



PETRÓLEOS NO CONVENCIONALES: RECURSOS, PREVISIONES DE PRODUCCIÓN E IMPACTO GEOPOLÍTICO DE SU DESARROLLO

INFORME ESTRATÉGICO DE LA FUNDACIÓN PARA LA
SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

Realizado por Mariano Marzo, Universitat de Barcelona*.

FUNSEAM- FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

C\Baldiri Reixac 4, torre I, planta 7, 08028, Barcelona

Tel. 34 - 93 403 37 66

NOTA DE AUTOR. *El contenido y las conclusiones del informe reflejan exclusivamente las opiniones del autor y no vinculan a las Empresas Patronas de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental, FUNSEAM.

TABLA DE CONTENIDO

1. Convencional vs no convencional	4
2. Principales tipos de petróleos no convencionales	4
3. Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO ₂).	6
4. Distribución geográfica de los recursos: Los no convencionales como contrapeso a Oriente Medio	10
5. La producción de petróleo entre 2012 y 2035: Los No convencionales como una alternativa pasajera a la hegemonía de la OPEP y Oriente Medio	13
6. La reorganización del comercio mundial del petróleo entre 2012 y 2035: Sus implicaciones para la seguridad del suministro global	20
7. Principales conclusiones	24
8. Una reflexión final. Hidrocarburos No convencionales y dependencia energética: los caminos divergentes de EE.UU. y Europa	26
Bibliografía	28

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 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 billones de barriles). (IEA, “Resources to Reserves”, 2013).	7
Figura 2: 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).	27

PETRÓLEOS NO CONVENCIONALES: RECURSOS, PREVISIONES DE PRODUCCIÓN E IMPACTO GEOPOLÍTICO DE SU DESARROLLO

1. Convencional vs 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.

2. Principales tipos de petróleos no convencionales

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

- 1) Lutita¹ con kerógeno (“kerogen shales” o “oil shales”):** Se trata de un tipo de rocas sedimentarias de grano fino (principalmente integradas por partículas de tamaño arcilla o limo) y de muy baja permeabilidad que contienen una mezcla de componentes orgánicos sólidos denominada kerógeno, a partir de la cual, por calentamiento (hasta

¹ En este escrito no se traduce el término anglosajón de “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.

unos 500°C), pueden obtenerse hidrocarburos líquidos (“kerogen oil”). Las lutitas con kerógeno 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.

- 2) 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 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 requiere de técnicas avanzadas como la fracturación hidráulica (o “fracking”) y la perforación de sondeos horizontales multilaterales.
- 3) Arenas petrolíferas o arenas asfálticas (“oil sands” o “tar sands”):** Son rocas sedimentarias no consolidadas mayoritariamente formadas por partículas de tamaño 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.
- 4) Petróleos extra-pesados (“extra-heavy oils”):** 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 a las arenas asfálticas mencionadas con anterioridad, a los denominados petróleos

extra-pesados. 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 extra-pesados se concentra en la Faja del Orinoco en Venezuela.

- 5) 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.

