flujo de crudo a través de los estrechos de Malaca aumentará de 13×10^6 barriles diarios (bd) en 2012 a $17,5 \times 10^6$ bd en 2035. Sin duda, los países asiáticos más dependientes de las importaciones deberán involucrarse de forma activa y multiplicar sus esfuerzos para reforzar la seguridad de esta vía marítima. Una tarea que, en cualquier caso, requiere de la colaboración internacional, ya que todos los países importadores están interesados en mitigar los posibles efectos de una interrupción en el suministro de petróleo, dado el impacto potencial que un acontecimiento de este tipo podría tener sobre los precios del petróleo y la economía global.

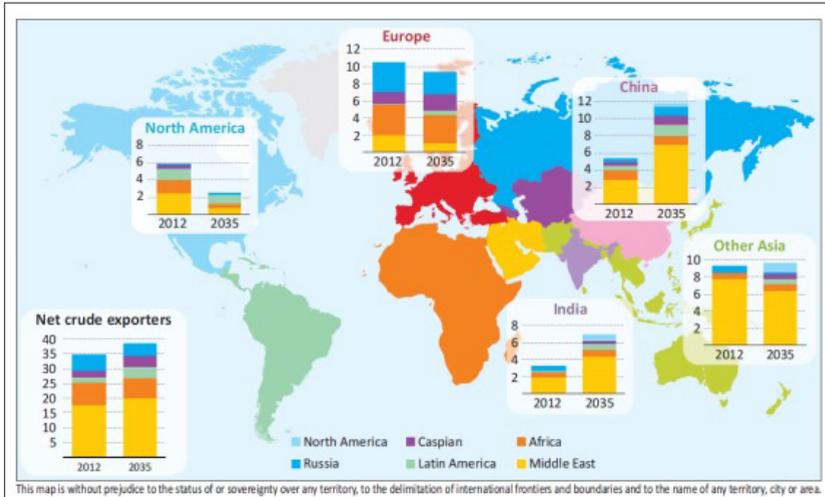


Figura 14. Importaciones de crudo por región y fuente. Cifras en millones de barriles diarios (mbd). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

Gas no convencional

Consideraciones técnicas preliminares

¿Qué significa no convencional?

En el caso del gas natural, la industria clasifica como no convencional aquel gas que se encuentra en rocas, o en sustancias cristalinas poco usuales, de las que resulta difícil extraer el gas, ya sea por la baja permeabilidad y porosidad de las rocas o por la manera en la que el gas se encuentra alojado. También se define como aquel gas que no puede ser extraído de forma económicamente rentable mediante la tecnología comúnmente utilizada y cuya producción requiere el empleo de técnicas especiales de perforación y de estimulación. Ello supone un sobrecoste y que, en líneas generales, la producción de gas no convencional resulte muy dependiente de los precios del gas en el mercado.

Principales tipos de gas no convencional

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el gas no convencional incluye las siguientes cinco categorías:

- I. Gas de rocas compactas (*tight gas*). Es el gas natural atrapado en rocas sedimentarias (areniscas y calizas) con muy baja permeabilidad (por lo general, inferior a 0,1 milidarcys) y baja porosidad. De manera práctica, este gas también puede ser definido como aquel que no puede ser extraído de manera provechosa de su roca almacén mediante pozos verticales convencionales. Este tipo de gas no

convencional puede contener condensados (hidrocarburos gaseosos en las condiciones de presión y temperatura del subsuelo pero que en superficie condensan a líquidos).

- II. Gas de lutitas (*shale gas*). Se trata de gas natural atrapado en rocas sedimentarias de grano fino (esencialmente formadas por partículas de tamaño arcilla o limo) de baja permeabilidad y ricas en materia orgánica (*shales*). Debido a la muy baja permeabilidad y porosidad de estas rocas, algunos autores las consideran una subcategoría del *tight gas*. Se trata de rocas madre de hidrocarburos que tras sufrir un proceso de maduración térmica conveniente, han generado gas. Parte de este se encuentra todavía en la roca, aunque otra parte puede haber migrado verticalmente, acumulándose en yacimientos convencionales. Como los fluidos no pueden moverse fácilmente a través de rocas de baja permeabilidad, la producción comercial del gas requiere de técnicas avanzadas como la fracturación hidráulica (o *fracking*) y la perforación de sondeos horizontales multilaterales.
- III. Metano de capas de carbón (*coal bed methane* o CBM). Se trata del metano adsorbido en el seno de capas de carbón, en la matriz de esta roca. La mayor parte de las reservas de carbón del mundo se encuentran a profundidades a las que el trabajo de minería resulta imposible. El CBM es el metano contenido en capas de carbón que, por su profundidad o por pobre calidad, no pueden ser explotadas mediante minería. En la explotación de las minas de carbón, el gas metano asociado se considera un peligro o una fuente de problemas medioambientales si este es venteado a la atmósfera. Sin embargo, el CBM puede ser explotado mediante tecnologías de perforación similares a las utilizadas en la búsqueda y aprovechamiento de hidrocarburos convencionales, aunque su producción puede resultar muy difícil si las formaciones que lo contienen están muy compactadas y presentan baja permeabilidad, en cuyo caso hay que utilizar diversas técnicas, como la fracturación hidráulica, para mejorar la productividad del pozo. En este caso, el agua inyectada en los espacios porosos tiene que ser eliminada antes de proceder a la extracción del gas, lo que complica el proceso de producción, aumenta los costes y genera problemas medioambientales.
- IV. Hidratos de metano o hidratos de gas (*gas hydrates*). Son sustancias sólidas naturales, con apariencia de nieve helada, caracterizadas por una estructura "clatrática" (o en jaula) formada por un entramado cristalino de moléculas de agua que atrapan en su interior moléculas de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano. Dentro de su "jaula de hielo" las moléculas de metano están comprimidas por un factor aproximado de 164, de modo que a presión y temperatura atmosféricas un metro cúbico de hidrato de gas libera 164 metros cúbicos de gas y 0,8 metros cúbicos de agua. Este factor

de concentración confiere una especial relevancia a los sedimentos que contienen los hidratos de gas, tanto desde el punto de vista de su potencial energético como desde una perspectiva de los riesgos geológicos y del cambio climático. Los hidratos de gas son estables bajo condiciones de presión moderadamente alta y de temperatura moderadamente baja. Estas condiciones, junto a la presencia del agua y del gas necesario para la génesis del hidrato de gas, se dan tanto en tierra firme, en el permafrost de las regiones árticas, como en los sedimentos localizados en los fondos oceánicos y bajo otras grandes masas de agua, como por ejemplo el gas pobre ("lean gas") y el gas ácido ("sour gas")

- V. Los denominados gas pobre (*lean gas*) y gas ácido (*sour gas*) también pueden incluirse en la categoría del gas no convencional. Se trata de gas contenido en rocas almacén convencionales pero con una alta concentración de impurezas (nitrógeno y CO_2 en el caso del gas pobre y SH_2 en el del gas ácido) cuya presencia afecta negativamente a la economía de la producción.

Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO_2)

Conocer la cantidad de gas in situ albergado por las rocas almacén no convencionales resulta una tarea difícil debido a la estructura heterogénea de dichas rocas y a que los perfiles de producción difieren significativamente de los observados en los pozos convencionales.

Con estas precauciones en mente, sin tener en cuenta los hidratos de gas, se estima que las reservas y recursos⁶ por recuperar de gas no convencional rondan los 343×10^{12} metros cúbicos (m^3), frente a los aproximadamente 468×10^{12} m^3 del gas convencional (figura 15, tabla 8), lo que supone un total global aproximado de 811×10^{12} m^3 , que equivalen a más de 230 años de producción al ritmo actual.

La contribución potencial al suministro global de gas natural que cada uno de los diferentes tipos de gas convencional y no convencional (excluidos los hidratos de gas) podría aportar a largo plazo se resume en la figura 16. Esta figura también ilustra los costes de producción (recuadro a la izquierda) y de transporte (recuadro a la derecha) en 2008 (IEA, *WEO 2009*). Los hidratos de gas no están incluidos porque todavía no existe producción comercial de gas a partir de estos compuestos y tampoco se espera que esto ocurra en el futuro inmediato.

El potencial total a largo plazo de todos los recursos de gas comercialmente explotables a fecha de hoy asciende aproximadamente a 811×10^{12} metros cúbicos (m^3). El volumen ya extraído –en parte quemado (*fla-*

⁶ Véase nota a pie de página n.º 2.

red) o venteado directamente a la atmósfera— se sitúa en torno a los $100 \times 10^{12} \text{ m}^3$, con unos costes de producción máximos de 8 dólares por millón de BTU (MBTU)⁷. Para comparar, sobre las bases de un mismo contenido energético, estos costes con los del petróleo (ver apartado “Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO2)”, conviene saber que esos 8 dólares por MBTU equivalen a unos 46 dólares por barril equivalente de petróleo⁸.

Los costes de producción para el gas asociado (el gas que se produce en

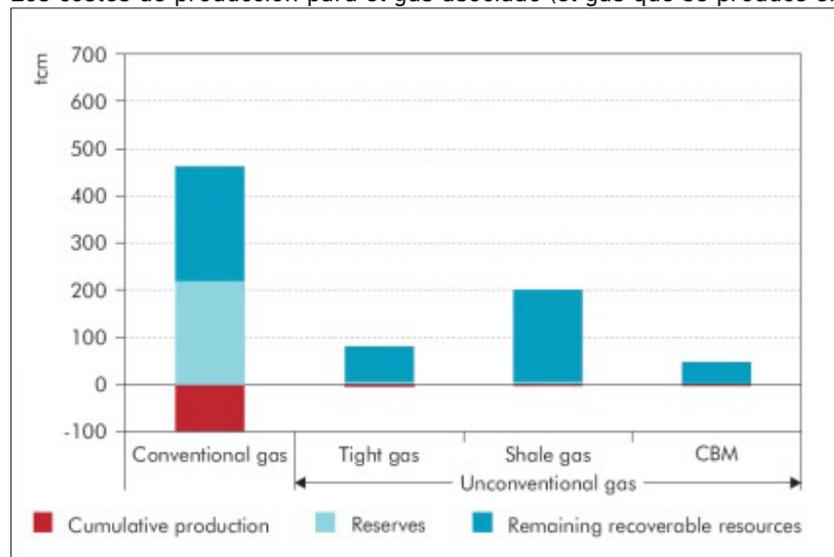


Figura 15. Producción acumulada, reservas y recursos recuperables de gas natural por explotar, tanto convencionales como no convencionales, a finales de 2011 y a escala global. Cifras en billones de metros cúbicos (bcm). (IEA, WEO 2012).

una explotación de petróleo) son por lo general más bajos que los del gas no asociado (aquel extraído de un campo de gas natural), muy particularmente en aquellos campos en los que la infraestructura para extraer petróleo existía ya antes de que se tuviera la intención de explotar el recurso de gas. Sin embargo, todavía en la actualidad se queman cantidades significativas de gas asociado porque el tratamiento y posterior transporte del gas a los mercados no resulta económicamente viable. De este modo, solo en la última década, se han quemado más de $1,5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ de gas en todo el mundo, un volumen que equivale a más del 5% de toda la producción comercializada.

⁷ Un dólar por millón de BTU (*British Thermal Units*) equivale aproximadamente a 0,035 dólares por metro cúbico.

⁸ Un dólar por millón de BTU (*British Thermal Units*) equivale a 5,8 dólares por barril equivalente de petróleo.

