Gas de lutitas: Un recurso global

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica era poco común hasta hace una década. El éxito experimentado en la lutita Barnett de Texas central, en EUA, creó un nuevo modo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos. Las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron en otras cuencas de América del Norte donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas generadoras.
La consecuencia en numerosas localizaciones de EUA y Canadá fue la producción exitosa de gas de lutitas. Esto despertó el interés exploratorio a escala global ya que actualmente las compañías buscan repetir ese logro.

Chuck Boyer
Pittsburgh, Pensilvania, EUA

Bill Clark
Oklahoma City, Oklahoma, EUA

Valerie Jochen
College Station, Texas, EUA

Rick Lewis
Camron K. Miller
Dallas, Texas

Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*, Otoño de 2011: 23, no. 3.
Copyright © 2012 Schlumberger.

Las lutitas son la forma más abundante de roca sedimentaria que existe en la Tierra. Sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos que migran hacia los yacimientos permeables y actúan como sellos para el entrampamiento de petróleo y gas en los sedimentos infrayacentes. Hasta hace poco, la industria del petróleo y el gas las consideraba estorbos a los que había que tolerar durante la perforación dirigida a los yacimientos de arenisca y caliza. Pero los geólogos y los ingenieros comenzaron a contemplar un tipo específico de lutitas —las lutitas ricas en materia orgánica— con una nueva perspectiva. Si exhiben las características adecuadas, las lutitas ricas en materia orgánica tienen el potencial para actuar no sólo como fuentes de hidrocarburos, sino también como yacimientos para explotar. El descubrimiento y la explotación de gas de formaciones de lutitas, que en un principio fuera un fenómeno exclusivamente norteamericano, se ha convertido en una búsqueda global para muchas compañías de exploración.

El catalizador para el reciente auge de la exploración de lutitas es la lutita Barnett de Texas. Se necesitaron 20 años de experimentación para que esta extensión productiva se considerara económicamente viable. Y este éxito fue posible gracias al desarrollo y la aplicación de dos tecnologías —estimulación por fracturamiento hidráulico y perforación horizontal— en el momento adecuado.

Si bien la mayor parte del interés y las más grandes inversiones financieras se han concentrado en las cuencas de América del Norte, las compañías operadoras están intentando reproducir el éxito en otras partes del mundo. En lugares con poca producción de hidrocarburos propia, como los países de Europa, la exploración de lutitas reviste gran importancia. Sin embargo, el interés no se limita a América del Norte y Europa. Diversas partes del mundo están atrayendo capitales de inversión. Este artículo examina el estado actual de las actividades de exploración y desarrollo de las lutitas gasíferas a nivel mundial.

Recursos no convencionales

Los depósitos de lutitas ricas en materia orgánica con potencial para la producción de hidrocarburos se conocen como yacimientos no convencionales y como recursos no convencionales. Los yacimientos de gas no convencionales corresponden a sedimentos de permeabilidad baja a ultra baja que producen principalmente gas seco. Los yacimientos con una permeabilidad de más de 0,1 mD se consideran convencionales, y aquéllos cuya permeabilidad es inferior a ese valor límite se denominan no convencionales, si bien no existe fundamento científico alguno para tal designación.

Según una definición más reciente, los yacimientos de gas no convencionales son aquéllos que no pueden ser explotados con tasas de flujo

económicas ni con volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico o aquéllos a los que se llega mediante un pozo horizontal, pozos multilaterales o alguna otra técnica para exponer más superficie del yacimiento al pozo.[1] Esta definición incluye las formaciones compuestas de areniscas gasíferas compactas y los carbonatos, además de recursos no convencionales tales como el carbón y las lutitas.[2] El término recurso no convencional se refiere a los sedimentos que actúan al mismo tiempo como yacimiento y como fuente de hidrocarburos. A diferencia de las extensiones productivas convencionales, los recursos no convencionales cubren una superficie extensa y habitualmente no están confinados a la estructura geológica.

La producción de hidrocarburos de depósitos de lutitas no es nueva, sino que constituye una práctica anterior a la industria petrolera moderna. En el año 1821, varias décadas antes de la perforación del primer pozo de petróleo, se perforó un pozo comercial de gas de lutitas en Fredonia, Nueva York, EUA.[3] En la década de 1920, la producción de gas natural más prolífica del mundo provino de depósitos de lutitas similares de la cercana cuenca de los Apalaches. Los métodos utilizados en esos tiempos para la explotación de las lutitas gasíferas poco tienen que ver con las prácticas actuales. Los operadores perforaban pozos verticales que producían tasas de flujo bajas. No obstante, el éxito de la producción de gas natural de la cuenca de los Apalaches despertó esperanzas en quienes más tarde intentaron explotar la lutita Barnett y otros recursos no convencionales similares.

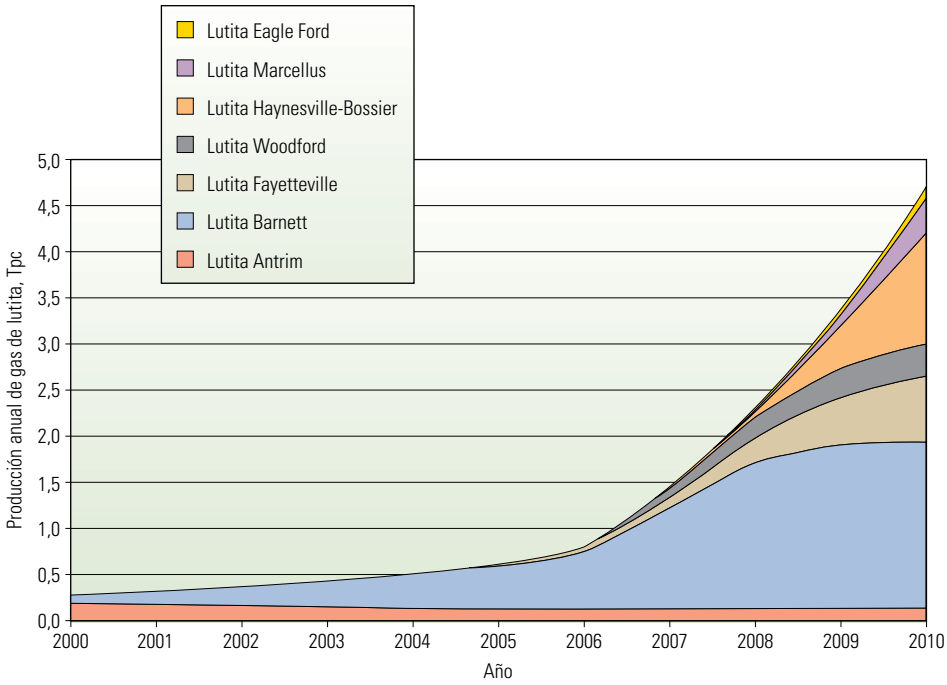
El desarrollo de la lutita Barnett se remonta al año 1981 en que Mitchell Energy & Development Corporation perforó un pozo exclusivamente para la producción de gas de lutitas. La gratificación no fue inmediata; 20 años de innovaciones en materia de perforación y terminación de pozos, además de los incrementos de los precios de las materias primas básicas, crearon el marco que le confirió la viabilidad comercial a la extensión productiva.

La estimulación por fracturamiento hidráulico constituyó la primera tecnología para obtener el gas entrampado en las lutitas. Esta práctica genera permeabilidad en las rocas que poseen muy poca permeabilidad natural. El fracturamiento de la lutita desde pozos verticales producía tasas de flujo de producción inicial elevadas, seguidas por una rápida caída. Los operadores notaron que era necesario un mayor contacto con el yacimiento para evitar estas declinaciones rápidas. De ese modo, junto con el fracturamiento hidráulico, la segunda tecnología facilitadora —la capacidad para perforar pozos horizontales de alcance extendido— permitió el contacto con un volumen significativamente mayor de roca yacimiento que el que es posible con pozos verticales.

Mediante la aplicación de estas dos tecnologías combinadas, las compañías que operaban en la lutita Barnett demostraron que podían libe-

1. Consejo Nacional del Petróleo (NPC) de EUA: "Unconventional Gas Reservoirs—Tight Gas, Coal Seams, and Shales," Washington, DC, documento de trabajo del Estudio Global de Petróleo y Gas del NPC, Contribución no. 29, 18 de julio de 2007.
2. Consejo de Protección de Aguas Subterráneas y ALL Consulting: "Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer," Washington, DC, Oficina de Energía Fósil del DOE de EUA y Laboratorio Nacional de Tecnología Energética, 2009.

   Para obtener más información sobre el metano en capas de carbón, consulte: Al-Jubori A, Johnston S, Boyer C, Lambert SW, Bustos OA, Pashin JC y Wray A: "Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo," *Oilfield Review* 21, no. 2 (Diciembre de 2009): 4–15.
3. Departamento de Energía (DOE) de EUA y Laboratorio Nacional de Tecnología Energética (NETL): "Shale Gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges," Washington, DC, DOE de EUA y NETL (Marzo de 2011), http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/brochures/Shale_Gas_March_2011.pdf (Se consultó el 22 de agosto de 2011).



^ Un rápido incremento de la producción de gas de lutitas en EUA. Desde el año 2000, la producción anual de gas de lutitas en EUA se ha incrementado de un valor prácticamente insignificante a casi un cuarto del gas total producido. Las siete extensiones productivas indicadas produjeron 4,5 Tpc [127 400 millones de m^3] de gas natural en el año 2010. El total producido de todos los recursos no convencionales de lutitas de EUA fue de 4,87 Tpc [137 900 millones de m^3] de gas seco. (Adaptado del DOE de EUA y del NETL, referencia 3.)

rarse volúmenes económicos de hidrocarburos de las lutitas generadoras. Luego de este éxito, los operadores arremetieron con cuencas similares en busca de lutitas que se convirtieran en la "próxima Barnett." Las rocas por tanto tiempo ignoradas por la industria de E&P pronto se convirtieron en un tema de gran interés.

