

Barriles de Papel No. 118
Sobre el Futuro de la Producción de Petróleo en Lutitas
Diego J. González Cruz

NOTA: distinguidos lectores de mis Barriles de Papel, considerando la importancia del tema y el impacto que tendrá en Venezuela y nuestra economía (que trataré en otro Barriles), me he permitido escribir, con fines didácticos, este Barriles de Papel sobre el petróleo en lutitas más extenso que los anteriores. En el Barriles de Papel No 109 traté el tema de gas natural en las lutitas.

Contenido:

1. Introducción
2. Historia
3. Situación actual
4. Sobre las tecnologías
5. La economía
6. Las inversiones a futuro
7. Escenarios mundiales
8. El futuro
9. Referencias

1. Introducción:

De entrada valga tener en cuenta algunas definiciones relacionadas con las lutitas (*shales*), entendidas como rocas capaces de ser recipientes de hidrocarburos:

- a. *Shale* (lutita): roca sedimentaria formada por la deposición de sedimentos. Este tipo de roca generalmente es depositada en arreglos típicos de capas y tiene porosidad, pero muy baja permeabilidad. No confundir con esquisto, que es una roca básicamente metamórfica, sin porosidad ni permeabilidad para contener hidrocarburos, aunque en la literatura clasifican a los esquistos como parte de un tipo de lutitas
- b. *Tight oil*: Cualquier formación apretada que contenga petróleo convencional (maduro), principalmente lutitas, aunque también ocurre en areniscas y carbonatos, que a menudo se encuentran adyacentes a las formaciones de lutitas de petróleo ("*shale oil formations*")¹
- c. *Shale Oil*: Petróleo maduro que se encuentra en cuerpos de lutitas, también llamado en los Estados Unidos *tight oil*
- d. *Oil Shale*: es una lutita que contiene petróleo inmaduro y kerogeno, el cual puede ser tratado térmicamente para producir hidrocarburos maduros o convencionales, y
- e. *Shale Gas*: gas natural que se encuentra en cuerpos de lutitas.

La Agencia norteamericana de Información en materias de Energía (EIA) publicó en 2013 un importante trabajo sobre los recursos mundiales de petróleo y gas natural en lutitas (*shales*). Según la publicación las reservas técnicas de petróleo en lutitas son de 345 millardos (10⁹) de barriles, recordando que las "convencionales" de los países industrializados (OECD) son de solo 248,4 millardos de barriles y el total mundial "convencional" es de 1.687,9 millardos de barriles. **El Informe insiste en aclarar que las cifras de reservas que se presentan son, sin excepción, de**

¹ EIA (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: an Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States*: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf?zscb=10377688>

carácter técnico, es decir en ningún caso son reservas económicamente recuperables, y cada país debe evaluar los aspectos geológicos y la factibilidad técnico-económica para convertirlos en reservas probadas y producir esos recursos.

El Informe de la EIA explica que una producción conjunta de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural, a diferencia de producir solo gas natural, tienen un impacto positivo en la economía de los campos, dada la diferencia de precios de cada componente y sus opciones de transporte y usos. Así mismo, la producción de petróleo de lutitas requiere por lo menos que el 15% al 25% de los poros de las lutitas estén llenos de gas natural, para que su expansión facilite la producción de petróleo, de otra forma se hace anti económico su producción.

2. Historia:

Hablar de la historia del petróleo en lutitas, es hablar de la historia del petróleo. Daniel Yergin (*Free Press, 2009*) y Leonardo Maugeri (*Praeger, 2006*) son autores emblemáticos sobre la historia del petróleo. Yergin relata que ante las propuestas de Churchill en 1914 que la corona británica adquiriera una compañía petrolera, algunos miembros del Parlamento propusieron el desarrollo de petróleo de las lutitas Escocesas! También relata que el director del *US Bureau of Mines* de los EE.UU. predijo en 1919 que el petróleo en los Estados Unidos iba a alcanzar su máxima producción en cinco años, y se discutía que había que mirar hacia el desarrollo de las *shale oil* ubicadas en los estados de Colorado, Utah y Nevada.

En 1921, ante la voz de la inminente desaparición del petróleo, los alemanes comenzaron a desarrollar procesos para producir combustibles sintéticos del carbón, La industria química I.G. Farben se asoció con la Standard de N.J. quien había estado explorando alternativas al petróleo convencional como una fuente de producción de combustibles líquidos, que en 1921 adquirió 22.000 acres en Colorado con la esperanza de producir económicamente petróleo de las *shales* que allí existían. Las pruebas no resultaron porque requerían procesar una tonelada de roca para producir un barril de petróleo sintético.

Y en 1922 cuando comenzaba el desarrollo del petróleo en Venezuela, geólogos americanos expresaron que era más económico producir las *shale oil* de los Estados Unidos que el petróleo de cualquier país de América Latina.