	Conventional		Unconventional			Total
			Tight gas	Shale gas	Coalbed methane	
E. Europe/Eurasia	143	11	15	20	46	190
Middle East	124	9	4	-	13	137
Asia-Pacific	44	21	53	21	95	138
OECD Americas	46	11	48	7	66	112
Africa	52	10	39	0	49	101
Latin America	32	15	40	-	55	86
OECD Europe	26	4	13	2	19	46
World	468	81	212	50	343	810

Notes: Remaining resources comprise known reserves, reserves growth and undiscovered resources. Unconventional gas resources in regions that are richly endowed with conventional gas, such as Eurasia or the Middle East, are often poorly known and could be much larger. Sources: BGR (2012); US EIA (2013); USGS (2000); USGS (2012a and 2012b); IEA databases and analysis.

Tabla 6. Recursos técnicamente recuperables de gas natural por explotar, según tipos y regiones, a finales de 2012. Cifras en billones de metros cúbicos (bcm). (IEA, WEO 2013).

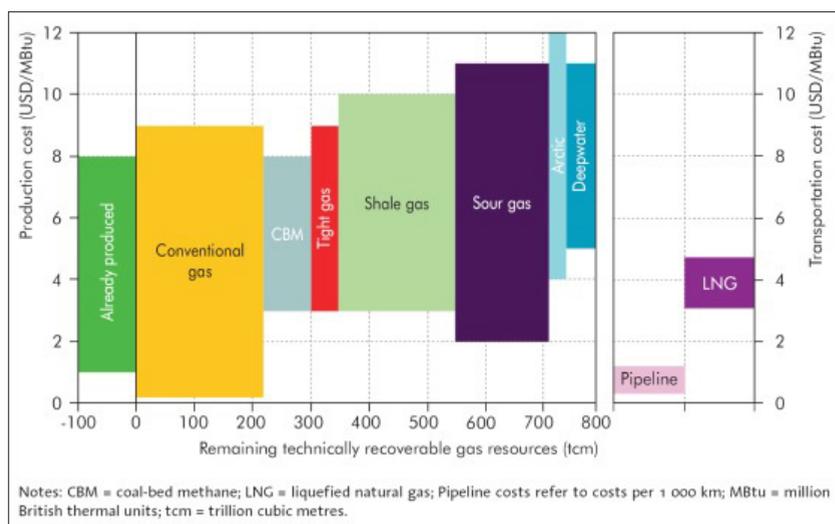


Figura 16. Costes de producción en 2008 (en dólares por millón de BTU) y volúmenes técnicamente recuperables a largo plazo de diferentes categorías de recursos de gas natural, convencionales y no convencionales (en billones de metros cúbicos). El recuadro de la derecha muestra los costes de transporte del gas natural en dólares por millón de BTU (y por cada 1.000 km en el caso del transporte por gasoducto). (IEA, Resources to reserves, 2013).

La porción más accesible de los recursos convencionales de gas por explotar rondan los $220 \times 10^{12} \text{ m}^3$, con unos costes de producción que oscilarían entre 0,20 y 9 dólares por MBTU. Otros recursos convencionales incluyen los provenientes del Ártico o de aguas profundas. Los primeros,

podrían alcanzar los $30 \times 10^{12} \text{ m}^3$ y sus costes de producción se situarían entre 4 y 12 dólares por MBTU; los segundos podrían representar unos $50 \times 10^{12} \text{ m}^3$ con un coste de producción de entre 5 y 11 dólares por MBTU⁹.

Los recursos no convencionales comercialmente explotables en la actualidad suman 343×10^{12} metros cúbicos (m^3) –de los cuales, $212 \times 10^{12} \text{ m}^3$ corresponderían al gas de lutitas (*shale gas*), $81 \times 10^9 \text{ m}^3$, al gas de rocas compactas (*tight gas*) y $50 \times 10^{12} \text{ m}^3$, al metano de las capas de carbón (*coal bed methane* o CBM)– con unos costes de producción comprendidos entre 3 y 10 dólares por MBTU. Los recursos de gas ácido y gas pobre (*sour gas* y *lean gas*), que algunos autores incluyen dentro de la categoría de gas no convencional (ver apartado “Principales tipos de gas no convencional”), aportarían $160 \times 10^{12} \text{ m}^3$ adicionales con un coste de producción de entre 2 a 11 dólares por MBTU.

Un factor esencial a considerar en los costes del gas natural es el transporte. En el caso de gasoductos, este es de 0,30 a 1,2 dólares por MBTU cada 1.000 kilómetros, según se trate de segmentos en tierra o bajo el mar y dependiendo de la capacidad del gasoducto y de la antigüedad de la instalación. Para el gas natural licuado (*liquified natural gas* o LNG), los costes totales de licuefacción, transporte y regasificación varían de 3,10 a 4,70 dólares por MBTU dependiendo del tamaño de las plantas y de las distancias implicadas en el transporte.

La estimación sobre el volumen mundial de hidratos de gas es de aproximadamente $2,1 \times 10^{16} \text{ m}^3$. Otras estimaciones más conservadoras rebajan la cifra anterior en un orden de magnitud, pero incluso estas revelan la existencia en el planeta de un enorme volumen de gas “enjaulado” en los hidratos. Estamos hablando de entre $3,4 \times 10^{18} \text{ mc}$ y $3 \times 10^{17} \text{ m}^3$ de gas que contrastan con los $811 \times 10^{12} \text{ m}^3$ comentados en el segundo párrafo de este apartado.

Distribución geográfica de los recursos. El gas no convencional como un contrapeso a Oriente Medio y Rusia

De la cifra de recursos de gas no convencional comentada en el segundo párrafo del apartado 3.1.3 (343×10^{12} metros cúbicos), aproximadamente el 27,7% se localiza en la región de Asia-Pacífico, el 19,2% en EE. UU. y Canadá, un 16% en América Latina, un 13,4% en Europa oriental-Eurasia, un 14,2% en África, un 5,5% en los países europeos integrados en la OCDE y tan solo un 3,8% en Oriente Medio (tabla 8 y figuras 17 y 18).

⁹ Existe una clara discrepancia en las cifras de volúmenes técnicamente recuperables de gas natural convencional entre la tabla 10 y la figura 20. Probablemente, ello se debe a que en esta última se tabulan datos de finales de 2008, mientras que la tabla recoge datos de finales de 2012.

Esta distribución geográfica contribuye a equilibrar la excesiva concentración de las reservas y recursos convencionales en Europa oriental-Eurasia (principalmente en Rusia) y en Oriente Medio. Ambas regiones contabilizan, respectivamente, cerca del 30,6% y del 26,5% de las reservas y recursos técnicamente recuperables¹⁰ de gas natural convencional del mundo. Sin embargo, es posible que en el futuro, Oriente Medio y otras regiones, como los países de la ribera del Caspio –que hasta el presente han recibido poca atención por sus grandes recursos convencionales–, vean aumentar considerablemente las estimaciones sobre sus recursos no convencionales.

La figura 19 resume el volumen de recursos de gas no convencional recuperable para diferentes países, desglosándolo en tres categorías: gas de rocas compactas (*tight gas*), gas de lutitas (*shale gas*) y metano de capas de carbón (*coal bed methane* o CBM). De ella se deduce, sin ningún lugar a dudas, la importancia geopolítica de los recursos del gas de lutitas. A finales de 2012, estos representaban aproximadamente el 61,8% del total de los recursos no convencionales técnicamente recuperables pendientes de explotación, frente al 23,6% del gas de rocas poco permeables y el 14,6% del metano de capas de carbón (tabla 6).

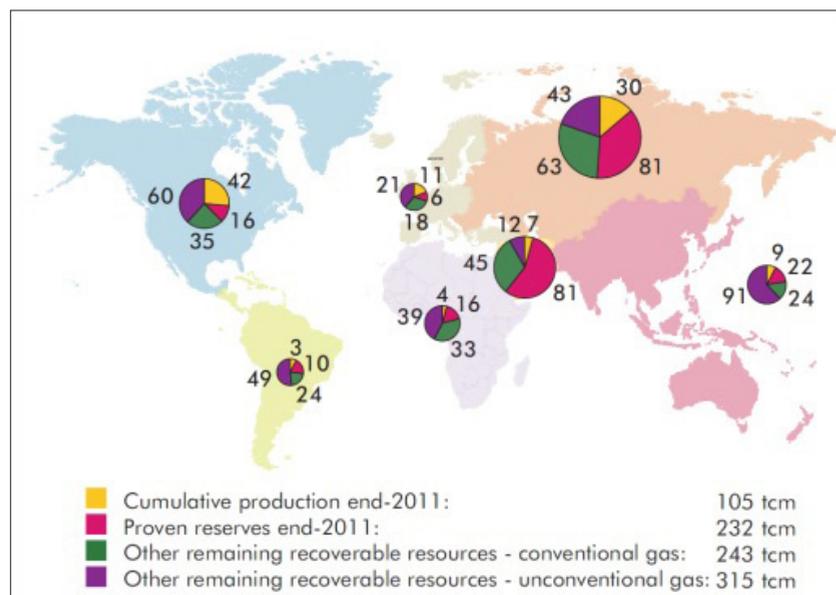


Figura 17. El gas natural en el mundo en 2012. Distribución regional de la producción acumulada, las reservas probadas y los recursos recuperables por explotar, tanto convencionales como no convencionales. Cifras en billones de metros cúbicos (bcm). (IEA, *Resources to reserves*, 2013).

¹⁰ Véase nota a pie de página n.º 4.

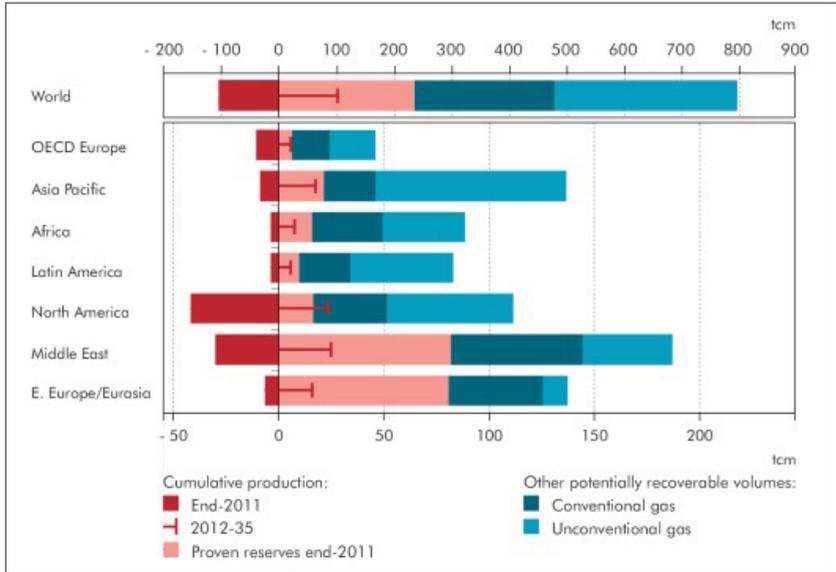


Figura 18. Producción acumulada, reservas probadas y recursos potencialmente recuperables de gas en el *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2012). Cifras en billones de metros cúbicos (bcm). Observar las diferentes escalas para el mundo (arriba) y las regiones (abajo). La figura contiene un error: la longitud de la barra azul claro correspondiente al gas no convencional en Europa oriental-Eurasia corresponde en realidad a la de Oriente Medio y viceversa (comparar con la Tabla 8). (IEA, WEO 2012).