Como prueba del éxito de la producción de gas de lutitas, en el año 2008, la lutita Barnett pasó a ser la extensión o formación productora de gas más grande de EUA y contribuía con el 7% de todo el gas natural producido en los 48 estados contiguos ese año.[4] Con posterioridad, se registraron éxitos en otras extensiones productivas de gas. En marzo de 2011, al cabo de sólo tres años de desarrollo, la prolífica lutita Haynesville-Bossier de Luisiana y el este de Texas produjo 159,1 millones de m^3/d [5 200 MMpc] de gas natural, lo cual eclipsó los 152,9 millones de m^3/d [5 400 MMpc/d] de la lutita Barnett.[5] En el año 2010, se produjeron 137 900 millones de m^3 [4,87 Tpc] de gas seco de los diversos recursos no convencionales de lutita de EUA (arriba). Esto representó el 23% de la producción anual de ese país.[6] Y en cuanto a la producción de gas de lutitas se avizora un futuro brillante. Según las proyecciones, la lutita Marcellus situada en la región de los Apalaches del este de EUA, que recién ahora está siendo explorada y desarrollada, cuenta con el potencial para superar la producción de ambas formaciones de lutitas: Barnett y Haynesville-Bossier.[7] Ahora, las compañías de exploración están desplazando su enfoque hacia otras regiones con la esperanza de desarrollar los recursos no explotados de lutitas.

4. Warlick D: "A Current View of the Top 5 US Gas Shales," *Oil & Gas Financial Journal*, (1° de febrero de 2010), http://warlickenergy.com/oil-gas-articles/a-current-view-ofthe-top-5-us-gas-shales/ (Se consultó el 17 de octubre de 2011).
5. Administración de Información de Energía (EIA) de EUA: "Haynesville Surpasses Barnett as the Nation's Leading Shale Play," Washington, DC, US EIA (18 de marzo de 2011), http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=570 (Se consultó el 6 de octubre de 2011).
6. Kuuskraa V, Stevens S, Van Leeuwen T y Moodhe K: "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States," Washington, DC, Administración de Información de Energía de EUA, Departamento de Energía, abril de 2011.
7. Monteith G: "Ohio Shale's Energy Potential: It Could Be Big," hiVelocity (5 de mayo de 2011), http://www.hivelocitymedia.com/features/Shale5_5_11.aspx (Se consultó el 16 de octubre de 2011).
8. Allix P, Burnham A, Fowler T, Herron M, Kleinberg R y Symington B: "Extracción del petróleo contenido en las lutitas," *Oilfield Review* 22, no. 4 (Junio de 2011): 4–15.
9. Durham LS: "Poland Silurian Shale Ready for Action," *AAPG Explorer* 31, no. 2 (Febrero de 2010): 14, 18.
10. Kuuskraa et al, referencia 6.
11. Arthur JD, Langhus B y Alleman D: "An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States," ALL Consulting (2008), http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf (Se consultó el 28 de septiembre de 2011).

Perspectivas globales

Las compañías de E&P producen hidrocarburos de lutitas como rutina. Por ejemplo, los operadores de Brasil, Estonia, Alemania y China producen petróleo de lutitas mediante el proceso de pirogenación.[8] No obstante, hasta el año 2011, no se registraba ninguna operación comercial de producción de gas de lutitas fuera de América del Norte. Pero esa situación puede cambiar rápidamente. Existen proyectos de exploración de lutitas gasíferas en curso en América del Sur, África, Australia, Europa y Asia. En todo el mundo, las compañías de E&P están adquiriendo y analizando datos sísmicos, perforando pozos exploratorios y evaluando formaciones en busca de capacidades para la producción de gas. Dada la continuidad de la evaluación de los recursos globales de lutitas, las estimaciones del potencial de ese recurso se han elevado asombrosamente (próxima página, arriba). Un estudio reciente estimó que el potencial de gas natural global proveniente de las lutitas era de 716 trillones de m^3 [25 300 Tpc]. No obstante, en muchos casos, el camino del desarrollo plantea desafíos significativos.

A diferencia del desarrollo de las lutitas en EUA, donde los operadores más pequeños resultaron esenciales para gran parte de la actividad, las operaciones de exploración y desarrollo de lutitas gasíferas en Europa tienden a ser dominadas por las grandes compañías de energía multinacionales y las compañías petroleras estatales. Entre las compañías de Europa que tienen posiciones sustanciales en términos de extensión areal se encuentran ExxonMobil Corporation, Total S.A., ConocoPhillips Company y Marathon Company. Con limitada experiencia en exploración y desarrollo de lutitas, estas compañías se están asociando con las compañías que desarrollaron la industria de las lutitas gasíferas de América del Norte. Por ejemplo, Total adquirió una participación importante en Chesapeake Energy Corporation, una empresa protagonista activa en diversos desarrollos de lutitas en EUA. ExxonMobil acaba de adquirir XTO Energy Inc, movimiento al que muchos analistas energéticos ven como un intento para adquirir conocimientos técnicos especiales en el desarrollo de los recursos de lutitas.[9]

Más allá de la falta de experiencia técnica, existen muchos otros factores que impiden el desarrollo de los recursos de lutitas en Europa, Asia y América del Sur. La obtención de grandes cantidades de agua para las operaciones de perforación y estimulación constituye una preocupación importante, al igual que la disponibilidad limitada de equipos para servicios de campos petroleros; principalmente los del tipo utilizado para tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Además, se plantean problemas con respecto al uso potencial del suelo en las zonas densamente pobladas de Europa Occidental. Mientras que los derechos al subsuelo en relación con gran parte de las tierras en EUA son controlados por los terratenientes, no sucede lo mismo en otros países en los que el Estado es el propietario de los recursos subterráneos. Los conflictos potenciales entre los superficiarios y los responsables del desarrollo de los recursos constituyen quizás el desafío más desalentador para las operaciones de desarrollo en Europa.

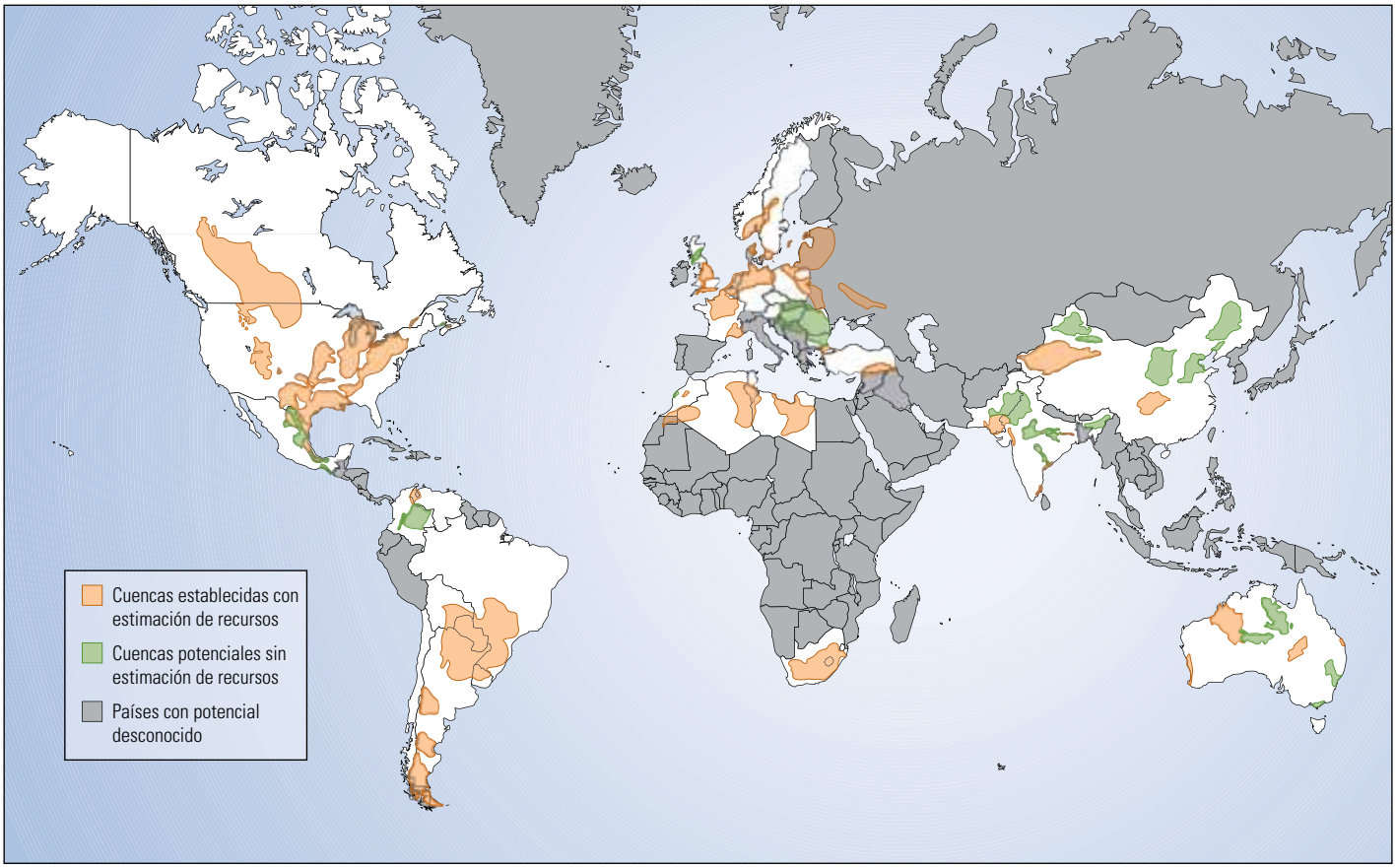
En la urgencia por proceder al desarrollo, es difícil ignorar los problemas no técnicos, entre los que se encuentran la geopolítica, la percepción pública y una diversidad de otras preocupaciones. A pesar de estos factores, y debido a la naturaleza revolucionaria de las extensiones productivas de lutitas gasíferas de EUA, el interés global se ha intensificado. En un informe integral publicado por la Administración de Información de Energía (EIA) de EUA en el año 2011 se evaluaron 48 cuencas de lutitas gasíferas de 32 países y se examinó el estado de desarrollo actual de las lutitas (abajo).[10] Según este informe, el mundo parece estar preparado para la revolución del gas de lutitas.