Más recientemente, durante la gestión de Carter (1979), ocurrió en los Estados Unidos el pánico por la falta de gasolina, por los sucesos en Irán, e inmediatamente Washington pensó en resolver el problema produciendo combustible sintético del carbón... pulverizando y calentando a 900 °F las rocas lutíticas de Colorado. También en 1979 compañías como Occidental y Unocal trabajaban en tecnologías para producir petróleo en lutitas (*shale oil*). Y en 1980 Exxon comienza en Colorado el proyecto *Colony Shale Oil Project*, que abandonaría en 1982.

George P. Mitchell, un productor de petróleo y gas de Texas, a comienzos en 1982 leyó unos reportes geológicos que hablaban del gas natural atrapado en las rocas lutíticas que servían de fuente original de petróleo y gas (las "cocinas"), así como en las lutitas que servían de sello en los yacimientos convencionales de hidrocarburos. El laboratorio de Mitchell Energy fueron las lutitas de Barnett en los alrededores de Dallas y Fort Worth, Texas. Fue a finales de 1998 cuando Mitchell logró producir gas de lutitas con éxito usando una técnica de fracturamiento llamada LSF (*light sand fracking*). Devon Energy, una empresa de Oklahoma que dominaba la tecnología de perforación horizontal, en 2002 compró Mitchell Energy por 3, 5 millardos de dólares y tuvo un éxito enorme. Finalmente, John Hess, CEO de Hess se preguntó: ¿si esto sirve para gas porque no para el petróleo en lutitas?

3. La situación actual:

Quedó demostrada la factibilidad económica de la producción de petróleo de lutitas, en Norteamérica la producción se elevó de unos miles de barriles en 2000 a más cerca de 4,0 millones de barriles diarios en 2014. Gracias a la producción de las lutitas los EE.UU. se ha convertido en el productor de hidrocarburos que más crece anualmente; desde 2008 ha crecido 60%. Gracias a esta actividad hoy en los EE.UU. trabajan más de un millón de personas en la industria petrolera, 40 % más que en 2007. En el país hay más de 6.000 empresas trabajando en lutitas. Esto gracias a que se han perforado unos 150.000 pozos desde que comenzó la actividad en las lutitas, con una inversión de 1.000 millardos de dólares (1×10^{12} US\$).

Para febrero 2014 el 63% de la producción de petróleo de lutitas en los Estados Unidos venía principalmente de cuatro áreas: del *Permian Basin* de Texas aportando 1,4 millones de barriles diarios (MMb/d), *Eagle Ford* de Texas 1,21 MMb/d de petróleo y condensados/líquidos del gas natural (en un 70%), *Bakken* en Dakota del Norte, Montana y Canadá 0,94 MMb/d (ya esa Cuenca alcanzó el millardo de barriles de producción acumulada de petróleo y condensado de gas) y *Niobrara* (Colorado, Kansas, Wyoming y Nebraska) que produce solo 0,3 MMb/d. Haynesville (en Louisiana y este de Texas) y Marcellus (Pennsylvania, NY, Ohio y West Virginia) están produciendo es gas natural. La producción de petróleo de lutitas es 91% de los Estados Unidos, Canadá produce el 9% restante (unos 340.000 b/d). Detalles en la Figura 1 y el Cuadro 1. La EIA estima que la producción de petróleo de lutitas llevará la producción de petróleo de los Estado Unidos a 11,3 MMb/d en 2019 y 13,3 MMb/d para 2030.

Esto ha requerido la perforación de una cantidad enorme de pozos, por ejemplo en *Bakken* entre 10.000 y 12.000 y piensan llegar a 30.000, otros dicen que a 50.000. El costo actual de un pozo está entre 8,3 y 10 MMUS\$. En *Eagle Ford* había 2.521 bloques activos. Originalmente había más de 30 campos activos pero se han reducido a 22.

Los observadores ven el futuro en el *Permian Basin* de Texas, por sus grandes espesores de lutitas, columnas de 1.300 a 1.800 pies (*Bakken* solo tiene entre 10 y 120 pies e *Eagle Ford* entre 150 y 300 pies) y toda la historia petrolera que esta detrás de esta Cuenca. Esta gigantesca Cuenca tiene 133.000 pozos de los cuales 82.000 están produciendo y 22.000 son de inyección/disposición. De este gran total hay más de 9.000 en las lutitas.

La gran ventaja de la actividad en el *Permian Basin* es que por el gran espesor de las lutitas los pozos no tienen que ser horizontales, lo que reduce los costos de perforación, ya que los verticales pueden costar la mitad de los horizontales, y el fracturamiento hidráulico es más fácil.

El éxito visto en los EE.UU. no será fácil de alcanzar en otros países, ya que en este los dueños del suelo tienen los derechos sobre los recursos del subsuelo; igualmente la tecnología, *know-how*, reglas claras en materia regulatoria y los capitales y posibilidades de financiamiento, y la infraestructura de producción y transporte de hidrocarburos que tienen los EE.UU. no será replicable fácilmente en otros países.