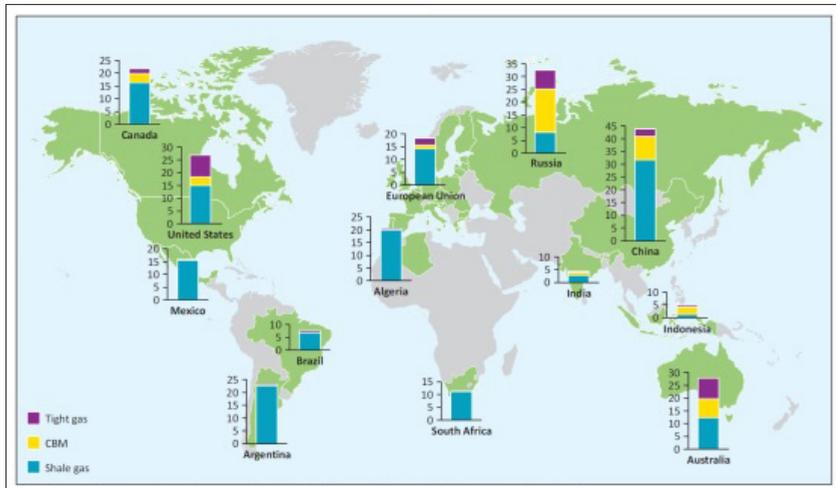


Figura 19. Recursos recuperables de gas no convencional por tipos y por países a finales de 2012. Cifras en billones de metros cúbicos (bcm). (IEA, WEO 2013).

El caso de los recursos de gas de lutitas (*shale gas*)

En un informe publicado a principios de Junio de 2013 (*Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*, 2013), la Energy Information Administration (EIA) del Gobierno de los EE. UU. ha incrementado en un 10% una estimación anterior (US EIA, 2011) sobre los recursos técnicamente recuperables a escala global de gas de lutitas. La nueva estimación es de alrededor de $204,4 \times 10^{12}$ metros cúbicos (m^3). Esta cifra supera ampliamente los $185,2 \times 10^{12} m^3$ que, según el último informe de BP (*Statistical Review of World Energy*, junio de 2013), constituían a finales de 2012 las reservas probadas de gas natural del mundo y que al ritmo de extracción del mismo año aseguran la disponibilidad de este combustible durante casi 56 años.

De los $204,4 \times 10^{12} m^3$ citados, $31,2 \times 10^{12} m^3$ corresponderían a China, que ocupa el primer lugar en una lista de 42 países analizados en el informe, seguida por Argentina, Argelia y EE. UU., con $22,5 \times 10^{12}$, $19,8 \times 10^{12}$ y $18,6 \times 10^{12} m^3$, respectivamente. El resto de países que ocupan los diez primeros puestos del *ranking* son Canadá ($16 \times 10^{12} m^3$), México ($15,3 \times 10^{12} m^3$), Australia ($12,2 \times 10^{12} m^3$), Sudáfrica ($10, \times 10^{12} m^3$), Rusia ($8 \times 10^{12} m^3$) y Brasil ($6,9 \times 10^{12} m^3$).

El informe (US AIE, 2013a) constata que más de la mitad de los recursos mundiales de gas de lutitas localizados fuera de los EE. UU. se concentran en China, Argentina, Argelia, Canadá y México. Sin duda, las nuevas cifras aportadas presentan un gran interés económico y geopolítico, habida cuenta del enorme potencial de los recursos localizados más allá de las fronteras de los EE. UU., aunque todavía está por ver si tales recursos podrán ser explotados de manera económicamente viable, como es el caso de EE. UU., país en el que la producción de gas a partir de lutitas ha crecido de tal forma que en la actualidad representa ya el 40% de todo el gas natural extraído.

Por lo que respecta a Europa, las estimaciones de recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas efectuadas en 11 países arrojan una cifra conjunta aproximada de $13,2 \times 10^{12} m^3$, lo que representa un 6,4% del total estimado para los 42 países analizados. Dicha cifra conjunta situaría a Europa en el séptimo lugar del *ranking* mundial, por detrás de México y por delante de Australia. El 60% de los recursos totales del viejo continente se localizarían en Polonia y Francia, que con $4,1 \times 10^{12}$ y $3,8 \times 10^{12} m^3$ respectivamente encabezan el *ranking* europeo, seguidos a mucha distancia por Rumanía ($1,4 \times 10^{12} m^3$), Dinamarca ($0,9 \times 10^{12} m^3$), Holanda y Reino Unido (con $0,7 \times 10^{12} m^3$ cada uno). España¹¹, con $0,22 \times 10^{12} m^3$,

¹¹ El informe de la EIA (US AIE, 2013a) presenta la novedad de incluir por vez primera una estimación de recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas para España.

ocuparía el puesto décimo, por detrás de Bulgaria y Alemania (con $0,48 \times 10^{12} \text{ m}^3$ cada uno) y Suecia ($0,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$). Según datos de BP (*Statistical Review of World Energy*, junio de 2013), el consumo de gas natural en la Unión Europea fue de aproximadamente $0,44 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2012, de manera que los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas podrían cubrir hasta 30 años de consumo y multiplicar por un factor de 7,6 las actuales reservas probadas de gas de la UE.

La EIA (US EIA, 2013a) también rebaja en su informe algunas estimaciones previas, como por ejemplo las de Noruega, Polonia, Sudáfrica, China y México. Lo acontecido en el caso de los dos países europeos ilustra perfectamente algunas de las razones que subyacen a tales rebajas, subrayando de paso la precaución con la que debe manejarse cualquier estimación de recursos. En este sentido, no debe olvidarse que EE. UU. y Canadá son los dos únicos países del mundo que en la actualidad producen *shale gas* y *shale oil* en cantidades comerciales. En el caso de Noruega los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas caen de $2,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2011 a cero debido a los desalentadores resultados obtenidos tras la perforación por Shell de tres pozos en la formación Alum Shale. Estos tres pozos fueron perforados en Suecia en 2011, en la parte de la formación citada menos compleja desde el punto de vista geológico, lo que reduce drásticamente las perspectivas de éxito en Noruega, donde la geología es mucho más complicada.

En Polonia, los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas de la formación Lublin Shale disminuyen de $1,23 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2011 a $0,25 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en el informe de 2013, como resultado de la aplicación por parte de la AIE de criterios más rigurosos para definir la calidad de las formaciones que albergan el gas. Esta revisión comporta que la estimación de recursos de gas de lutitas para el conjunto de Polonia desciende de $5,2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2011 a $4,1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2013.

En concreto, se analizan las cuencas vasco-cantábrica y del Ebro. En el primer caso, por motivos técnicos, el estudio solo considera como potencialmente favorable algunas formaciones de *shales* de edad jurásica, para las que se calcula una acumulación in situ de $1,18 \times 10^{12} \text{ m}^3$, de los cuales únicamente podrían recuperarse alrededor de $0,22 \times 10^{12} \text{ m}^3$. El informe no entra a cuantificar los posibles recursos técnicamente recuperables de la cuenca del Ebro, ya que considera que las formaciones de *shales* paleozoicas y eocenas existentes en el subsuelo de dicha cuenca no cumplen uno de los requisitos geoquímicos básicos para la generación de cantidades apreciables de hidrocarburos: el contenido de materia orgánica (TOC) en dichas formaciones es bajo. Por todo ello, a la espera de nuevos estudios, el informe de la AIE concluye que las reservas técnicamente recuperables de gas de lutitas en España son de $0,22 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Esta cifra, que queda muy por debajo de otras estimaciones hechas públicamente recientemente en nuestro país, permitiría cubrir el consumo de gas natural de España durante algo más de 7 años, asumiendo las cifras de consumo para el año 2012 publicadas por BP (*Statistical Review of World Energy*, junio de 2013).

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	881	1 195	1 358	1 403	1 430	1 483	288	0.9%
Americas	643	859	1 000	1 041	1 063	1 114	255	1.1%
Canada	109	160	184	189	186	194	34	0.8%
Mexico	26	49	50	58	68	81	32	2.1%
United States	507	649	764	792	807	837	188	1.1%
Europe	211	277	249	237	225	215	-62	-1.1%
Norway	28	101	121	118	115	111	10	0.4%
Asia Oceania	28	59	109	125	143	155	95	4.1%
Australia	20	51	103	120	139	152	101	4.6%
Non-OECD	1 178	2 188	2 599	2 919	3 216	3 492	1 304	2.0%
E. Europe/Eurasia	831	882	911	986	1 094	1 164	282	1.2%
Azerbaijan	10	16	23	33	43	47	30	4.5%
Russia	629	673	667	692	757	808	135	0.8%
Turkmenistan	85	67	83	100	117	132	66	2.9%
Asia	130	419	566	625	694	769	350	2.6%
China	15	103	178	218	266	317	214	4.8%
India	13	46	62	73	85	98	52	3.2%
Indonesia	48	81	108	118	129	139	57	2.3%
Middle East	92	519	624	720	766	823	304	1.9%
Iran	23	150	143	165	180	207	56	1.3%
Iraq	4	6	39	71	79	83	77	11.5%
Qatar	6	151	187	214	227	237	86	1.9%
Saudi Arabia	26	86	112	121	128	136	50	1.9%
UAE	20	52	58	61	62	65	13	0.9%
Africa	64	200	280	333	378	428	228	3.2%
Algeria	43	77	106	115	123	132	55	2.3%
Libya	6	8	17	21	24	30	22	5.7%
Nigeria	4	36	42	55	70	83	47	5.6%
Latin America	60	168	218	255	285	308	140	2.6%
Argentina	20	42	49	65	80	91	49	3.3%
Brazil	4	17	38	60	78	92	76	7.4%
Venezuela	22	25	36	43	52	63	38	3.9%
World	2 059	3 384	3 957	4 322	4 646	4 976	1 592	1.6%
European Union	213	185	135	122	114	104	-80	-2.3%

* Compound average annual growth rate.

Tabla 7. Producción de gas natural por región. Cifras en miles de millones de metros cúbicos. *New Policies Scenario (IEA, WEO 2013).*

Debe subrayarse que, en cualquier caso, el informe comentado (US EIA, 2013a) no puede considerarse completo ya que no incluye muchas formaciones de *shales* de interés prospectivo, como por ejemplo aquellas que

subyacen a los grandes campos petroleros de Oriente Medio y de la región del Caspio.

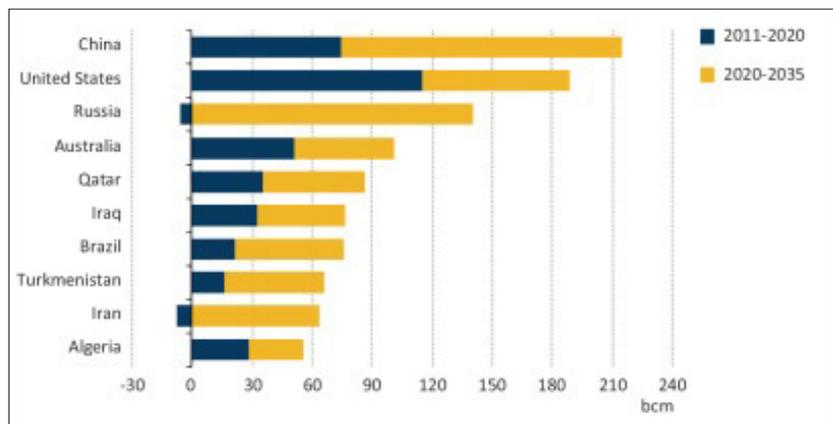


Figura 20. Cambios en la producción de gas natural en algunos países clave durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Políticas Scenarío* (IEA, WEO 2013).