Región	Estudio Rogner 1997, Tpc	Estudio EIA 2011, Tpc
América del Norte	3 842	7 140
América del Sur	2 117	4 569
Europa	549	2 587
África	1 548	3 962
Asia	3 528	5 661
Australia	2 313	1 381
Otros	2 215	No disponible
Total	**16 112**	**25 300**

^ Estimaciones del gas de lutitas. Un estudio efectuado en 1997 estimó que el volumen de reservas globales de gas de lutitas era de 16 112 Tpc [456 trillones de m^3]. El estudio de la EIA de EUA del año 2011 incrementó esa estimación en casi el 60% y arrojó una cifra de 25 300 Tpc [716 trillones de m^3]. [Adaptado de Rogner H-H: "An Assessment of World Hydrocarbon Resources," Victoria, Columbia Británica, Canadá: Instituto de Sistemas Integrados de Energía, Universidad de Victoria (IESVic, 1997) y Kuuskraa et al, referencia 6.]

Evaluaciones del gas de lutitas

Estados Unidos: Actualmente, los únicos recursos no convencionales comerciales de lutitas se localizan en América del Norte, y la mayor parte en EUA. La lutita Marcellus, en el noreste de EUA, es sin dudas la extensión productiva más grande ya que posee una superficie de 246 000 km^2 [95 000 mi^2]. A ésta le sigue la lutita New Albany, con un tamaño que equivale aproximadamente a la mitad de la primera.[11] Otras zonas de lutitas



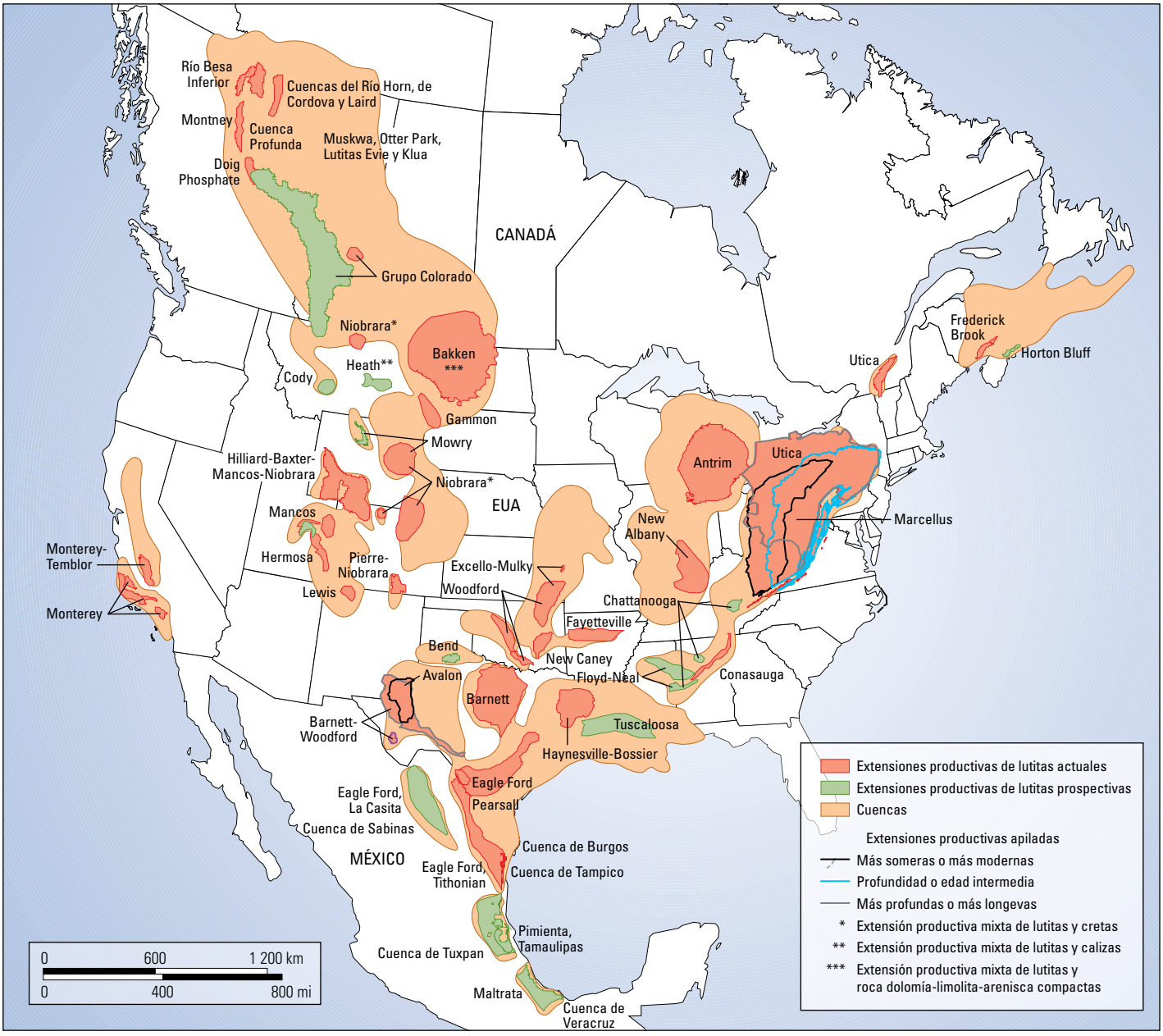
^ Recursos globales de gas de lutitas. La EIA de EUA estudió 14 regiones con potencial de gas de lutitas. Las vastas masas de tierra de Rusia, Medio Oriente y África no fueron incluidas en el informe (sombreado gris). Las razones de la exclusión de estas regiones del informe fueron la escasez de datos de exploración o la presencia de reservas abundantes en yacimientos convencionales, lo que vuelve poco atractivo el gas de lutitas; por el momento actual. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

gasíferas importantes de EUA oscilan en extensión entre 13 000 y 30 000 km^2 [5 000 y 12 000 mi^2], y algunas demostraron ser productoras prolíficas (abajo).

Sobre la base de las estimaciones del año 2011, las formaciones líderes con las tasas diarias combinadas más altas de producción son las lutitas Barnett y Haynesville-Bossier. La clasificación por producción, si bien constituye un indicador significativo, puede conducir a errores porque las diferentes extensiones productivas han experimentado niveles de desarrollo variables. Por el contrario, si las extensiones productivas de EUA se clasifican de acuerdo con las estimaciones del gas original en sitio (GIP), la lutita Marcellus, con 42,5 trillones de m^3 [1 500 Tpc], está a la cabeza de todas las demás. Si bien la lutita Marcellus parece alojar el mayor potencial, los operadores de la región recién han comenzado a explorarla y desarrollarla. De las lutitas explotadas activamente en nuestros días, la más vasta es la lutita Haynesville-Bossier con un GIP estimado en 20,3 trillones de m^3 [717 Tpc]. Le sigue la lutita Barnett con 9,3 trillones de m^3 [327 Tpc].[12] Pero existen diversos recursos de lutitas actualmente en producción. Algunos de los más notables son Fayetteville, Woodford, Antrim, Eagle Ford y New Albany.

Canadá: Numerosas cuencas de Canadá cuentan con un potencial significativo de gas de lutitas. Las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá e incluyen la cuenca de Horn River, la bahía de Córdova, la cuenca de Laird, la cuenca Profunda y el grupo Colorado. Se estima que estas cinco cuencas contienen en forma conjunta 37,6 trillones de m^3 [1 326 Tpc] de GIP, de los cuales 10 trillones de m^3 [355 Tpc] se consideran técnicamente recuperables.[13]

Los sedimentos objetivo de las cuencas de Horn River, Córdova y Laird son de edad Devónico, y las principales formaciones de interés corresponden a las lutitas Muskwa, Otter Park, Evie, Klua y lower Besa River. Diversos operadores involucrados activamente en estas áreas han obtenido resultados positivos. Las extensiones productivas



^ Extensiones productivas de lutitas de América del Norte. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

Triassicage Montney Shale y Doig Phosphate de edad Triásico se encuentran en la cuenca Profunda. Para julio de 2009, en la lutita Montney se habían perforado 234 pozos horizontales que producían 10,7 millones de m^3/d [376 MMpc/d] de gas natural.[14]

En el este de Canadá existen numerosas extensiones productivas potenciales de lutitas, si bien no han sido tan extensivamente estudiadas como las del oeste. Las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la lutita Utica de edad Ordovícico Superior en el cinturón plegado de los Apalaches, que se extiende por la frontera con EUA y aloja un GIP estimado de 4,4 trillones de m^3 [155 Tpc], de los cuales 877 000 millones de m^3 [31 Tpc] son técnicamente recuperables. En la lutita Utica se han perforado pocos pozos, y durante las pruebas se recuperó gas pero con tasas de producción bajas.

La lutita lacustre Horton Bluff de la cuenca de Windsor es mucho más pequeña, con 255 millones de m^3 [9 Tpc] de GIP, de los cuales unos 56 600 millones de m^3 [2 Tpc] son técnicamente recuperables. Más hacia el oeste, la lutita Frederick Brook en la cuenca Maritimes de New Brunswick se encuentra transitando las etapas preliminares de exploración y evaluación.

México: En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. (Para obtener más información sobre las características de las lutitas orgánicas, véase "Revolución del gas de lutitas," *página 40*.) Son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford, Haynesville-Bossier y Pearsall.[15] Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro-oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México. Las lutitas a las que se apunta como objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México.