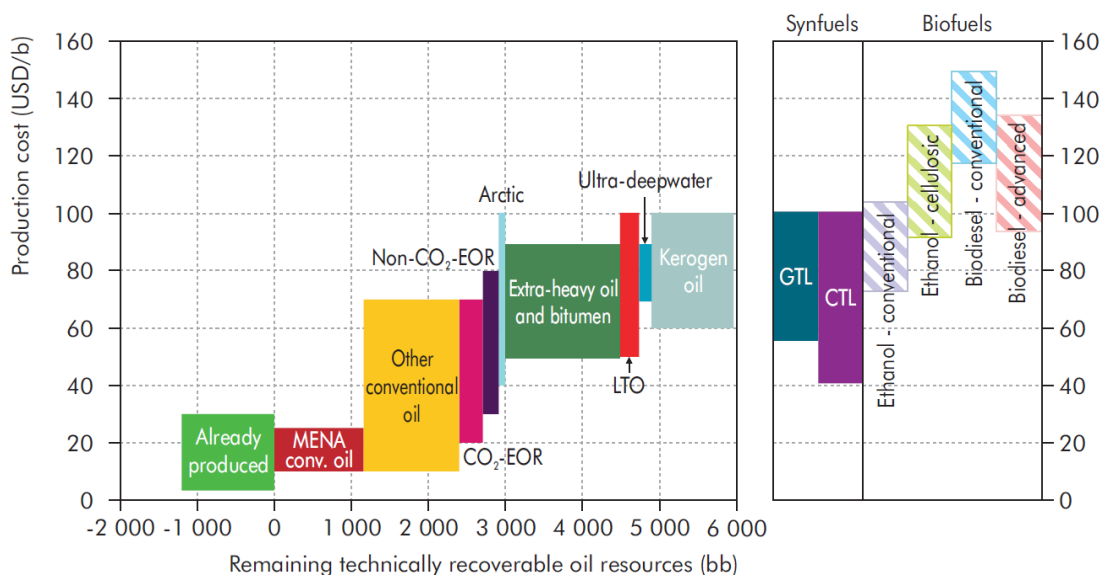
3. Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO_2)

A finales de 2011, sin contar los líquidos del carbón y del gas natural (CTL y GTL), las estimaciones de reservas y recursos recuperables de petróleo no convencional se situaban a escala global en torno a los $3,2 \times 10^{12}$ barriles. Un volumen que supera ligeramente al de las reservas y recursos² 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?

² 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.

La Figura 1 intenta responder de forma sintética a dicha cuestión. En el eje horizontal se representan el volumen potencial de recursos técnicamente recuperables³ 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 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.



Notes: unless otherwise indicated, all material in figures and tables derives from IEA data and analysis. CO₂ = carbon dioxide; MENA = Middle East and North Africa. “Other conventional oil” includes deepwater. No carbon pricing included. Synfuel resources are difficult to assess due to competition with other natural gas and coal uses. Biofuels are renewable and, in theory, not resource constrained. Biofuels production costs have been credited with a “refiner’s margin”, using the ratio of gasoline and diesel spot prices in the United States compared to the West Texas Intermediate crude oil price. The ratio was, on average, 1.3 for gasoline and 1.35 for diesel between 2007 and 2012.

Figura 1. 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 billones de barriles). (IEA, “Resources to Reserves”, 2013).

³ 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.

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

- 1) 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 está 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.
- 2) 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 ultra-profundas) 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.
- 3) La utilización del conjunto de técnicas de recuperación asistida del petróleo (“enhanced oil recovery” o EOR) puede 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 CO_2 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 a 80 dólares por barril. Los más baratos son los relacionados con las técnicas de inyección de CO_2 que resultarían aún más competitivas si los costes de producción incorporaran un precio de las emisiones de CO_2 ya que esta técnica se beneficiaría de los créditos de carbono obtenidos por el secuestro neto de CO_2 en el subsuelo.
- 4) El petróleo convencional recuperable de aguas ultra-profundas (más de 1500 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.

- 5) 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:

- 1) Existe un gran potencial de recursos de petróleo extra-pesado 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 Kazajstán. 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 CO_2 , se sitúan entre 50 a 90 dólares por barril.
- 2) La producción de petróleo a partir de lutitas con kerógeno (“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 2.2). La estimación de los costes de una futura producción a gran escala no es fácil. En el caso del petróleo de kerógeno, 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.
- 3) 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.

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

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 muestran también que los recursos no convencionales por recuperar contabilizados a finales de 2011 (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 en el futuro aumentar considerablemente las estimaciones sobre sus recursos no convencionales.

1) Petróleos extra-pesados 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). Por lo que respecta al petróleo extra-pesado 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 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 (IEA, WEO 2013) en el horizonte 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.