La producción de gas natural entre 2012 y 2035. La revolución del gas no convencional se expande más allá de EE. UU. y Canadá

En poco más de dos décadas el gas no convencional podría representar más de un cuarto de la producción global de gas natural

La AIE pronostica en su *New Políticas Scenarío* (IEA, WEO 2013) que el consumo de gas natural en el mundo crecerá de cerca de $3,4 \times 10^{12}$ metros cúbicos (m^3) en 2011 a algo menos de 5×10^{12} m^3 en 2035, con un 40% de este aumento atribuible al sector de la generación eléctrica. Estamos hablando de un ritmo medio de crecimiento anual del 1,6%, aunque esta tasa variará ampliamente por regiones, de modo que sería tres veces más rápida en los países ajenos a la OCDE que en los mercados más maduros de los países industrializados integrados en esta organización.

En el escenario comentado, la AIE prevé que entre 2011 y 2035 la producción de gas natural crecerá en todas las regiones del mundo, con la única excepción de Europa (con una caída del 22,4%), ya que el incremento de la producción en Noruega (del 10%) no será suficiente para compensar el declive en otros campos maduros del mar del Norte y los Países Bajos. Como se muestra en la tabla 9 y en la figura 20, China, EE. UU., Rusia y Australia (por este orden), seguidos por Catar, Irak, Brasil, Turkmenistán, Irán y Argelia, serían los países que experimentarían un mayor aumento de la producción. Aunque EE. UU. y Australia contabilizarían importantes aumentos de su producción (del 29% y el 198%, respectivamente), convir-

tiéndose ambos en exportadores netos, los países ajenos a la OCDE serían responsables de cerca del 81,75% del crecimiento de la producción.

La AIE (IEA, *WEO 2013*) considera que del incremento total en la producción previsto en el *New Policies Scenario* ($1,5 \times 10^{12}$ m³, aproximadamente), el 52% sería aportado por gas no convencional mientras que el 48% restante provendría de fuentes no convencionales (tabla 10). Las previsiones son que a partir de 2020, el desarrollo de la producción de gas no convencional se extienda más allá de América del Norte (EE. UU. y Canadá), convirtiendo a China y Australia en los mayores contribuyentes al crecimiento global de la producción, seguidos por otros países como Argentina, India, Argelia, México e Indonesia y con el conjunto de la Unión Europea situándose ligeramente por encima de estos tres últimos países (figura 21).

	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
						Delta	CAAGR*
Shale gas	232	402	513	627	745	513	5.0%
Coalbed methane	78	148	202	261	315	237	6.0%
Tight gas	250	281	285	276	269	18	0.3%
Total	560	832	999	1 165	1 328	769	3.7%

* Compound average annual growth rate.

Tabla 8. Producción de gas natural no convencional por tipo.
Cifras en miles de millones de metros cúbicos.
New Policies Scenario (IEA, *WEO 2013*).

Para la AIE (IEA, *WEO 2013*), el gas no convencional, que en 2011 representó alrededor del 17% del conjunto de la producción mundial de gas natural, podría llegar a alcanzar el 27% en 2035, con cerca de $1,3 \times 10^{12}$ metros cúbicos. La evolución histórica de la producción de gas no convencional desde el año 2000 al 2035 se resume en la figura 22. De la observación de esta figura se deduce que la revolución iniciada con el gas de lutita (*shale gas*) en EE. UU. y Canadá se expande más allá de las fronteras de estos países, manteniendo una tasa de crecimiento media del 3,7% entre 2011 y 2035.

En cualquier caso, conviene remarcar que la AIE advierte que sus pronósticos a propósito de la producción global de gas no convencional resultan inciertos y dependen, en gran medida, de que los gobiernos y la industria sean capaces de desarrollar un marco regulatorio y de buenas prácticas que les permita obtener una "licencia social" para operar, satisfaciendo así la gran preocupación pública existente sobre los impactos ambientales y sociales relacionados con dichas operaciones.

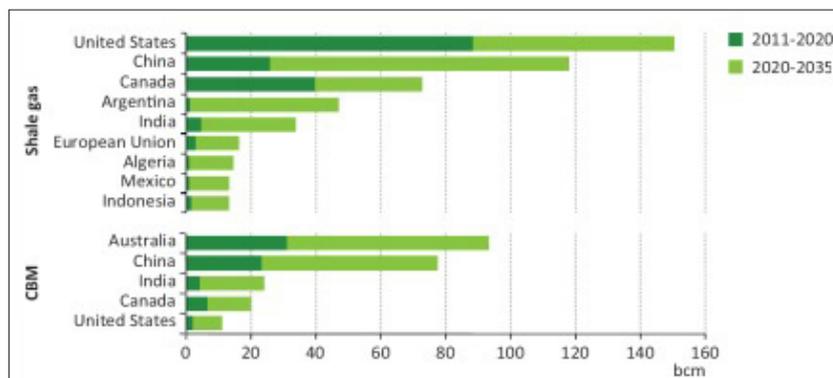


Figura 21. Crecimiento en la producción de gas no convencional por tipo en algunos países y regiones clave durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario (IEA, WEO 2013).*

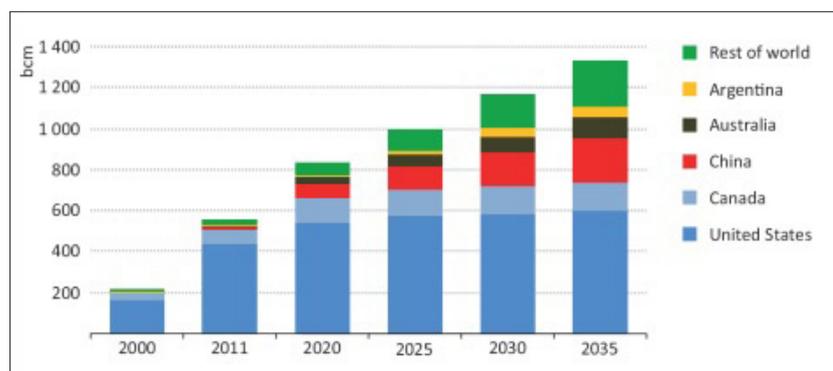


Figura 22. Producción de gas no convencional en algunos países clave durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario (IEA, WEO 2013).*

La producción de EE. UU. y Canadá sigue creciendo en la próxima década para después estabilizarse. México entra en escena

En el *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, WEO 2013), hasta 2020, más de la mitad del crecimiento de la producción global de gas no convencional proviene de los dos grandes productores actuales, EE. UU. y Canadá, que en 2011 contabilizaron cerca del 90% del total. Hacia finales de la presente década se espera que este último porcentaje decaiga al 80%, reflejando el inicio de la producción en China y Australia, a los que posteriormente se irán añadiendo Argentina y otros países (figuras 21 y 22).

El aumento de la producción de gas no convencional, especialmente gas de lutita o *shale gas*, en los EE. UU. se ralentizó ligeramente en 2012, en la

medida que unos precios muy bajos del gas ocasionaron una disminución de la actividad de perforación. Sin embargo, en sus proyecciones la AIE asume que con el tiempo el precio del gas aumentará de manera que la producción total de gas no convencional en EE. UU. podría alcanzar los 600.000×10^6 metros cúbicos (m^3) en 2035 sin que exista ningún indicio de un declive similar al comentado en el apartado 2.3.3 (figura 8) a propósito del petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO).

En Canadá, la producción actual de gas no convencional, mayoritariamente integrada por gas de rocas compactas (*tight gas*) junto a cantidades menores de gas de lutita (*shale gas*) y de metano de capas de carbón (*coal bed methane* o CBM), se sitúa en torno a los $70.000 \times 10^6 m^3$. Sin embargo, las previsiones apuntan a que esta cifra podría aumentar hasta $140.000 \times 10^6 m^3$ en 2035, básicamente impulsada por el gas de lutita.

A largo plazo, en América del Norte todo apunta a que México se unirá a EE. UU. y Canadá como país productor de gas no convencional. En el *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, *WEO 2013*) estima que la extracción podría alcanzar los $30.000 \times 10^6 m^3$ en 2035. Pemex, la compañía estatal de petróleo y gas del país, ha iniciado un programa para invertir 200 millones de dólares en tres años en la exploración de gas de lutita (*shale gas*), empezando por la prolongación en la parte septentrional de México de la formación geológica de Eagle Ford, actualmente en producción en la vecina Texas, en los EE. UU., y que se cree podría albergar cerca de la mitad de los recursos totales del país; sin embargo, la producción comercial podría verse limitada por la escasez de agua en algunas regiones ricas en recursos. La prioridad que Pemex concede a los proyectos generadores de beneficios por exportación y superar las dificultades en mantener los costes de desarrollo a unos niveles capaces de competir con la importación de gas desde los EE. UU. es de primer orden. En cualquier caso, la reforma del sector energético aprobada en México podría significar un gran impulso para la explotación de los recursos de gas no convencional del país, en la medida que la apertura del sector del petróleo y del gas a las compañías extranjeras aportaría la tecnología necesaria y grandes inversiones de capital.

China y Australia irrumpen en el panorama mundial de la producción de gas no convencional

En Australia, la AIE (IEA, *WEO 2013*) señala que la producción de metano de capas de carbón (*coal bed methane* o CBM) ha constituido hasta la fecha la principal fuente de gas no convencional y que su producción puede aumentar rápidamente tras la finalización de tres plantas de gas natural licuado (GNL) en Gladstone (Queensland) que serán alimentadas por el gas natural no convencional derivado de los lechos de carbón de la cuenca de Surat. Las proyecciones del *New Policies Scenario* (figura 21) contemplan que la

producción de metano de capas de carbón en Australia aumente de unos 6.000×10^6 metros cúbicos (m^3) en 2011 a casi $100.000 \times 10^6 m^3$ en 2035. Para lograr estos objetivos, los operadores deberán prestar especial atención a la gestión del agua, dada su escasez general y la alta dependencia de algunas regiones de las aguas subterráneas y artesianas para las actividades agrícolas y de pastoreo. En este sentido, la decisión de New South Wales a principios de 2013 de prohibir el desarrollo de metano de capas de carbón en un radio de dos kilómetros en zonas residenciales y ciertas áreas rurales constituye un toque de atención para la industria

Según la IEA (IEA, *WEO 2013*), en China la producción comercial de metano de capas de carbón alcanza los $10.000 \times 10^6 m^3$ en 2011. Sin embargo, la producción está creciendo menos rápidamente de lo previsto, de forma que será difícil alcanzar el objetivo de $30.000 \times 10^6 m^3$ fijado para 2015. Las proyecciones del *New Policies Scenario* contemplan que el mencionado objetivo se retrase a 2020 (figura 21).

Por lo que se refiere al gas de lutita (*shale gas*), el potencial de China es inmenso (ver apartado “El caso de los recursos de gas de lutitas (*shale gas*)”, pero los proyectos de producción se encuentran en su mayoría en una fase temprana de exploración, particularmente en la región de Sichuán. Las compañías extranjeras pueden participar en las actividades exploratorias como socios minoritarios de compañías chinas y, en algunos casos, como operadores, con las importantes implicaciones que esto conlleva para la transferencia de tecnología. En cualquier caso, parece improbable que la producción comercial de gas de lutita en China alcance los objetivos gubernamentales fijados en algo menos de $6.500 \times 10^6 m^3$ en 2015. Las proyecciones del *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, *WEO 2013*) contemplan que la producción de gas de lutita en China aumente lentamente hasta 2020, para después acelerarse y alcanzar cerca los $120.000 \times 10^6 m^3$ en 2035 (figura 21). Las principales incertidumbres al respecto son geológicas (por ejemplo, en muchos casos las formaciones rocosas de interés se encuentran a más profundidad que en los EE. UU., lo que incrementa los costes de desarrollo) y de accesibilidad (los recursos más prometedores se encuentran en áreas montañosas). Así mismo, la limitada disponibilidad de agua, particularmente en las cuencas de Tarim y Ordos, junto a la ausencia de gasoductos, capacidad de procesado y otras infraestructuras son factores que pueden dificultar el desarrollo de los recursos de gas de lutita en China.