12. Arthur et al, referencia 11.
13. Kuuskraa et al, referencia 6.
14. Junta Nacional de Energía, Canadá: "A Primer for Understanding Canadian Shale as—Energy Briefing Note," Calgary: Junta Nacional de Energía, Canadá (Noviembre de 2009), http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009-eng.html (Se consultó el 10 de octubre de 2011).
15. Salvador A y Quezada-Muñeton JM: "Stratigraphic Correlation Chart, Gulf of Mexico Basin," en Salvador A (ed): *The Geology of North America, Volume J, The Gulf of Mexico Basin.* Boulder, Colorado, EUA: The Geological Society of America (1991): 131–180.
16. Kuuskraa et al, referencia 6.
17. Weeden S: "Mexico Aims to Tap World's Fourth Largest Shale Gas Reserves," Hart Energy *E&P*, (26 de agosto de 2011), http://www.epmag.com/2011/August/item87574.php (Se consultó el 20 de septiembre de 2011).

^ Cuencas de lutitas de América del Sur. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

Si bien se ha reportado el desarrollo de poca actividad de exploración de las lutitas gasíferas en las cinco cuencas de México estudiadas por la EIA de EUA, existe GIP estimado de 67 trillones de m^3 [2 366 Tpc], de los cuales se considera que 19,3 trillones de m^3 [681 Tpc] son técnicamente recuperables.[16] Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas son las de Burgos (que incluye las lutitas de la formación Eagle Ford y las lutitas de edad Titoniano), Sabinas (que incluye las lutitas de la formación Eagle Ford y de la formación La Casita de edad Titoniano), Tampico (lutita de la formación Pimienta), Tuxpan (lutitas de las formaciones Pimienta y Tamaulipas) y Veracruz (lutita de la formación Maltrata). Si bien existe un alto interés en el desarrollo de yacimientos de lutita en México, muchas de las lutitas ricas en materia orgánica son estructuralmente complejas debido al sobrecorrimiento o se encuentran a más de 5 000 m [16 400 pies] de profundidad; demasiada profundidad para encarar el desarrollo utilizando la tecnología actual. Los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte y corresponden a las lutitas Eagle Ford y Titonianas de las cuencas de Burgos y Sabinas.

En la cuenca del Río Grande, en el sur de Texas, la formación Eagle Ford produjo tanto gas como petróleo. Dado que esta formación se extiende a lo largo del límite y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas de México, la producción exitosa del lado del límite que corresponde a EUA promete la obtención de resultados similares para el lado mexicano.

En su primer pozo exploratorio de gas de lutitas, la compañía petrolera estatal de México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) Exploración y Producción, anunció recientemente el éxito de una prueba de gas de la lutita Eagle Ford en la cuenca de Burgos. La producción comenzó en mayo de 2011 con una tasa de 84 000 m^3/d [3,0 MMpc/d] aproximadamente. PEMEX tiene previsto perforar 20 pozos más en el futuro cercano para evaluar de manera más exhaustiva el potencial de recursos de las cinco cuencas mencionadas.[17]

América del Sur: En América del Sur se localizan varias cuencas de lutitas gasíferas potenciales (arriba). Sin lugar a dudas, la Argentina posee el potencial de recursos más grande, con un GIP de 77 trillones de m^3 [2 732 Tpc], de los cuales 21,9 trillones de m^3 [774 Tpc] se consideran téc-

nicamente recuperables.[18] Le sigue Brasil con 25,7 trillones de m^3 [906 Tpc], de los cuales 6,4 trillones de m^3 [226 Tpc] se consideran recuperables. Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas.

La cuenca Neuquina, en la porción centro-occidental de Argentina, parece alojar parte del mayor potencial para el desarrollo de lutitas gasíferas. Se trata de una región que ya se define como importante productora de petróleo y gas de areniscas convencionales y compactas. La formación Los Molles de edad Jurásico Medio y la formación Vaca Muerta de edad Cretácico Temprano contienen sedimentos ricos en materia orgánica. Estas dos lutitas marinas de aguas profundas constituyeron la fuente de la mayoría de los campos de petróleo y gas de la cuenca Neuquina.

La formación Vaca Muerta exhibe algunas de las mejores características para el desarrollo, con niveles promedio altos de carbono orgánico total (TOC) (4,0%), una profundidad moderada —2 440 m [8 000 pies]— y condiciones de sobrepresión.[19] La formación Los Molles es más madura que la formación Vaca Muerta y se encuentra a una profundidad promedio de 3 810 m [12 500 pies]. Si bien cubre un área geográfica más grande, los valores del TOC más bajos (1,5% en promedio) de la formación Los Molles proporcionan menos GIP neto que en la formación Vaca Muerta. No obstante, existen secciones más ricas en la formación Los Molles con valores del TOC que promedian entre un 2% y un 3%. Recientemente, Repsol YPF S.A. comenzó a perforar, terminar, estimular por fracturamiento y probar algunos pozos en la cuenca Neuquina y terminó con éxito un pozo productor de petróleo en la formación Vaca Muerta.[20] Apache Corporation Argentina, terminó recientemente un pozo de lutita en la formación Los Molles, que produjo cantidades significativas de gas.[21]

La cuenca del Golfo San Jorge en la Patagonia central da cuenta del 30% de la producción convencional de petróleo y gas de Argentina. La lutita de la formación Aguada Bandera de edad Jurásico Tardío y Cretácico Temprano fue la roca generadora predominante para estas acumulaciones. Con un buen grado de madurez térmica en la mayor parte de la cuenca y valores del TOC entre medios y altos, la formación Aguada Bandera posee potencial para la producción de gas de lutitas. Se encuentra a profundidades que oscilan entre 3 487 y 3 706 m [11 440 y 12 160 pies]. El ambiente depositacional lacustre de estos sedimentos plantea un riesgo potencial para el desarrollo porque las lutitas lacustres se consideran objetivos generalmente peores que las lutitas marinas.[22]

Otra lutita lacustre, la lutita Pozo D-129 de edad Cretácico Temprano, también se localiza en la cuenca del Golfo San Jorge. Exhibe un espesor consistente de 915 m [3 000 pies] en la porción central de la cuenca, y el análisis inicial de los sedimentos indica la existencia de valores del TOC moderados y buena madurez térmica. Los mejores prospectos para los desarrollos de lutitas gasíferas se encuentran en las porciones central y septentrional de la cuenca debido a la naturaleza potencialmente petrolífera de las porciones australes.

La cuenca Austral-Magallanes del sur de la Patagonia se extiende a lo largo del límite entre Argentina y Chile. La porción chilena de la cuenca, es decir Magallanes, da cuenta de la producción de petróleo esencialmente de todo el país. La roca generadora principal para la cuenca es la formación Inoceramus Inferior de edad Cretácico Inferior, que contiene depósitos de lutitas ricos en contenido orgánico. Esta formación posee un espesor de 200 m [656 pies] aproximadamente, se encuentra a profundidades comprendidas entre 2 000 y 3 000 m [6 562 y 9 842 pies] y exhibe valores del TOC oscilantes entre bajos y medios.[23]

La cuenca Chacoparanaense es inmensa y se extiende a través de un área de más de 1 294 994 km^2 [500 000 mi^2]. La cuenca cubre la mayor parte de Paraguay y partes de Brasil, Uruguay, Argentina y Bolivia. No ha sido explorada extensivamente y tiene menos de 150 pozos perforados. La formación Los Monos de edad Devónico contiene varios depósitos de lutitas marinas. El más prometedor es San Alfredo, que corresponde a una capa espesa y monótona de lutitas negras que suprayacen un nivel arenoso. Si bien puede alcanzar un espesor de 3 658 m [12 000 pies], se considera que sólo 600 m [2 000 pies] exhiben riqueza orgánica.[24] La escasa información disponible indica la presencia de una matriz de lutita con buenas características para la estimulación por fracturamiento hidráulico.

Sobre la base del espesor asumido, la madurez térmica y las saturaciones de gas, y utilizando los datos de los pocos pozos perforados en la cuenca, los ingenieros estimaron un valor conservador de GIP de 59 trillones de m^3 [2 083 Tpc], con 14,8 trillones de m^3 [521 Tpc] técnicamente recuperables.[25]

Europa: Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de gas de lutitas (próxima página). Dado que parece alojar el mayor potencial, Polonia es uno de los países de Europa más activos en la exploración de lutitas gasíferas. Las cuencas del Báltico y de Lublin de edad Silúrico se disponen en dirección centro-norte o sudeste a través del país y están limitadas por la zona de falla transeuropea. La cuenca de Podlasie se encuentra ubicada al este de estas dos cuencas. Las cuencas de Lublin y Podlasie son similares entre sí y se diferencian de la cuenca del Báltico por los rasgos geológicos y el fallamiento tectónico regional. El volumen de gas en sitio correspondiente a estas tres cuencas se estima en 22,4 trillones de m^3 [792 Tpc], de los cuales 5,3 trillones de m^3 [187 Tpc] se consideran técnicamente recuperables.[26] Si bien la cuenca de Podlasie exhibe algunas de las mejores características, la cuenca del Báltico es, sin dudas, la más grande en extensión areal y en GIP total.