2) 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 600.000×10^6 barriles. En junio de 2013, la US EIA publicó un estudio (US EIA, 2013a) sobre un gran número de cuencas sedimentarias en el mundo, estimando que los recursos técnicamente recuperables de LTO se aproximan a los 350.000×10^6 barriles, principalmente repartidos entre Rusia, EE.UU., China, Argentina, Libia, Australia, Venezuela, Méjico, Pakistán y Canadá.

3) Lutitas con kerógeno (“kerogen shales” o “oil shales”): En la actualidad, el petróleo de kerógeno (“kerogen oil”) se produce en muy pequeñas cantidades en Estonia, China y Brasil. Las lutitas con kerógeno 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 más grandes 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 $4,285 \times 10^{12}$ 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 próximas a la superficie de lutitas con kerógeno 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 (4000×10^6 barriles cada uno) e Israel, Marruecos y Brasil (con cerca de 3000×10^6 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.

4) 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 interesadas en desarrollar en esta industria.

5) 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 2.5). 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 podría sumárseles EE.UU. y Nigeria.

5. 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 bd. Esto significa que la participación del crudo convencional en la producción total de petróleo cae del 80% actual al 65% en 2035. Es decir, que el crecimiento de la producción necesario para cubrir la demanda debe provenir de otras fuentes.

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 en 2035. 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 extra-pesados (“extra-heavy oil”) de Venezuela. Entre 2020 y 2035, también se espera un rápido crecimiento, básicamente en Qatar 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 kerógeno (“kerogen shales” o “oil shales”) pese a la amplia base de recursos disponible, su producción seguiría siendo marginal debido a sus altos costes e impactos ambientales.

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.

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, Kazajstán y los EE.UU., aunque la producción de este último país entra en declive antes de 2035.

Dentro de este panorama general, resulta de particular interés constatar que el declive de la producción petrolera de Europa, iniciado hace ya tiempo, continua 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.

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”, 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.

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. 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. 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.

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 continuarán en la misma línea que hasta la fecha y las preocupaciones medioambientales se disiparán.

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 (o “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 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 extra-pesados.

Por lo que se refiere a la OPEP, 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, Qatar 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 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 Qatar 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.

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 ultra-profundas 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, 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, 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, Kazajstán, EE.UU. y Venezuela serán claves para asegurar el suministro global.

En el “New Policies Scenario” (IEA, WEO 2013), por lo que se refiere a la producción de petróleo convencional, durante el periodo 2012-2035 destacan los grandes incrementos en la producción diaria de crudo de Irak, Brasil y Kazajstán, así como el aumento de la producción de líquidos del gas natural en Rusia, Qatar, Arabia Saudita, Kazajstán, 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 Qatar. 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 extra-pesados 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 Qatar.

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, Kazajstán y EE.UU., mientras que en el extremo opuesto se situarían Rusia, China, Noruega, Reino Unido, Omán, Azerbaiyán, seguidos a distancia por Kuwait y Argentina. Por otra parte, Venezuela, Qatar, 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, se desprende la enorme importancia que la AIE concede a Irak, Brasil y Kazajstán 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 con anterioridad 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 Optimo) 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 chiíta y sunita, 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.

6. 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. 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 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 descende, 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.

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 (IEA, WEO 2013), en las próximas dos décadas, la cambiante geografía de la producción y el consumo de petróleo 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 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.

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) el WEO 2013 pronostica que todos ellos verán disminuir sus importaciones. En conjunto, su porcentaje de participación en 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. 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, 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.

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 del Oeste.

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 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. 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 deberán 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 Kazajstán, 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 del Oeste, América Latina y Canadá.

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 deberán implicarse en mayor medida en prevenir y gestionar los efectos de posibles interrupciones en el suministro.

Asimismo, 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 (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.