El potencial de Argentina

En un reciente informe del Gobierno de EE. UU. (US EIA 2013a), Argentina ocupa el segundo lugar en el *ranking* mundial en recursos de gas de lutita o *shale gas* –ver apartado “El caso de los recursos de gas de lutitas (*shale gas*)”– La formación geológica más interesante es Vaca Muerta, en la Patagonia septentrional. Según la AIE (IEA, *WEO 2013*) desde un pun-

to de vista geológico las perspectivas de producción son positivas, pero, en la práctica, los obstáculos fiscales, contractuales y políticos podrían ralentizar su desarrollo. Además, se espera que las compañías centren preferentemente su actividad en áreas ricas en petróleo y líquidos, más que en las que contienen recursos de gas seco. Uno de los factores que hasta la fecha ha retardado las inversiones han sido los bajos precios ofertados para la producción. YPF, la nueva compañía estatal, ha aprobado un programa de inversiones de 6.500 millones de dólares destinado a aumentar en un 8% la producción de gas durante el periodo 2013-2017, con cerca del 60% del incremento de la producción proviniendo de gas de rocas compactas y de lutita (*tight gas* y *shale gas*). Asimismo YPF ha anunciado acuerdos de colaboración con compañías extranjeras para desarrollar los recursos no convencionales de Vaca Muerta. En el *New Policies Scenario* la AIE (IEA, *WEO 2013*) asume que si estos acuerdos de colaboración fructifican la producción de gas no convencional en Argentina, podría alcanzar en 2035 un volumen cercano a los 50.000×10^6 metros cúbicos anuales (figura 21), a los que habría que sumar otros 40.000×10^6 metros cúbicos de gas convencional.

La incógnita de Europa

Como se ha comentado en los apartados “La producción de gas natural entre 2012 y 2035. La revolución del gas no convencional se expande más allá de EE. UU. y Canadá” y “En poco más de dos décadas el gas no convencional podría representar más de un cuarto de la producción global de gas natural”, Europa dispone de considerables recursos de los tres tipos de gas no convencional analizados (figura 19), pero su desarrollo a gran escala debe superar una serie de condicionamientos geológicos (la complejidad es más alta que en América del Norte), así como la oposición pública y política a la explotación del gas no convencional en muchos países, particularmente en Europa occidental. Por el momento, resulta incierto pronosticar hasta qué medida tales preocupaciones sociales y ambientales condicionarán un endurecimiento de la regulación a escala europea. Por todo ello, en el *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, *WEO 2013*) adopta una postura conservadora a la hora hacer pronósticos sobre la producción durante el periodo 2011-2035, que podría alcanzar algo menos de 20.000×10^6 metros cúbicos (m^3) en 2035 (figura 21).

De este volumen, el mayor porcentaje correspondería a Polonia ($8.000 \times 10^6 m^3$), país que ha sido considerado el más prometedor de Europa para la producción de gas no convencional. Sin embargo, hasta septiembre de 2013, tras haberse perforado más de 50 pozos, los resultados no han estado a la altura de las expectativas iniciales de la industria, aunque todavía es pronto para juzgar la magnitud y calidad de los recursos explotables, ya que hasta 2016 todavía se tienen que perforar alrededor de 200 pozos más.

La AIE también considera que en 2035 el Reino Unido será capaz de producir $3.000 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gas no convencional (gas de lutita o *shale gas*). En junio de 2013, el British Geological Survey revisó al alza el potencial de este país, doblando la estimación de recursos previa efectuada para la principal área prospectiva del Reino Unido (Bowland Shale).

Fuera de la Unión Europea, la AIE espera que en 2035 la producción de gas no convencional en Ucrania aumente hasta unos niveles similares a los de la vecina Polonia, aunque las perspectivas se ven ensombrecidas por la agitada situación política que vive el país y el clima de incertidumbre inversora asociado.

La reorganización del comercio mundial del gas natural entre 2011 y 2035. Nuevos gasoductos y nuevos actores en el mercado del GNL

La nueva geografía de la demanda. China y Oriente Medio crecen rápidamente, aunque los EE. UU. seguirán siendo el mayor mercado

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé en su *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*) que los mercados del gas natural que entre 2011 y 2035 experimentarán el crecimiento más rápido se localizan fuera de la OCDE (tabla 11). Los países ajenos a esta organización serán responsables de más de las tres cuartas partes del crecimiento de la demanda durante el periodo citado, concentrándose los máximos crecimientos en términos absolutos en China y Oriente Medio.

Por el contrario, en los países de la OCDE, aunque el consumo aumenta, las tasas de crecimiento son menores debido a la saturación de los mercados y a los efectos de penetración de las renovables en el sector de la electricidad en Europa. A pesar de ello, los mercados en la OCDE seguirán siendo comparativamente grandes, de modo que, por ejemplo, en 2035 la demanda en EE. UU., que continuará siendo el mayor consumidor mundial, será un 50% superior a la de China.

Según la AIE (IEA, *WEO 2013*), a pesar de unos precios relativamente bajos, la madurez del mercado del gas en EE. UU. y Canadá limitará la posibilidad de un rápido crecimiento de la demanda en América del Norte, incluso aunque la diferencia de precios con otros combustibles incentivara la expansión del uso del gas a nuevos sectores tales como el transporte. Las previsiones del *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, *WEO 2013*) para el conjunto de la región (incluyendo a México, que experimenta un rápido crecimiento) es que la demanda aumente de más de $0,86 \times 10^{12}$ metros cúbicos (m^3) en 2011 a algo menos de $1,04 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2035. Un dato particularmente interesante es que las previsiones de la AIE apuntan a que en EE. UU., como resultado del abundante suministro y de los bajos precios, el gas natural superará al petróleo en el *mix* energético del país, convirtiéndose de esta manera en la primera fuente de energía primaria.

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	1 036	1 597	1 707	1 778	1 827	1 885	289	0.7%
Americas	628	869	957	988	1 016	1 044	175	0.8%
United States	533	696	749	769	781	789	93	0.5%
Europe	325	525	537	568	584	605	80	0.6%
Asia Oceania	82	202	214	222	227	236	34	0.6%
Japan	57	120	119	123	122	124	3	0.1%
Non-OECD	1 003	1 773	2 249	2 541	2 815	3 086	1 313	2.3%
E. Europe/Eurasia	738	703	732	756	785	817	114	0.6%
Caspian	100	117	127	134	139	144	27	0.9%
Russia	447	476	493	504	523	544	68	0.6%
Asia	84	410	669	816	949	1 088	678	4.2%
China	15	132	307	396	470	529	397	6.0%
India	13	61	87	114	140	172	111	4.4%
Middle East	87	399	504	577	645	700	301	2.4%
Africa	35	111	153	170	187	204	93	2.6%
Latin America	60	149	190	221	248	277	128	2.6%
Brazil	4	27	45	61	75	90	63	5.2%
World**	2 039	3 370	3 957	4 322	4 646	4 976	1 606	1.6%
European Union	371	492	494	523	537	554	62	0.5%

* Compound average annual growth rate. ** The world numbers include gas use as an international marine fuel.

Tabla 9. Demanda de gas natural por regiones. Cifras en miles de millones de metros cúbicos. *New Policies Scenario (IEA, WEO 2013).*

En el conjunto de países europeos de la OCDE, la demanda de gas natural cayó a poco más de $0,5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2012 (marcando el segundo año consecutivo de declive, con un descenso del 10% respecto a 2010), situándose a niveles de 2003. Y la situación resulta similar en la Unión Europea, a causa principalmente de la débil actividad económica y los altos precios del gas, pero también, en menor grado, a una combinación de los bajos precios del carbón, el desplome del precio del CO_2 en el mercado de emisiones, la gran expansión experimentada por las renovables y a la implementación de medidas de ahorro y eficiencia. En el *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, WEO 2013) prevé que la demanda en los países europeos de la OCDE se recupere de forma muy lenta, volviendo en 2025 a alcanzar los niveles de 2010 para después, en 2035, situarse ligeramente por encima de los $0,6 \times 10^{12} \text{ m}^3$.

Rusia, el segundo gran consumidor mundial de gas, enfrenta un panorama incierto a propósito de la demanda doméstica, resultado de las ineficiencias estructurales y de las dudas existentes sobre la rapidez y el sentido en que evolucionará la reforma de precios. El *New Policies Scenario* pronostica un crecimiento, desde algo más de $0,47 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2011, a cerca de $0,54 \times 10^{12} \text{ m}^3$ en 2035.

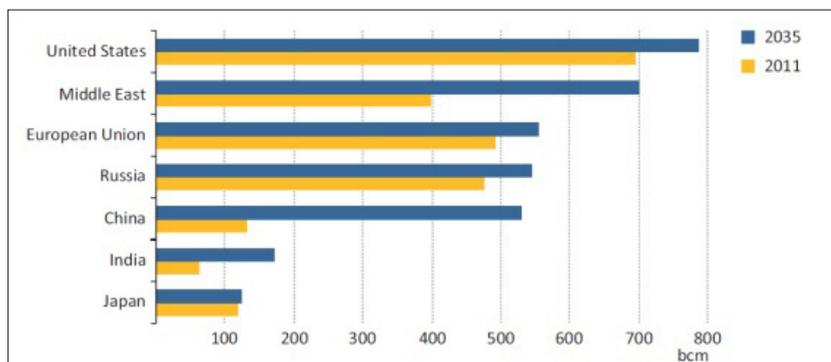


Figura 23. Evolución de la demanda de gas natural en algunos países y regiones durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

Según la AIE (IEA, *WEO 2013*) China será el país que experimentará el mayor aumento en la demanda de gas, cuadruplicándola, para pasar de $0,13 \times 10^{12}$ metros cúbicos (m^3) en 2011 a $0,53 \times 10^{12} m^3$ en 2035, al mismo tiempo que Oriente Medio e India también experimentarán un notable aumento, pasando, durante el mismo periodo, de $0,4 \times 10^{12}$ a $0,7 \times 10^{12} m^3$ y de $0,06 \times 10^{12}$ a $0,17 \times 10^{12} m^3$, respectivamente. Resulta interesante destacar (figura 23) que si estas previsiones se hacen realidad, en 2035 la demanda de Oriente Medio será muy superior a la de China y a las del conjunto de los países europeos integrados en la OCDE y la UE, situándose en el segundo lugar del *ranking* mundial, inmediatamente por detrás de EE. UU. De hecho, las previsiones apuntan a que la demanda de gas en Oriente Medio supere a la de la UE a partir de 2020.

La generación de electricidad será el principal impulsor del consumo de gas a nivel global, a pesar de que las tendencias de consumo serán muy sensibles al impacto de las políticas energéticas dictadas por los gobiernos, así como a la presión competitiva ejercida por el carbón y las renovables. En el *New Policies Scenario* el uso del gas para la generación de electricidad crece en torno a un 42% durante el periodo 2011-2035. Este incremento es especialmente notable en Oriente Medio (donde se duplica), China (donde se multiplica por seis) e India (donde se multiplica por más de tres).

Balace entre producción y demanda. El gas no convencional convierte a Australia, EE. UU. y Canadá en exportadores netos. Las importaciones se desplazan de la cuenca atlántica (con la excepción de Europa) hacia la región de Asia-Pacífico

El comercio interregional de gas natural ha aumentado en un 80% en las últimas dos décadas y en el *New Policies Scenario* la IEA (IEA, *WEO 2013*) se prevé que continuará creciendo, aumentando en cerca de $0,4 \times 10^{12}$

metros cúbicos (m³) durante el periodo 2011-2035, para alcanzar algo menos de 1,1 x 10¹² m³ en 2035 (tabla 12). Esto significa que estamos ante un periodo muy dinámico en el comercio internacional de gas, durante el cual cobrarán relevancia creciente algunos nuevos actores como Australia, EE. UU., Canadá y algunos países del África oriental, que en conjunto plantearán un desafío competitivo a los exportadores clásicos, como Rusia y Catar.