Existen varias compañías de exploración con una participación activa en Polonia, y el primer pozo de exploración de lutitas fue perforado en la cuenca del Báltico en el año 2010. El pozo de evaluación vertical constituyó una operación conjunta entre 3Legs Resources plc y ConocoPhillips Company. BNK Petroleum Inc perforó y probó algunos pozos en la cuenca del Báltico, en busca de las formaciones de edad Silúrico y Ordovícico.[27]

Con un GIP estimado de 20,4 trillones de m^3 [720 Tpc] y 5,1 trillones de m^3 [180 Tpc] recuperables, Francia sigue de cerca a Polonia en cuanto a recursos estimados de lutitas gasíferas.[28] Estos recursos se encuentran principalmente en la cuenca de París y en la cuenca del Sudeste. La cuenca de París contiene dos lutitas ricas en materia orgánica, la formación de lutitas negras de edad Toarciano y las lutitas de edad Pérmico-Carbonífero. Algunas porciones de las lutitas de edad Toarciano son térmicamente inmaduras y poseen un alto contenido de petróleo, lo que limita su potencial gasífero. Las lutitas Pérmicas-Carboníferas más maduras —cuya edad oscila entre el Pensilvaniano y el Pérmico Tardío— se encuentran a mayor profundidad y han sido menos exploradas que las del sector norte de la cuenca de París. El espesor promedio de las lutitas es de unos 350 m [1 150 pies], si bien en el margen este de la cuenca pueden observarse espesores de más de 2 200 m [7 200 pies] en secciones aisladas. El número de datos disponibles a partir de registros de pozos es mínimo, de modo que las estimaciones del volumen de gas se basan en hipótesis extrapoladas.

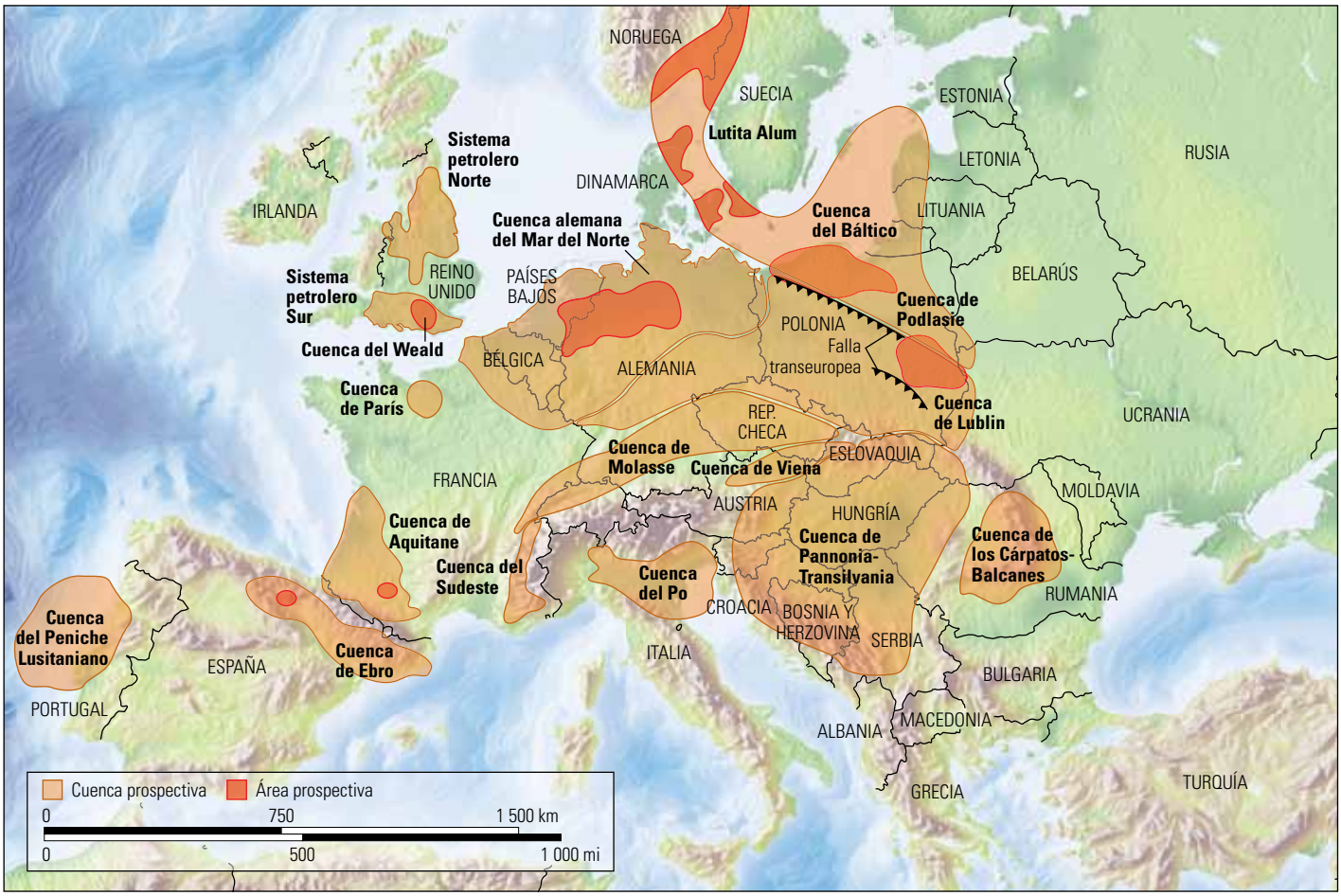
La mayor parte de la actividad exploratoria de la cuenca de París se ha dirigido al petróleo de lutita, más que al gas. No obstante, recientemente, las compañías de E&P han apuntado a los recursos no convencionales más profundos que se encuentran en la ventana de gas. Las formaciones de lutitas más promisorias de la cuenca Sudeste son las lutitas negras Terres Noires de edad Jurásico Superior y las lutitas negras Liásicas de edad Jurásico Inferior. La porción este de la lutita Terres Noires se encuentra en la ventana de gas, en tanto que los bordes occiden-

tales todavía se hallan en la ventana de gas húmedo-petróleo. Dado que alguna vez se encontró a mayor profundidad pero fue levantada a lo largo de su margen oeste, la lutita Liásica por lo general es térmicamente más madura que la lutita Terres Noires. Si bien el potencial de la lutita Liásica como recurso se considera más grande que el de la lutita Terres Noires, su mayor contenido de arcilla dificulta los tratamientos de estimulación por fracturamiento.

En la actualidad, existe una suspensión de las actividades de investigación y perforación en busca de petróleo y gas de lutitas en Francia, ya que está pendiente la ejecución de estudios de impacto ambiental.[29] Más importante aún es una prohibición gubernamental de todos los procesos de fracturamiento hidráulico en Francia, que fue promulgada en junio de 2011.[30] La extracción de gas de lutitas no se prohíbe expresamente, pero sin la capacidad para aplicar la tecnología de fracturamiento es difícil lograr la viabilidad de los recursos no convencionales.

Al norte de Francia, la cuenca alemana del Mar del Norte se extiende a través del Mar Norte desde Bélgica hasta la frontera este de Alemania, atravesando los Países Bajos. Dentro de esta cuenca existen numerosas formaciones con potencial de gas de lutitas, incluidas las lutitas de Posidonia (localizadas en porciones aisladas de los Países Bajos y Alemania), las lutitas Wealden (Alemania) y las lutitas de edad Carbonífero (Namuriano) (Países Bajos).[31]

Un volumen significativo de las lutitas de Posidonia y Wealden se encuentra térmicamente inmaduro y sólo existen secciones aisladas con potencial gasífero. El potencial es bajo en estas dos lutitas; se estima un GIP de 736 000 millones de m^3 [26 Tpc] y 198 000 millones de m^3 [7 Tpc] recuperables en la lutita Posidonia y un GIP de 254 000 millones de m^3 [9 Tpc] y 56 600 millones de m^3 [2 Tpc] recuperables en la lutita Wealden. La lutita más profunda y muy madura de edad



^ Cuencas de lutitas de Europa. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

18. Kuuskraa et al, referencia 6.
19. El TOC rige el potencial de la lutita como recurso. Los objetivos de exploración habitualmente exhiben valores del TOC cuyo rango oscila entre el 2% y el 10%.
20. OilandGasInvestor.com: "Argentina's Neuquén Basin Shales," http://www.oilandgasinvestor.com/article/Argentinas-Neuquen-Basin-Shales_84718 (Se consultó el 20 de septiembre de 2011).
21. Natural Gas Americas: "First Horizontal Shale Gas Well Completed in Argentina," (19 de agosto de 2011), http://naturalgasforamerica.com/horizontal-shale-gascompleted-argentina.htm (Se consultó el 25 de septiembre de 2011).
22. Kuuskraa et al, referencia 6.
23. Kuuskraa et al, referencia 6.
24. Kuuskraa et al, referencia 6.
25. Kuuskraa et al, referencia 6.
26. Kuuskraa et al, referencia 6.
27. BNK Petroleum: "BNK Petroleum Inc. Baltic Basin Update," (4 de septiembre de 2011), http://www.bnkpetroleum.com/newsletters/BNK%20Press%20Release%20Poland%20update%20Sept%204th%20final.pdf (Se consultó el 5 de septiembre de 2011).
28. Kuuskraa et al, referencia 6.
29. Sheehan J: "Europe Gears Up for the Shale Gale," *Journal of Petroleum Technology* 63, no. 7 (Julio de 2011): 32–37.
30. Patel T: "France Vote Outlaws 'Fracking' Shale for Natural Gas, Oil Extraction," Bloomberg (1° de julio de 2011), http://www.bloomberg.com/news/2011-07-01/france-vote-outlaws-fracking-shale-for-natural-gas-oilextraction.html (Se consultó el 20 de septiembre de 2011).
31. Kuuskraa et al, referencia 6.

Carbonífero (Namuriano) contiene un GIP estimado de 1,8 trillones de m^3 [64 Tpc], con 453 000 millones de m^3 [16 Tpc] recuperables.[32] Actualmente, varias compañías están desarrollando actividades de exploración, tanto en Alemania como en los Países Bajos.

Más hacia el norte, la lutita Alum se extiende a través de Noruega, Suecia y Dinamarca. Las zonas que se encuentran en la ventana de gas son prometedoras en términos de producción; no obstante, los datos son escasos. Sobre la base de los datos disponibles, el GIP estimado es de 16,7 trillones de m^3 [589 Tpc] con 4,2 trillones de m^3 [147 Tpc] considerados técnicamente recuperables.