7. Principales conclusiones

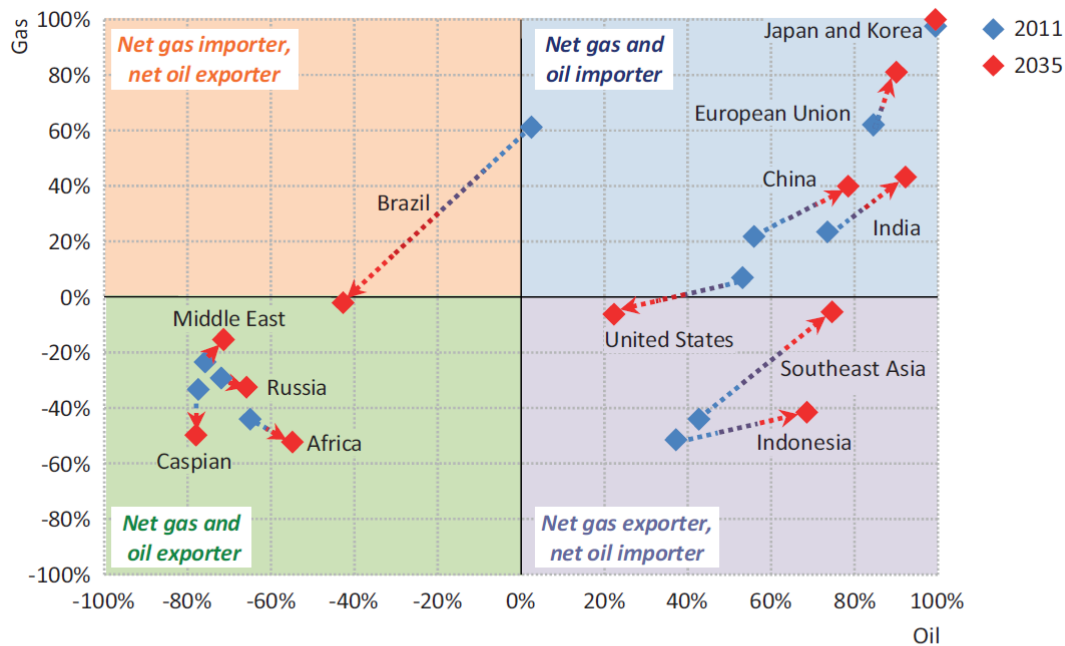
- 1) A finales de 2011, sin contar los combustibles líquidos derivados del carbón y del gas natural (CTL y GTL), las estimaciones de reservas y recursos recuperables de petróleo no convencional a escala global superan ligeramente el volumen de las reservas y recursos de petróleo convencional.
- 2) Sin 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.
- 3) 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 extra-pesados (“extra-heavy oil”) de Venezuela.
 - 4) 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, Kazajstán y los EE.UU., aunque la producción de este último país entra en declive antes de 2035.
 - 5) 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 ultra-profundas 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.
 - 6) 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, Kazajstán 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, Qatar, Arabia Saudita y la Unión de Emiratos Árabes se mantendrían en una posición de equilibrio.

- 7) 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. 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. Otra cuestión relevante es que Oriente Medio se convierte en el tercer centro mundial de demanda de petróleo.
- 8) En las próximas dos décadas, la cambiante geografía de la producción y el consumo de petróleo acarreará 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.

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

En la Figura 2: 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) 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.



Notes: Import shares for each fuel are calculated as net imports divided by primary demand. Export shares are calculated as net exports divided by production. A negative number indicates net exports. Southeast Asia, *i.e.* the ASEAN region, includes Indonesia.

Figura 2: 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).

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.

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 de la región del Caspio, apenas varían sus posiciones.

Bibliografía

IEA (2010), World Energy Outlook 2010, OECD/IEA, Paris.

IEA (2012), World Energy Outlook 2012, OECD/IEA, Paris.

IEA (2013), World Energy Outlook 2013, OECD/IEA, Paris.

IEA (2013), Resources to Reserves 2013, OECD/IEA, Paris.

US EIA (2013a), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

US EIA (2013b), Annual Energy Outlook 2013, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

USGS (2009), "An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela", Fact Sheet 2009-3028, USGS, Boulder, United States.

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, USGS, Boulder, United States.

FUNSEAM

FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL 2014.