	2011		2020		2035	
	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*
OECD	-402	25%	-349	21%	-402	27%
Americas	-11	1%	43	4%	69	6%
United States	-47	7%	15	2%	48	6%
Europe	-248	47%	-288	56%	-390	87%
Asia Oceania	-143	71%	-105	52%	-81	40%
Japan	-117	97%	-117	108%	-123	125%
Non-OECD	415	19%	351	13%	407	12%
E. Europe/Eurasia	179	20%	179	20%	347	30%
Caspian	58	33%	76	37%	143	50%
Russia	197	29%	174	26%	263	33%
Asia	9	2%	-103	16%	-319	31%
China	-29	22%	-130	41%	-212	40%
India	-14	24%	-25	28%	-74	39%
Middle East	120	23%	119	19%	123	15%
Africa	89	44%	127	45%	224	52%
Latin America	19	11%	29	13%	32	10%
Brazil	-10	38%	-7	20%	2	2%
World**	685	20%	804	20%	1 092	22%
European Union	-308	63%	-360	77%	-450	107%

* Imports as a share of primary demand for importing countries; exports as a share of production (output) for exporting regions/countries. ** Total net exports for all WEO regions, not including trade within WEO regions. Notes: Positive numbers denote exports; negative numbers imports. The difference between OECD and non-OECD totals in 2011 is due to stock change and statistical discrepancies.

Tabla 10. Comercio neto de gas natural, por gasoducto y como gas natural licuado (GNL) por regiones. Cifras en miles de millones de metros cúbicos. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

Según la AIE, en el transcurso del periodo 2011-2035 también asistiremos a un cambio continuado en la dirección del comercio internacional del gas natural, cuyo foco importador se desplazará de la cuenca atlántica (con la notable excepción de Europa, que seguirá siendo la principal región importadora del mundo) hacia la región de Asia-Pacífico, lo que planteará nuevos dilemas para los productores de Eurasia, que dependen de las infraestructuras de gasoductos para acceder a los mercados. Así mismo, la AIE atisba signos de que los términos que regirán el comercio internacional –particularmente en el caso del gas natural licuado (GNL)– serán mucho más sensibles a los condicionantes a corto plazo del

mercado, con mecanismos innovadores de fijación de precios y menos cláusulas de destino, lo que favorecerá las interconexiones entre los diferentes mercados regionales y propiciará cambios en todo el mundo en los mecanismos de fijación de precios.

Europa aumenta su dependencia de las importaciones

A pesar de un incremento relativamente modesto de la demanda durante el periodo 2011-2035 (ver apartado “La nueva geografía de la demanda. China y Oriente Medio crecen rápidamente, aunque los EE. UU. seguirán siendo el mayor mercado”, tabla 11), las necesidades europeas de importación de gas natural crecen fuertemente (tabla 12), debido a la caída generalizada (con la excepción de Noruega) de la producción en el continente (ver apartado “En poco más de dos décadas el gas no convencional podría representar más de un cuarto de la producción global de gas natural”, tabla 11). En el caso de la Unión Europea, el *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, *WEO 2013*) prevé que las necesidades de importación de gas aumenten de algo más de $0,3 \times 10^{12}$ metros cúbicos (m^3) en 2011 a $0,45 \times 10^{12} m^3$ en 2035 (tabla 12, figura 24).

La AIE considera que Europa está bien situada para asegurarse este suministro desde procedencias diversas. Además de los países que alimentan el mercado internacional del gas natural licuado (GNL), los proveedores incluyen tanto a ciertos exportadores tradicionales, como Noruega (que en 2012 se convirtió en el principal suministrador de gas natural a la UE) Rusia y Argelia, como a nuevos exportadores que buscan conectarse a Europa por gasoducto, como es el caso de Azerbaiyán y quizás Irak, a través de Turquía y el resto del sudeste europeo, vía el *southern corridor* (ver “El transporte por gasoducto desde Rusia a Europa se estanca para redirigirse hacia China. Azerbaiyán y Turkmenistán cobran protagonismo”)

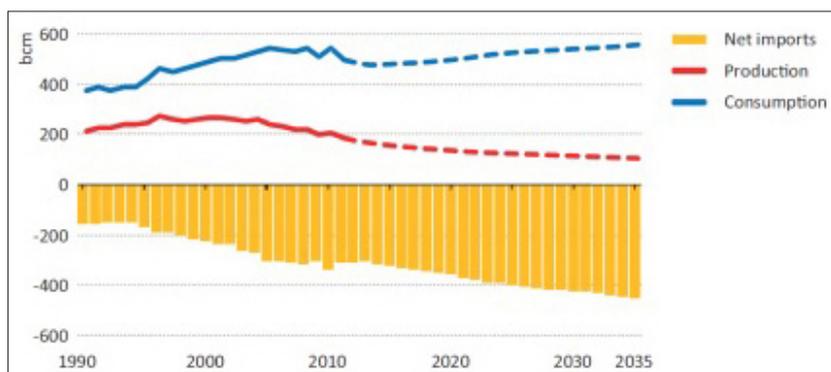


Figura 24. Balance producción/demanda e importaciones netas de gas natural en la Unión Europea. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

El aumento de la producción en China e India no es suficiente para compensar el aumento de la demanda.

Según la AIE (*WEO 2013*), la región de Asia-Pacífico está llamada en las dos próximas décadas a experimentar los cambios más profundos en los mercados globales del gas natural, aunque la velocidad y alcance de estos cambios están sujetos a un alto grado de incertidumbre. Al margen de Japón y Corea, que en la actualidad pueden ser considerados mercados maduros, la región citada tiene un gran potencial para aumentar el consumo de gas, especialmente en aquellos países que pretenden diversificar su *mix* energético y afrontar los temas de la calidad del aire y la contaminación local asociados a la combustión del carbón. Sin embargo, la región de Asia-Pacífico es la que actualmente está pagando los precios más altos para el gas comercializado internacionalmente (una situación que, según las proyecciones de la AIE, tiene pocos visos de cambiar en el futuro), lo que suscita interrogantes sobre la capacidad de compra y sobre si los objetivos políticos podrán imponerse a los factores económicos, al menos en algunos países.

Japón, Corea y Taiwán, los importadores tradicionales de GNL en Asia, han visto cómo se les sumaban China, India, Indonesia, Tailandia y, más recientemente, Malasia y Singapur. Las proyecciones de la AIE apuntan que los aumentos en las importaciones de gas se dirigirán a estos nuevos consumidores, liderados por China (tabla 12, figura 25) con unas necesidades de importación que pasan de aproximadamente 30.000×10^6 metros cúbicos (m^3) en 2011 a $212.000 \times 10^6 m^3$ en 2035 y seguida por India, que durante el mismo periodo incrementará sus importaciones en $60.000 \times 10^6 m^3$ (tabla 12). Parte de todas estas importaciones serán transportadas por gasoducto a China, pero la mayoría lo serán por barco como GNL.

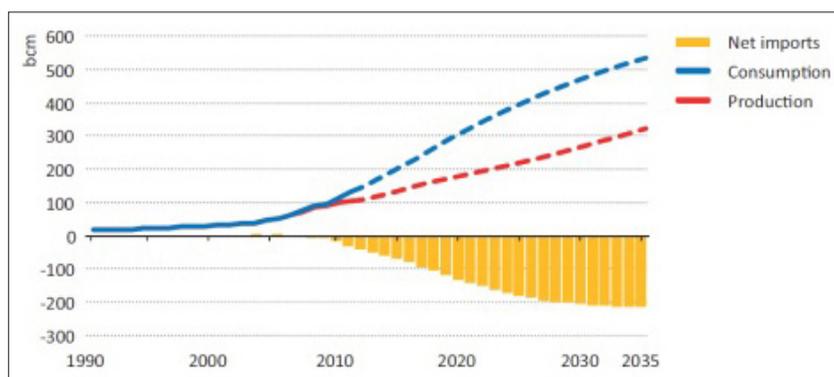


Figura 25. Balance producción/demanda e importaciones netas de gas natural en China. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

El transporte por gasoducto desde Rusia a Europa se estanca para redirigirse hacia China. Azerbaiyán y Turkmenistán cobran protagonismo

En el *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, *WEO 2013*) considera que del incremento en el comercio internacional de gas esperado para el periodo 2011-2035 (cercano a los $0,4 \times 10^{12}$ metros cúbicos, ver tabla 12), algo menos de la mitad se llevará a cabo vía gasoducto. Un flujo que no se verá afectado por los desarrollos en la producción de gas no convencional comentada en el apartado “La producción de gas natural entre 2012 y 2035. La revolución del gas no convencional se expande más allá de EE. UU. y Canadá”.

En este campo de las exportaciones por gasoducto, la AIE pronostica que los principales desarrollos se concentrarán en Eurasia. En el caso de los mercados europeos, resulta relevante el anuncio efectuado por el consorcio involucrado en la segunda fase del desarrollo del campo de Shah Deniz en Azerbaiyán a propósito de la ruta escogida hacia los mercados. La opción escogida es que tras cruzar Turquía por la Trans-Anatolian Gas Pipeline (o TANAP), las exportaciones desde Azerbaiyán se encaminen hacia Grecia y Albania, para después dirigirse al sur de Italia vía la Trans-Adriatic Pipeline (o TAP), con una posible derivación desde Albania hacia Montenegro, Bosnia y Herzegovina y Croacia. Una vez que este gasoducto se haya completado, hacia 2020, se prevé que canalice un flujo cercano a los 10.000×10^6 metros cúbicos (m^3) hacia el sur de Europa, con la posibilidad de que más tarde su capacidad se expanda hasta los $20.000 \times 10^6 m^3$ por año. La apertura de este *southern corridor* durante el periodo 2011-2035 permitiría una expansión de las exportaciones desde Azerbaiyán, cuya producción podría aumentar desde los $17.000 \times 10^6 m^3$ actuales a $47.000 \times 10^6 m^3$ en 2035, así como, tal vez, las procedentes de otros países, entre los que destaca Irak. Los volúmenes canalizados a través del *southern corridor* siguen siendo muy pequeños en comparación a la demanda de gas natural europea, pero en cualquier caso supone un paso adelante en el objetivo de la diversificación y seguridad de suministro.

Por lo que respecta a las exportaciones por gasoducto desde Rusia, la AIE (IEA, *WEO 2013*) prevé en el *New Policies Scenario* que aumenten solo modestamente durante el periodo 2011-2020, a pesar del incremento potencial de su capacidad exportadora que supondrían los gasoductos denominados South Stream y North Stream. La AIE cree que el crecimiento de las exportaciones por gasoducto se verá limitado por la posición de Rusia a propósito del mecanismo de fijación de precios en Europa, ya que la defensa a ultranza de un precio indexado al petróleo puede suponer para Rusia una pérdida de mercado. Sin embargo, a partir de 2020 y hasta 2035, la AIE pronostica una nueva expansión de las exportaciones

rusas por gasoducto, en la medida que el comercio cambia de orientación en dirección este y se abren nuevas conexiones entre los campos de gas de Siberia oriental y China.

Este último país también podría incrementar sus importaciones vía gasoducto desde Asia Central, donde la actual conexión con Turkmenistán podría expandirse hasta alcanzar una capacidad anual próxima a los $60.000 \times 10^6 \text{ m}^3$, así como desde Myanmar, país con el que China inauguró en 2013 una conexión con una capacidad aproximada de $12.000 \times 10^6 \text{ m}^3$ por año.