La cuenca de Pannonia-Transilvania cubre la mayor parte de Hungría, Rumania y Eslovaquia. Se cree que los sedimentos marinos depositados en esta cuenca durante la edad Oligoceno constituyen la fuente de la mayoría de los hidrocarburos convencionales de Hungría. Si bien las lutitas han estado expuestas a un gradiente geotérmico muy alto, que ha acelerado la maduración del material orgánico, la calidad de las rocas ricas en contenido de arcilla es pobre para la producción de gas de lutitas. Las actividades de exploración se encuentran en la etapa especulativa temprana y algunas pruebas iniciales fueron desalentadoras.

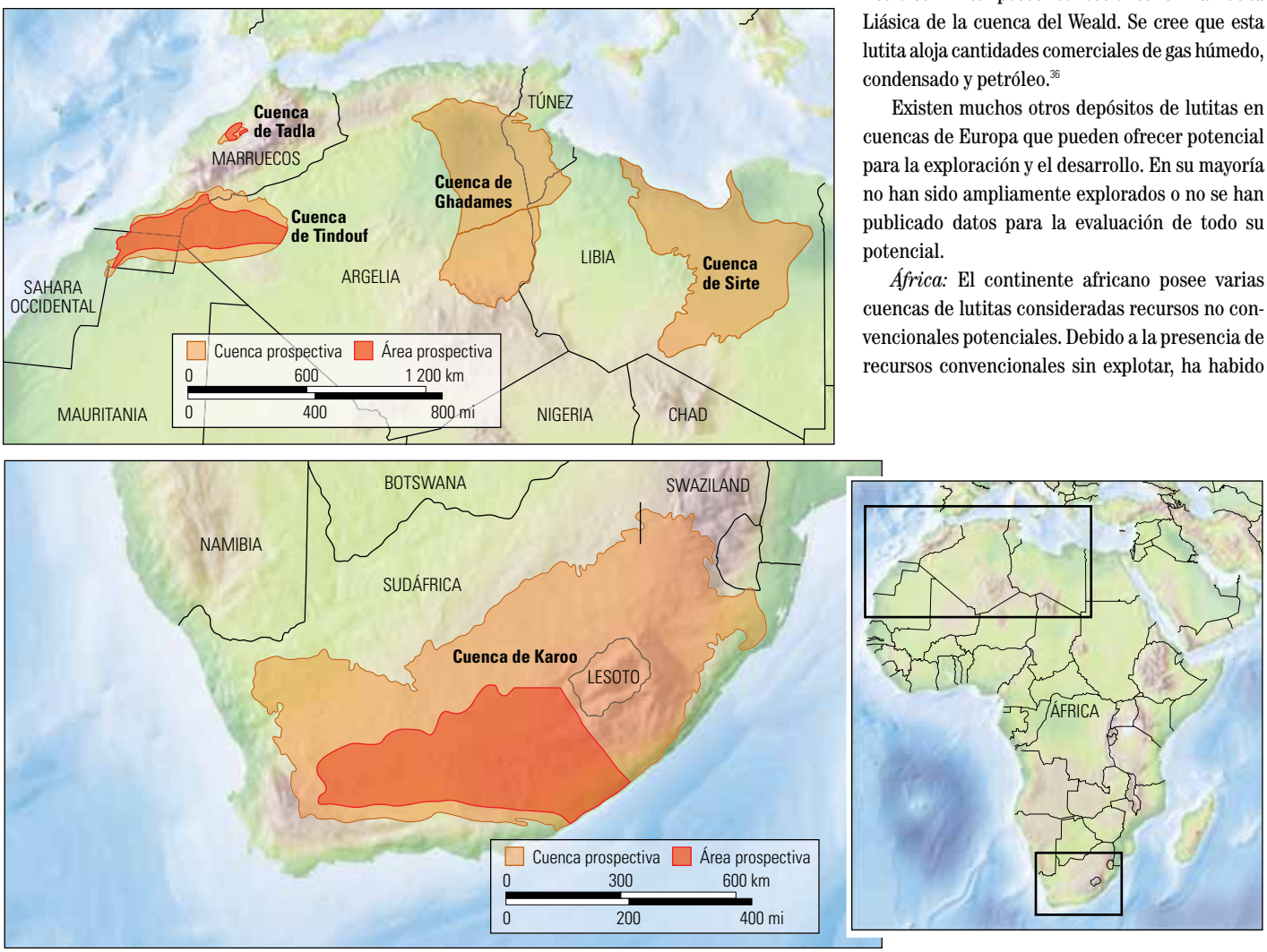
El Reino Unido e Irlanda son otras dos áreas de exploración de lutitas. El Reino Unido posee dos horizontes petroleros principales: el sistema petrolero norte de edad Carbonífero y el sistema petrolero sur de edad Mesozoico.[33] Los dos sistemas contienen varias cuencas con una historia depositacional y tectónica similar. Las acciones gubernamentales destinadas a restringir las actividades de exploración de lutitas cambiaron su curso en mayo de 2011 y recientemente se ha registrado un incremento de las operaciones de perforación de exploración en ambos sistemas.

La exploración petrolera en el sistema petrolero norte existe hace más de 100 años y la lutita Bowland en la cuenca del Cheshire de esta región detenta un gran potencial para el desarrollo. Se necesitan datos adicionales para evaluar este recurso en forma exhaustiva, especialmente en las regiones occidentales.[34] Las estimaciones actuales del GIP se encuentran en el orden de 2,7 trillones de m^3 [95 Tpc], de los cuales 538 000 millones de m^3 [19 Tpc] son técnicamente recuperables. Recientemente, Cuadrilla Resources Ltd anunció el descubrimiento de 5,7 trillones de m^3 [200 Tpc] de gas de lutitas en la lutita Bowland, cifra que excede con creces las estimaciones publicadas para la región.[35]

El sistema petrolero sur ha sido explorado desde la década de 1920, si bien hasta el descubrimiento del campo Wytch Farm en el año 1973 se registraron pocos hallazgos destacados. La lutita generadora Liásica exhibe un potencial gasífero limitado. Es profunda, ya que promedia 4 114 m [13 500 pies], pero carece de madurez térmica. El potencial de recursos recuperables es de sólo 28 300 millones de m^3 [1 Tpc]. Celtique Energie Petroleum Ltd posee concesiones en la lutita Liásica de la cuenca del Weald. Se cree que esta lutita aloja cantidades comerciales de gas húmedo, condensado y petróleo.[36]

Existen muchos otros depósitos de lutitas en cuencas de Europa que pueden ofrecer potencial para la exploración y el desarrollo. En su mayoría no han sido ampliamente explorados o no se han publicado datos para la evaluación de todo su potencial.

África: El continente africano posee varias cuencas de lutitas consideradas recursos no convencionales potenciales. Debido a la presencia de recursos convencionales sin explotar, ha habido



^ Cuencas de lutitas de África. Sólo se muestran Sudáfrica y África Septentrional debido a la falta de datos correspondientes a gran parte de África continental. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

pocos informes de actividad de exploración de las lutitas gasíferas (página anterior). La excepción notable con respecto a esta situación la constituye Sudáfrica, donde compañías de E&P importantes e independientes se han involucrado activamente en la producción de gas de lutitas.

La cuenca de Karoo, ubicada en la porción central y sur de Sudáfrica, cubre casi dos tercios del país. El grupo de lutitas Ecca de edad Pérmico contiene volúmenes significativos de gas, con un GIP estimado de 51,9 trillones de m^3 [1 834 Tpc], de los cuales 13,7 trillones de m^3 [485 Tpc] son técnicamente recuperables.[37] Las lutitas de esta cuenca se caracterizan como térmicamente maduras y con alto contenido orgánico y se encuentran en la ventana de gas seco.

Muchas lutitas ricas en materia orgánica se hallan en las cuencas de África septentrional —desde el Sahara Occidental y Marruecos y pasan por Argelia, Túnez y Libia— pero la mayor parte de las compañías de exploración se están concentrando en el descubrimiento y el desarrollo de los yacimientos convencionales de estas regiones. No obstante, a diferencia de Argelia, Túnez y Libia, Marruecos cuenta con pocas reservas de gas natural y depende considerablemente de las importaciones para satisfacer sus necesidades de consumo interno. Por este motivo, en esa zona existen actividades de exploración en curso en los depósitos de lutitas.

La cuenca de Tindouf (que se extiende a través de Marruecos, el Sahara Occidental, Mauritania y el oeste de Argelia), y en menor medida, la cuenca de Tadlan (en Marruecos central), son objetivos de exploración y posiblemente de desarrollo como recursos no convencionales de lutitas. Estos depósitos de lutitas de edad Silúrico contienen un GIP estimado de 7,5 trillones de m^3 [266 Tpc], con aproximadamente 1,5 trillón de m^3 [53 Tpc] técnicamente recuperables.[38] La actividad de exploración en Marruecos, incluidas la adquisición sísmica y las operaciones de perforación exploratoria, comenzó recientemente pero aún se encuentra en las primeras etapas. San León Energy plc ha manifestado interés en el gas de lutitas, pero en este momento está explorando áreas prospectivas de lutitas petrolíferas en el oeste de Marruecos.[39]

Excepto lo observado precedentemente, y a lo largo de la costa oeste de África, donde las compañías de E&P siguen descubriendo, produciendo y desarrollando recursos convencionales, gran parte del resto de África permanece inexplorado. En este momento, la escasez de información, junto con la falta de recursos de perforación y exploración, crean un ambiente deficiente para el desarrollo de lutitas gasíferas.