El comercio de gas natural licuado (GNL) se reorganiza por el aumento del consumo interno en Oriente Medio y la aparición de nuevas fuentes de suministro desde Australia, EE. UU. y Canadá

La IEA (IEA, *WEO 2013*) considera que mientras el comercio del gas natural por gasoducto seguirá dominado por unos pocos productores, básicamente localizados en Eurasia (ver apartado precedente), el grupo de países exportadores de GNL sufrirá una importante reorganización.

Según la AIE, algunos de los actuales exportadores de GNL ya están experimentando un rápido crecimiento de la demanda interna, lo que limita el volumen disponible para las exportaciones. Esta tendencia es particularmente notoria en Oriente Medio, donde Omán, la Unión de Emiratos Árabes y Abu Dabi podrían abandonar las filas de los exportadores de GNL, de forma que hacia 2020 tan solo quedarían Catar y Yemen, a los que tal vez podría unírseles Irak). Otros países que por la misma razón podrían dejar de ser exportadores son Egipto y Trinidad y Tobago.

Por otra parte, el mercado verá cómo emergen nuevos actores y cómo algunos de los ya existentes aumentan su cuota de mercado. Según la AIE, a nivel global, en la actualidad existen doce plantas de exportación de GNL en construcción con una capacidad combinada cercana a los 130.000×10^6 metros cúbicos (m^3) por año. Los planes son que esta nueva capacidad esté lista para ser operativa entre 2015 y 2018, aunque la fecha definitiva está muy condicionada a lo que ocurra en Australia, donde se localizan siete de las doce terminales citadas y los proyectos de construcción han experimentado retrasos y notables incrementos de los costes.

Además de Australia, la nueva fuente de aprovisionamiento de GNL podría ser América del Norte. Según las proyecciones de la AIE (IEA, *WEO 2013*) en EE. UU. la producción está llamada a superar el consumo interno, de modo que hacia 2035 las exportaciones netas desde este país casi alcanzarían los $50.000 \times 10^6 \text{ m}^3$ (tabla 12). Si a estas les sumamos los volúmenes procedentes de Canadá, resultaría que América del Norte estaría en disposición de exportar un volumen de GNL cercano a los $50.000 \times 10^6 \text{ m}^3$ hacia 2020 y de $75.000 \times 10^6 \text{ m}^3$ en 2035. En cualquier caso, la

AIE destaca que estas proyecciones son muy sensibles a pequeños cambios en las previsiones sobre la producción y la demanda, de forma que pequeños cambios en estas pueden tener gran incidencia en el balance comercial final.

Junto al aumento de las exportaciones de GNL desde Australia y América del Norte, la AIE incluye en sus proyecciones algunos nuevos proyectos en curso en África oriental, así como expansiones de capacidad en algunos exportadores actuales de GNL, entre los que se incluye Rusia. La expansión de capacidad en este último país podría tener un significado especial si, como parece posible, las compañías Rosneft y Novatek consiguen asegurarse los derechos de exportación de GNL a los mercados asiáticos, lo que constituirá la primera brecha en el monopolio exportador de Gazprom. En el transcurso del periodo 2011-2035, la AIE asume los mayores precios de importación de GNL en los mercados de la región de Asia-Pacífico, de modo que este sería el destino más buscado por la mayor parte de los exportadores de GNL, lo que dejaría a Europa en el papel de equilibrar el mercado.

Conclusiones

Principales conclusiones relativas a los petróleos no convencionales

- I. A finales de 2011, sin contar los combustibles líquidos derivados del carbón y del gas natural (CTL y GTL), las estimaciones de reservas y recursos recuperables de petróleo no convencional a escala global superan ligeramente el volumen de las reservas y recursos de petróleo convencional.
- II. Sin contabilizar los recursos de CTL y GTL, los países industrializados de la OCDE, que tan solo atesoran el 15,6% de los recursos globales técnicamente recuperables de crudo y líquidos del gas natural, contienen el 62% de los recursos no convencionales de petróleo. A finales de 2011, estos se localizan preferentemente en América del Norte, Europa del Este-Eurasia y América Latina, contrarrestando la importancia geopolítica de Oriente Medio, región que concentra el 42% de las reservas y recursos de petróleo convencional. En cualquier caso, cabe destacar que el potencial de los recursos convencionales de esta última región permanece inexplorado.
- III. Durante el periodo 2012-2035, la participación del crudo convencional en la producción total de petróleo cae del 80% al 65%. Por tanto, el crecimiento de la producción necesario para cubrir la demanda debe provenir de otras fuentes. Entre estas, junto a los líquidos del gas natural, destacan los petróleos no convencionales, cuya contribución podría

multiplicarse por tres en el periodo citado. Tales suministros no convencionales provendrían principalmente del petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) de los EE. UU., de las arenas petrolíferas (*oil sands*) de Canadá y de los petróleos extrapesados (*extra-heavy oil*) de Venezuela.

- IV. La producción de petróleo del conjunto de países ajenos a la OPEP mantiene, hasta aproximadamente 2020, una trayectoria ascendente. Tanto la producción de petróleo convencional como la de no convencional aumentan, pero la primera alcanza su máximo (*peak*) un poco antes de 2020, para unos pocos años después declinar de tal modo que incluso el aumento de la producción de petróleos no convencionales no logra revertir la tendencia descendente. La producción total de petróleo entre 2012 y 2035 cae en la mayoría de los países no pertenecientes a la OPEP, con las excepciones de Brasil, Canadá, Kazajistán y los EE. UU., aunque la producción de este último país entra en declive antes de 2035.
- V. A partir de mediados de la década de los veinte, la OPEP vuelve a ocupar una posición clave en el suministro global de petróleo. Desde dicha fecha hasta 2035, la producción en las aguas ultraprofundas de Brasil y del LTO en EE. UU. pierden fuelle, los países de Oriente Medio se afirman como la única fuente de petróleo relativamente barato del mundo e Irak se erigirá en el mayor contribuidor al crecimiento global de la producción.
- VI. Considerando tanto los petróleos convencionales como los no convencionales, el balance de la producción durante el periodo 2012-2035 es claramente favorable para Irak, Brasil, Canadá, Kazajistán y EE. UU., mientras que en el extremo opuesto se situarían Rusia, China, Noruega, Reino Unido, Omán y Azerbaiyán, seguidos a distancia por Kuwait y Argentina. Por otra parte, Venezuela, Catar, Arabia Saudita y la Unión de Emiratos Árabes se mantendrían en una posición de equilibrio.
- VII. En 2035, el porcentaje de participación de los países de la OCDE en la demanda global de petróleo cae hasta aproximadamente un 32%, frente al 46,6% de 2012. En China, en cambio, el uso del petróleo experimenta un fuerte aumento, de modo que, desde 2030, este país desplaza a los EE. UU. como principal consumidor mundial. Así mismo, India emerge como un centro clave en el consumo de petróleo, muy especialmente entre 2020 y 2035, periodo durante el cual este país experimenta el máximo crecimiento mundial de la demanda. Otra cuestión relevante es que Oriente Medio se convierte en el tercer centro mundial de demanda de petróleo.
- VIII. En las próximas dos décadas, la cambiante geografía de la producción y el consumo de petróleo acarrearán una importante reorganización del comercio global. El destino del flujo de petróleo se desplaza desde la OCDE, donde Europa permanece como el único mercado importador, a Asia. En 2035 los dos mayores importadores mundiales de petróleo serán China

e India, mientras que el porcentaje de participación de los EE. UU. en el comercio interregional de crudo declina desde el 27% actual a un 15%. Esta reorganización del flujo comercial demandará una reevaluación de las políticas de seguridad del suministro de petróleo. Los grandes países asiáticos deberán implicarse en mayor medida en prevenir y gestionar los efectos de posibles interrupciones en el suministro global de crudo.

Principales conclusiones relativas al gas no convencional

- I. Sin tener en cuenta los hidratos de gas, se estima que las reservas y recursos por recuperar de gas no convencional equivalen a cerca de tres cuartas partes de las de gas convencional. A finales de 2012, el gas de lutitas (*shale gas*) representaba aproximadamente el 61,8% del total de los recursos no convencionales técnicamente recuperables pendientes de explotación, frente al 23,6% del gas de rocas compactas (*tight gas*) y el 14,6% del metano de capas de carbón (*coal bed methane* o CBM).
- II. Aproximadamente el 27,7% de los recursos de gas no convencional se localizan en la región de Asia-Pacífico, el 19,2% en EE. UU. y Canadá, un 16% en América Latina, un 13,4% en Europa oriental-Eurasia, un 14,2% en África, un 5,5% en los países europeos integrados en la OCDE y tan solo un 3,8% en Oriente Medio. Esta distribución contribuye a equilibrar la excesiva concentración de las reservas y recursos convencionales en Europa oriental-Eurasia (principalmente en Rusia) y en Oriente Medio, que contabilizan, respectivamente, cerca del 30,6% y del 26,5% de las reservas y recursos técnicamente recuperables de gas natural convencional del mundo. Sin embargo, debe tenerse presente que el volumen de recursos de gas no convencional de Oriente Medio todavía no ha sido evaluado.
- III. Entre 2011 y 2035 la producción de gas natural crecerá en todas las regiones del mundo, con la única excepción de Europa, donde el incremento de la producción en Noruega no será suficiente para compensar el declive en otros campos maduros. China, EE. UU., Rusia y Australia (por este orden), seguidos por Catar, Irak, Brasil, Turkmenistán, Irán y Argelia, serán los países que experimentarían un mayor aumento de la producción. Aunque EE. UU. y Australia contabilizarán importantes aumentos de su producción gracias a sus recursos de gas no convencional, convirtiéndose ambos en exportadores netos, los países ajenos a la OCDE serían responsables de cerca del 81,75% del crecimiento de la producción.
- IV. Del incremento total en la producción de gas natural previsto en el mundo entre 2011 y 2035, el 52% sería aportado por gas convencional mientras que el 48% restante provendría de fuentes no convencionales. Las previsiones son que a partir de 2020, el desarrollo de la producción de gas no convencional se extienda más allá de América del Norte (EE. UU. y Canadá), convirtiendo a China y Australia en los

mayores contribuyentes al crecimiento global de la producción, seguidos por otros países como Argentina, India, Argelia, México e Indonesia y con el conjunto de la Unión Europea situándose ligeramente por encima de estos tres últimos países. El gas no convencional, que en 2011 representó alrededor del 17% del conjunto de la producción mundial de gas natural, podría llegar a alcanzar el 27% en 2035.