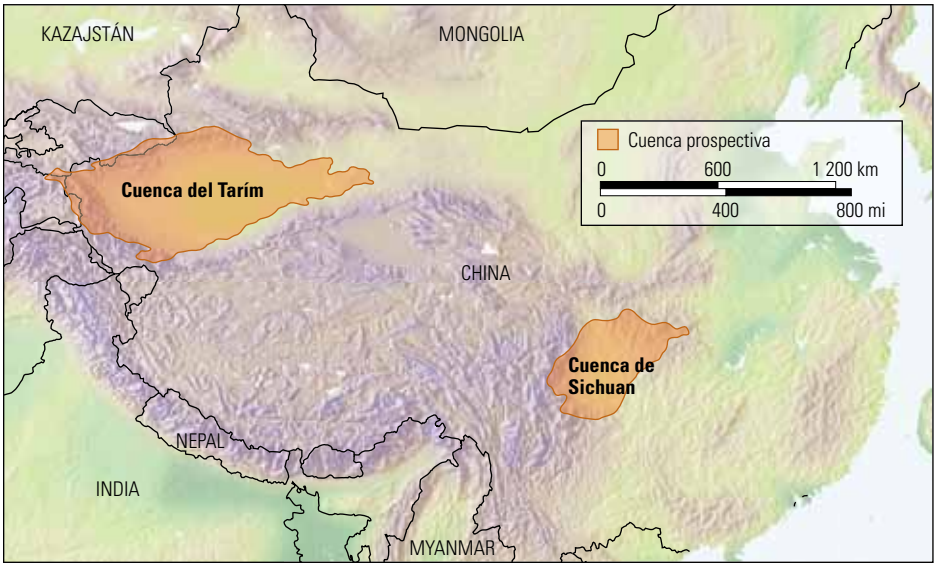
China: En China se han identificado muchas lutitas ricas en materia orgánica que resultan prometedoras como recursos no convencionales (abajo). Con un GIP estimado de 144,4 trillones de m^3 [5 101 Tpc] y 36,1 trillones de m^3 [1 275 Tpc] de gas técnicamente recuperable, el potencial es comparable con el de América del Norte.[40] Existen dos grandes cuencas sedimentarias de interés: la cuenca de Sichuan al sur y la cuenca de Tarím al oeste. Con depósitos de lutitas ricas en materia orgánica de gran espesor, estas cuencas cubren amplias extensiones y poseen buenas características prospectivas para el desarrollo.

En la cuenca de Sichuan, se observan lutitas marinas térmicamente maduras de edad Cámbrico Inferior (formación Qiongzhusi) y Silúrico Inferior (formación Longmaxi). Las compañías de exploración han manifestado un interés considerable en estas formaciones debido a los rastros de gas hallados en los pozos exploratorios. Su bajo contenido de arcillas también constituye una ventaja, lo que las convierte en candidatos potencialmente buenos para los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. No obstante, la presencia extensiva de pliegues y fallas plantea una importante complejidad estructural, lo que introduce riesgos para el desarrollo futuro.

Actualmente, algunos operadores están efectuando evaluaciones y pruebas en la cuenca de Sichuan, si bien no se ha confirmado la existencia de producción comercial. No obstante, según se informa, en el año 2010 China Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec) produjo cantidades comerciales de gas a partir de pruebas realizadas en dos partes diferentes de la cuenca de Sichuan; el distrito de Yuanba al noreste y el distrito de Fuling al sudeste.[41]

La cuenca de Tarím, en el oeste de China, es una de las cuencas de exploración de frontera más grande del mundo. Las lutitas de interés son de edad Cámbrico y Ordovícico y actuaron como roca generadora de los 795 millones de m^3 [5 000 millones de bbl] de hidrocarburos de petróleo equivalente de los yacimientos carbonatados convencionales de la región. No obstante, las condiciones áridas de la región —que yace por debajo del desierto de Taklimakán— dejan en claro que la obtención de agua para los procesos de fracturamiento será difícil.

Las lutitas de edad Cámbrico alojadas en las depresiones de Manjiaer y Awati tienen más de 1 km [3 280 pies] de espesor, y ambos depósitos se encuentran en la ventana de gas seco. La profundidad excesiva de estos depósitos limita el metraje neto de lutitas ricas en materia orgánica accesi-



^ Cuencas de lutitas de China. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

32. Kuuskraa et al, referencia 6.
33. Kuuskraa et al, referencia 6.
34. Kuuskraa et al, referencia 6.
35. Chazan G: "U.K. Gets Big Shale Find," *The Wall Street Journal* (22 de septiembre de 2011), http://online.wsj.com/article/SB10001424053111904563904576584904139100880.html (Se consultó el 26 de septiembre de 2011).
36. Celtique Energie: "Central Weald—Further Data," http://www.celtiqueenergie.com/operations/uk/southern_england/central_weald_data.html (Se consultó el 21 de septiembre de 2011).
37. Kuuskraa et al, referencia 6.
38. Kuuskraa et al, referencia 6.
39. Petroleum África: "San Leon Moves Toward Moroccan Shale Oil," (28 de junio de 2011), http://www.petroleumafrica.com/en/newsarticle.php?NewsID=11703 (Se consultó el 1° de septiembre de 2011).
40. Kuuskraa et al, referencia 6.
41. Reuters: "Sinopec Strikes Shale Gas Flow in Sichuan Basin," (23 de diciembre de 2010), http://www.reuters.com/article/2010/12/23/sinopec-shale-gas-idUSTOE6BM03X20101223 (Se consultó el 27 de septiembre de 2011).

bles, pero la alta calidad de este recurso —bajo contenido de arcilla, gas seco, TOC moderado y buena porosidad— las convierte en objetivos preferenciales para la exploración y la evaluación.

Los potenciales como recurso de las lutitas de edad Ordovícico contenidas en la depresión de Manjiaer son aún mayores que los de las lutitas Cámbricas, con un espesor neto de 1 600 m [5 250 pies] de depósitos ricos en contenido orgánico. Las lutitas ricas en materia orgánica de edad Ordovícico, alojadas en la depresión de Awati, poseen un espesor de 400 m [1 300 pies]. Lamentablemente, gran parte de los recursos de estas dos formaciones se encuentran a demasiada profundidad para proceder al desarrollo de las lutitas utilizando la tecnología disponible actualmente. No se ha informado acerca de actividades de exploración y evaluación de lutitas en la cuenca de Tarím.[42]

Existen otras cinco cuencas sedimentarias en China pero son cuencas no marinas y carecen de madurez térmica, si bien esto no ha impedido la exploración y evaluación de su potencial. Sobre la base de los primeros resultados, las cinco cuencas parecen no prospectivas en cuanto al gas de lutitas, si bien continúan las actividades de adquisición y evaluación de datos.

India y Pakistán: En India existen varias cuencas que contienen lutitas ricas en materia orgánica, si bien sólo cuatro se consideran prioritarias para la exploración; Pakistán posee una cuenca con potencial (derecha). Otras cuencas carecen de madurez térmica o sus datos son demasiado limitados para llevar a cabo una evaluación exhaustiva. Las cinco cuencas de estos países son la cuenca de Cambay en India occidental, la cuenca de Krishna-Godavari a lo largo de la costa este de India, la cuenca de Cauvery en India meridional, la cuenca del Valle del Damodar en el noreste de India y la cuenca Southern Indus en el sector sudeste de Pakistán. Se estima que las cinco cuencas poseen un GIP combinado de 14 trillones de m^3 [496 Tpc], de los cuales 3,2 trillones de m^3 [114 Tpc] se consideran técnicamente recuperables.[43] Debido a la actividad tectónica, las cuencas de India y Pakistán son geológicamente complejas.

La lutita Kommugudem en la cuenca de Krishna-Godavari de la India parece ofrecer el mayor potencial para la producción, seguida por la lutita Cambay de la cuenca de Cambay. El análisis de la lutita Barren Measure del Valle del Damodar la clasifica como la de menor potencial de las cuatro cuencas de la India.

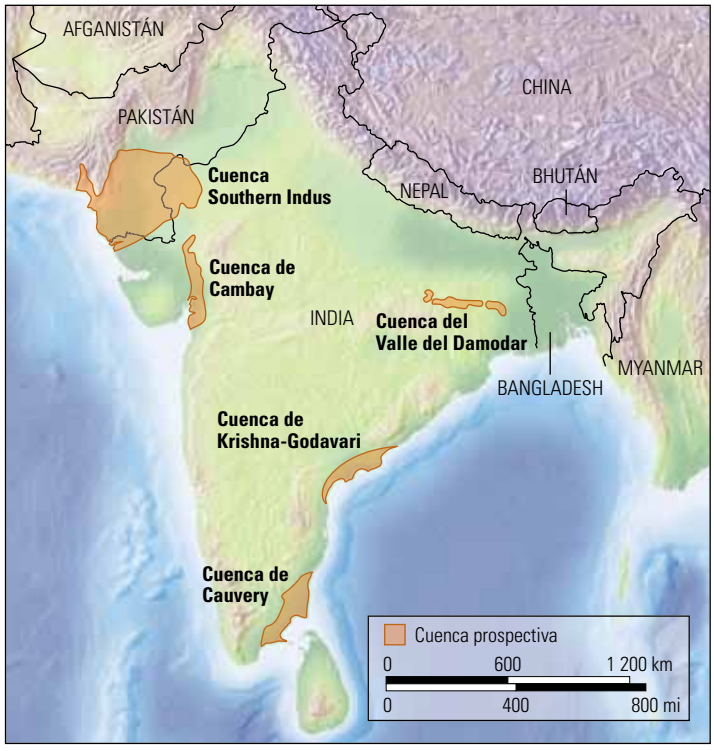
Existen actividades de exploración en curso en la India con cierto grado de éxito. Si bien el análisis indicó la existencia de potencial marginal para la producción comercial de la lutita Barren Measure de edad Pérmico, en la cuenca del Valle del Damodar, fue el lugar donde se perforó el primer pozo de gas de lutitas de India. El pozo RNSG-1 de 2 000 m [6 562 pies] de profundidad, perforado por Oil and National Gas Corporation (ONGC) Ltd, se destaca por ser uno de los primeros pozos fuera de EUA y Canadá que produce gas de lutitas en cantidades comerciales.[44] Se tienen previstos otros pozos de exploración y evaluación para esta cuenca.

Dos formaciones de lutitas ricas en materia orgánica en la cuenca de Southern Indus de Pakistán son las formaciones Sembar y Ranikot. Actualmente, no existen datos públicos disponibles sobre la exploración o el desarrollo de lutitas gasíferas en estas formaciones. Las estimaciones basadas en datos adquiridos previamente corresponden a un GIP combinado de 5,8 trillones de m^3 [206 Tpc], de los cuales se cree que es técnicamente recuperable 1,4 trillón de m^3 [51 Tpc].[45]

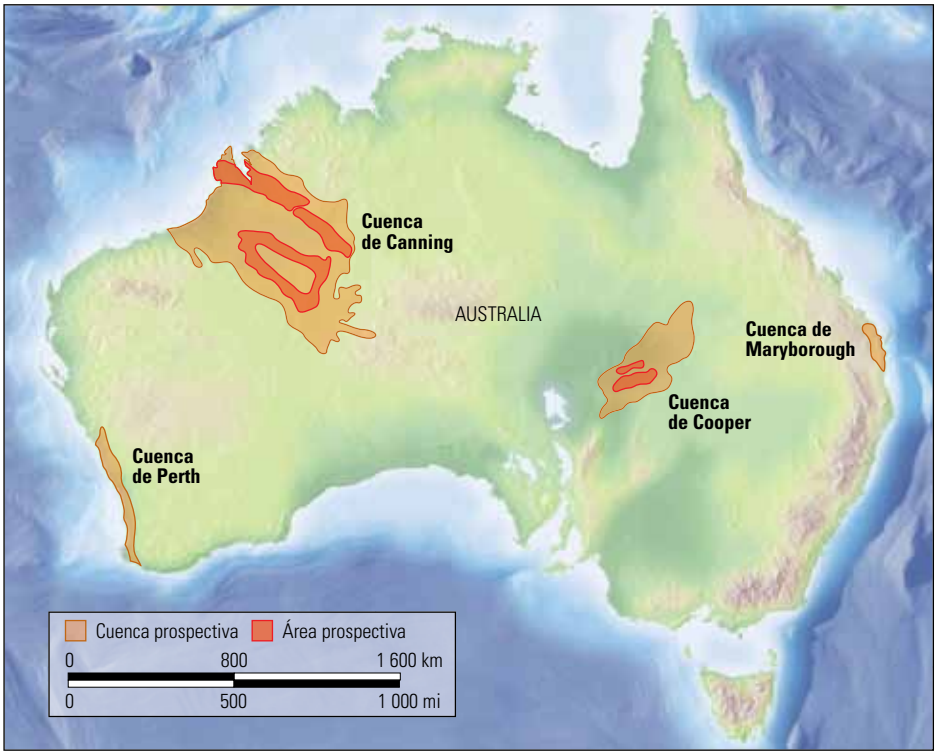
Australia: Los operadores de Australia tienen una larga historia en el desarrollo de yacimientos no convencionales, que incluyen gas en arenas compactas y metano en capas de carbón (CBM). La experiencia con el CBM constituye un activo en el desarrollo de los recursos de lutitas gasíferas porque los equipos y técnicas utilizados para desarrollar las lutitas son similares. No obstante, las cuatro cuencas básicas con potencial de gas de lutitas no se encuentran ubicadas en las mismas regiones que los campos de CBM. Las principales cuencas consideradas para el desarrollo son las cuencas de Canning, Cooper (la localización de la producción convencional terrestre más importante de Australia), Perth y Maryborough (próxima página). Estas cuencas alojan un GIP estimado de 39,1 trillones de m^3 [1 381 Tpc], de los cuales 11,2 trillones m^3 [396 Tpc] son técnicamente recuperables.

La formación Goldwyer de edad Ordovícico de la cuenca de Canning cuenta, sin lugar a dudas, con el mayor volumen estimado de recursos recuperables y cubre el área geográfica más extensa de Australia. No obstante, esta región se encuentra poco explorada y carece de la infraestructura necesaria para el desarrollo. Existe producción convencional de hidrocarburos en la región, aunque es bastante reciente; el primer descubrimiento comercial de petróleo en esta cuenca se realizó en el año 1981. El volumen estimado de gas recuperable es de 6,5 trillones de m^3 [229 Tpc]; la producción necesita más exploración y análisis porque sólo 60 pozos penetraron este recurso.

Como proveedora principal del gas de tierra firme de Australia, la cuenca de Cooper produce aproximadamente 14 millones de m^3/d [500 MMpc/d] de gas natural de yacimientos convencionales y de baja permeabilidad. Los yacimientos de gas en arenas compactas de baja permeabilidad suelen ser sometidos a tratamientos de fracturamiento



^ Cuencas de lutitas de India y Pakistán. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)



^ Cuencas de lutitas de Australia. (Adaptado de Kuuskraa et al, referencia 6.)

hidráulico para su explotación. Por este motivo, la cuenca de Cooper cuenta con personal con conocimientos especiales y equipos de fracturamiento hidráulico para el desarrollo de los recursos de lutitas.[46]

Las lutitas Roseneath y Murteree de edad Pérmico de la cuenca de Cooper parecen favorables para el desarrollo. Su espesor varía entre 50 y 100 m [165 y 330 pies] aproximadamente. Una tercera formación de la cuenca, la formación Epsilon, corresponde fundamentalmente a una mezcla de arenisca con lutita carbonácea y carbón. Los tres objetivos se consideran a menudo en combinación y se aluden en conjunto como formaciones REM.

Si bien su origen lacustre y el material generador del kerógeno Tipo III no constituyen habitualmente el objetivo del desarrollo de las lutitas gasíferas, las formaciones REM exhiben algunos atributos positivos. Su bajo contenido de arcilla conforma rocas que pueden ser fracturadas hidráulicamente con más facilidad. Por otro lado, un gradiente geotérmico extremadamente alto —1,4°C/30 m [2,55°F/100 pies] en general, y 1,9°C/30 m [3,42°F/100 pies] en ciertos lugares— aceleró la maduración de la roca generadora.[47]

Si bien los operadores todavía se encuentran atravesando las primeras etapas de exploración, están involucrados activamente en los procesos de evaluación y pruebas en la cuenca de Cooper, donde se perforó al menos un pozo de exploración y una compañía de E&P está analizando el núcleo por el contenido de gas y las propiedades mecánicas. Santos Energy Ltd y Beach Energy Ltd son dos de las compañías más activas en la exploración de lutitas gasíferas en ese lugar.

La cuenca de Perth es relativamente pequeña. La porción terrestre de la cuenca posee sedimentos marinos con potencial de producción, si bien gran parte del intervalo de interés yace a demasiada profundidad para el desarrollo de lutitas gasíferas. Las formaciones del área norte de Dandaragan, un gran sinclinal de edad Silúrico a Cretácico, contienen rocas con potencial como recurso. Con gradientes geotérmicos altos y valores del TOC entre moderados y altos, los sedimentos marinos más modernos, tales como las lutitas Carynginia y Kockatea de edad Pérmico, también son promisorias.[48]

La cuenca de Maryborough se encuentra en la costa este de Australia. La región no posee producción convencional de hidrocarburos y existen pocos datos para evaluar su potencial. Con datos de cinco pozos de exploración solamente, se necesita más información para caracterizar exhaustivamente el potencial de las lutitas. No obstante, la formación Maryborough de edad Cretácico, un depósito marino de gran espesor, sí resulta promisoria. Las estimaciones recientes indican un volumen potencial de 651 000 millones de m^3 [23 Tpc] de gas técnicamente recuperable con la posibilidad de que se incremente la estimación cuando se incluya en la evaluación la mitad sur de la cuenca, aún inexplorada y no muy comprendida.

Existen otras actividades de exploración en todo el mundo. Algunas regiones, tales como Medio Oriente y Rusia, cuentan con un potencial abundante de lutitas gasíferas, pero el fácil acceso a los yacimientos convencionales impide la implementación de campañas serias de desarrollo de lutitas. Los países ávidos de energía y a menudo pobres en recursos constituyen la mayor parte de la actividad de exploración en curso.

El futuro

Los recursos energéticos son un elemento vital para las economías modernas. Veinte años atrás, en EUA se emitieron advertencias funestas acerca de que el suministro de gas natural estaba disminuyendo y que pronto se necesitarían fuentes de suministro alternativas. A raíz de ello, se recomendó un programa agresivo para importar LNG de países con suministros accesibles. Hoy, la situación es notablemente diferente. EUA registra abundancia de gas natural y el suministro en el largo plazo es más seguro que nunca porque los operadores han aprendido a extraer el gas natural de los recursos no convencionales; fundamentalmente de la lutita, pero también del CBM. Habiendo observado el éxito de América del Norte, los operadores de muchas regiones del mundo están adoptando medidas para equipararse a ese sector.

En un tiempo, los ingenieros de perforación y de yacimientos pueden haber considerado a las lutitas como estorbos a los que había que abordar en la búsqueda de rocas de calidad yacimiento y la idea de obtener producción comercial a partir de depósitos de lutitas sencillamente no era realista. Pero la industria del petróleo y el gas continúa desarrollando nuevas técnicas y creando nuevas formas de acceso a los hidrocarburos. Y mientras cobra impulso la revolución global que plantea el desarrollo de las lutitas gasíferas, las compañías de exploración recién han comenzado a descubrir qué tienen para ofrecer las lutitas orgánicas. —TS

42. Kuuskraa et al, referencia 6.
43. Kuuskraa et al, referencia 6.
44. LNG World News: "India: ONGC Finds Shale Gas near Durgapur," (4 de febrero de 2011), http://www.lngworldnews.com/india-ongc-finds-shale-gas-near-durgapur/ (se consultó el 11 de septiembre de 2011).
45. Kuuskraa et al, referencia 6.
46. Kuuskraa et al, referencia 6.
47. Las cuencas tecnónicamente estables poseen gradientes geotérmicos que varían entre 0,45°C y 0,92°C/30 m [0,82°F y 1,65°F/100 pies].
48. Kuuskraa et al, referencia 6.