- V. Los mercados del gas natural que entre 2011 y 2035 experimentarán el crecimiento más rápido se localizan fuera de la OCDE. Los países ajenos a esta organización serán responsables de más de las tres cuartas partes del crecimiento de la demanda durante el periodo citado, concentrándose los máximos crecimientos en términos absolutos en China y Oriente Medio. En los países de la OCDE, aunque el consumo aumenta, las tasas de crecimiento son menores debido a la saturación de los mercados y a los efectos de penetración de las renovables en el sector de la electricidad en Europa. A pesar de ello, los mercados en la OCDE seguirán siendo comparativamente grandes, de modo que, por ejemplo, en 2035 la demanda en los EE. UU., que continuará siendo el mayor consumidor mundial, será un 50% superior a la de China.
- VI. El comercio interregional de gas natural seguirá creciendo durante el periodo 2011-2035. Durante dicho periodo, en base a la explotación de sus recursos no convencionales, cobrarán relevancia creciente algunos nuevos exportadores como Australia, EE. UU. y Canadá, que plantearán un cierto desafío competitivo a los exportadores clásicos, como Rusia y Catar. En el transcurso del periodo 2011-2035, también asistiremos a un cambio continuado en la dirección del comercio internacional del gas natural, cuyo foco importador se desplazará de la cuenca atlántica (con la notable excepción de Europa, que seguirá siendo la principal región importadora del mundo) hacia la región de Asia-Pacífico.
- VII. Del incremento en el comercio internacional de gas esperado para el periodo 2011-2035, algo menos de la mitad se llevará a cabo vía gasoducto. Este flujo no se verá prácticamente afectado por los avances en la producción de gas no convencional y sus principales desarrollos se concentrarán en Eurasia.
- VIII. Mientras el comercio del gas natural por gasoducto seguirá dominado por unos pocos productores, básicamente localizados en Eurasia (Rusia, Azerbaiyán y Turkmenistán), el grupo de países exportadores de gas natural licuado (GNL) sufrirá una importante reorganización. Algunos de los actuales exportadores de GNL ya están experimentando un rápido crecimiento de la demanda interna, lo que limita el volumen disponible para las exportaciones. Esta tendencia es notoria en Oriente Medio, de forma que hacia 2020 tan solo quedarían como exportadores Catar y Yemen (a los que tal vez podría unírseles Irak); otros países que por la misma razón podrían dejar de ser exportado-

res son Egipto y Trinidad y Tobago. Por otra parte, el mercado verá la aparición de nuevos actores, entre los que destacan Australia, EE. UU. y Canadá, grandes productores de gas no convencional. Por otra parte, Rusia podría ampliar su cuota en el mercado del GNL dirigiendo sus exportaciones hacia Asia.

Una reflexión final. Hidrocarburos no convencionales y dependencia energética: los caminos divergentes de EE. UU. y Europa

En la figura 26 se resume la evolución prevista en el *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, *WEO 2013*) a propósito del balance exportaciones-importaciones de petróleo y gas en diversos países y regiones durante el periodo 2011-2035.

De ella se deduce con claridad que una de las consecuencias del auge de la producción de petróleo y gas no convencionales en EE. UU. es que en el transcurso del periodo mencionado este país podría lograr la autosuficiencia y convertirse en exportador neto de gas, al mismo tiempo que podría reducir su dependencia de las importaciones de petróleo a un 20% de su consumo total. Una tendencia completamente opuesta a la del resto de países y regiones, con excepción de Brasil que también experimenta una neta evolución positiva en base a la explotación de sus recursos de hidrocarburos convencionales.

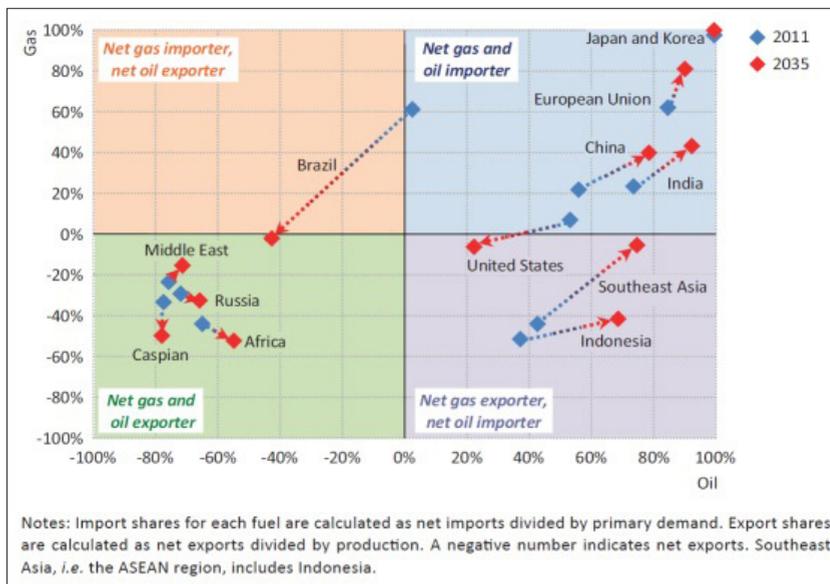


Figura 26. Evolución durante el periodo 2011-2035 de los porcentajes de exportaciones e importaciones netas de petróleo y gas en algunos países y regiones. *New Policies Scenario* (IEA, *WEO 2013*).

En contraste con Estados Unidos, la Unión Europea muestra una evolución particularmente negativa, ya que su dependencia de las importaciones de gas pasaría del 60% en 2011, al 80% en 2035, mientras que la dependencia de las importaciones de petróleo evolucionaría durante el mismo periodo de un 80% a cerca del 90%. Al margen de las implicaciones para la seguridad de suministro, estos datos implican unos precios de la energía mucho más caros en la Unión Europea, lo que sin duda supondrá un pesado fardo para la competitividad de su industria y una seria pérdida del poder adquisitivo de sus ciudadanos.

China e India, así como otras regiones y países asiáticos, muestran una tendencia parecida a la de la Unión Europea en su grado de dependencia de las importaciones de hidrocarburos, aunque menos dramática, mientras que los grandes países productores de hidrocarburos convencionales de Oriente Medio, Rusia, África y la región del Caspio apenas varían sus posiciones.

Bibliografía

- BP (2013). *Statistical Review of World Energy 2013*. Londres: BP.
- IEA (2009). *World Energy Outlook 2009*. París: OECD/IEA.
- IEA (2010). *World Energy Outlook 2010*. París: OECD/IEA .
- IEA (2012). *World Energy Outlook 2012*. París: OECD/IEA.
- IEA (2013). *World Energy Outlook 2013*. París: OECD/IEA.
- IEA (2013). *Resources to Reserves 2013*. París: OECD/IEA.
- US EIA (2011). *World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States*. Washington DC: US Department of Energy/EIA.
- US EIA (2013). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States (2013a)*. Washington DC: US Department of Energy/EIA .
- US EIA (2013). *Annual Energy Outlook 2013 (2013b)*. Washington DC: US Department of Energy/EIA
- USGS (2009). *An estimate of recoverable heavy oil resources of the Orinoco oil belt, Venezuela*, Fact Sheet 2009-3028. Boulder, EE. UU: USGS.
- USGS (2012). *In-place oil shale resources examined by grade in the major basins of the Green River formation, Colorado, Utah and Wyoming*, Fact Sheet FS2012- 3145. Boulder, EE. UU: USGS.

El auge de China y su suministro energético

Ignacio García Sánchez

Capítulo quinto

Resumen

Este capítulo pretende, de forma sintética, adentrarse en uno de los sucesos con mayor trascendencia geoestratégica de la primera mitad del siglo XXI, que sin duda conformará el devenir geopolítico de su segunda mitad.

La comunidad internacional sigue y analiza con detalle los planes y acciones de las autoridades chinas para resolver el “trilema energético: asegurar el suministro energético competitivo, proporcionando a su vez el acceso universal a la energía y promoviendo la protección ambiental”, con un objetivo claramente marcado, “el sueño chino”: lograr el progreso socioeconómico de una nación moderna con un grado de desarrollo de nivel medio en el centenario de la revolución comunista, 2049.

Para conseguirlo, se enfrenta a dos desafíos básicos ineludibles: el progreso económico y el malestar social por el deterioro del medio ambiente. Ambos con un elemento común, el suministro energético, que, de este modo, se convierte en un factor clave para la supervivencia del sistema de gobierno de partido único, el Partido Comunista Chino; el cual requiere la estabilidad de un orden internacional que debe adecuarse y aceptar, de forma pacífica, la aparición, para quedarse, del nuevo gigante geopolítico.

En este apasionante reto geoestratégico pretende adentrarse este trabajo, reconociendo las limitaciones de espacio y tiempo, pero con la esperanza de poner en el debate geopolítico uno de esos sucesos “portadores de futuro” más interesantes del panorama internacional.

Palabras clave

China, energía, geopolítica, geoestrategia, desarrollo, cambio climático, tecnología, conflicto.

Abstract

This chapter aims to go into one of the events of most geostrategic significance of the first half of this century that undoubtedly will shape the geopolitical future of its second half.

The international community follows and discusses in detail the plans and actions of the Chinese authorities to solve the “energy trilemma: ensuring competitive energy supply, while providing universal access to energy and promoting environmental protection”, with a clearly marked target, “the Chinese dream”, the socio-economic improvement to the level of medium-level developed countries in 2049, the centenary of the communist revolution.

To get it, the Chinese government faces two basic challenges, considered unavoidable, economic development and social unrest by environmental degradation. Both have a common element, energy supply, thus becoming a key factor for the survival of the one party model, the Chinese Communist Party that requires the stability of an international order that must adapt and accept, peacefully, the appearance, to stay, the new geopolitical giant.

This work intends to analyze this exciting geostrategic challenge, recognizing the limitations of space and time, but hoping to put into the geopolitical discussion one of those major events “bearers of the future” for the international scene.

Key words

China, energy, geopolitics, geostrategic, development, climate change, technology, conflict.

El auge de China y su suministro energético

... La prudencia y la paciencia son parte del ADN imperial de China. Pero China también es ambiciosa, orgullosa y consciente de que su historia única no es más que un prólogo de su destino. No es de extrañar entonces que, en un arranque de sinceridad de una astuta figura pública china, que obviamente había llegado a la conclusión de que el declive de Estados Unidos y el ascenso de China eran inevitables, no hace mucho tiempo con sobriedad observó a un americano que le visitaba: "Pero, por favor, que Estados Unidos no decaiga demasiado rápido..."¹.

Introducción

Hoy en día, el poder en el mundo se distribuye en un patrón que se asemeja a un complejo juego de ajedrez tridimensional. En la parte superior del tablero, el poder militar es en gran medida unipolar y Estados Unidos es probable que, por algún tiempo, siga siendo su detentador. Pero, en la mitad del tablero de ajedrez el poder económico ha sido multipolar durante más de una década, con Estados Unidos, Europa, Japón y China como los principales protagonistas, y el resto, ganando cada vez mayor protagonismo (...). En la parte inferior del tablero se encuentra el ámbito de las relaciones transnacionales, con actores no estatales que no conocen fronteras y actúan fuera del control de los gobiernos (...). Este tablero de ajedrez también incluye nuevos desafíos transfronterizos, como las pandemias y el clima. En esta zona baja, el poder está muy extendido y así, no tiene sentido hablar aquí de unipolaridad, multipolaridad, hegemonía o cualquier otro tipo de clichés que los líderes políticos y expertos ponen en sus discursos.

Dos grandes cambios de poder se están produciendo en este siglo: una transferencia de poder entre Estados y una propagación del poder lejos del control de los estados, hacia los actores no estatales (...). Éxitos económicos como el de China pueden provocar tanto el "poder duro", de las sanciones y el acceso restringido a los mercados, como el "poder blando", de atracción y emulación del éxito².

China, sin lugar a dudas, se ha convertido en el factor geoestratégico fundamental para entender el marco geopolítico de la primera mitad del siglo XXI. Las políticas del gigante asiático suscitan la inmediata atención de todas las cancillerías, organizaciones internacionales y medios de comunicación en todos los ámbitos sociales. Al mismo tiempo que las

¹ ZBIGNIEW, Brzezinski. *Strategic vision. America and the crisis of global power*. Nueva York: Basic Books, 2012, p. 81. Traducción del autor.

² NYE, Joseph S. Jr. (2011). "The future of power". Nueva York: Public Affairs, pp. XV y 22. El profesor Nye ha sido el que ha acuñado los términos de "poder duro (*hard power*)", "poder blando (*soft power*)" y "poder inteligente (*smart power*).". Traducción del autor.