Lo anterior será fundamental para el desarrollo de los hidrocarburos en lutitas, en especial lo relacionado con la propiedad de los recursos del subsuelo, que en la mayoría de los países pertenece a la Nación, pero es asignado su control a los Estados, que terminan siendo el de los gobiernos en muchos casos. Nuestra recomendación es que los Estados inteligentes deberán ir a la figura de producción compartida (*production sharing*) para lograr el desarrollo de sus hidrocarburos no convencionales, ya que esta figura los exime del aporte de capitales (CAPEX) para el desarrollo de las mismas, así de los costos de operación (OPEX), que es el caso de la opción de las ganancias compartidas o *profit sharing*.

Figura 1 Ubicación de los Campos de Lutitas más importantes

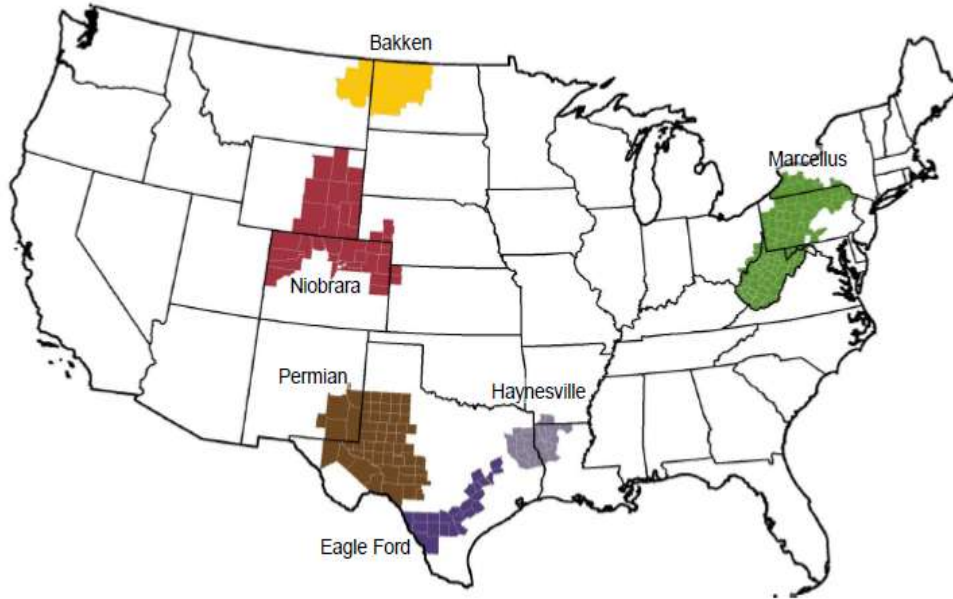
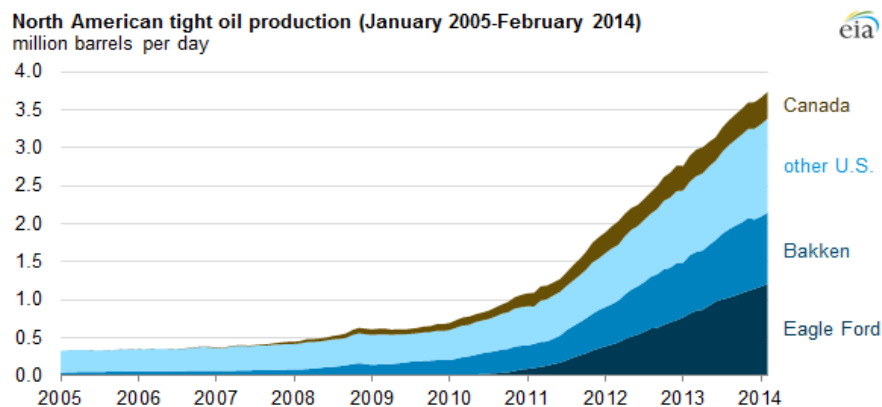


Figura 2 Producción de petróleo de lutitas en América del Norte 2014



4. Sobre las tecnologías:

Se sabe que las lutitas pueden ser producidas desde la superficie (*oil shales*) o en el propio yacimiento (*shale oil*). Se están haciendo grandes esfuerzos para reducir los costos de perforación y en los fracturamientos hidráulicos, así como en el agua para el fracturamiento, y en la disposición del agua producida.

En el caso de las *oil shales* su extracción va a depender del calentamiento geotérmico, profundidad del yacimiento, disponibilidad de la tierra a usar y del transporte para el mercado. La tecnología más vieja es extraerlo del yacimiento y calentarlo a altas temperaturas para convertirlo en petróleo comercial. Hay otras como “Lurgi-Ruhrigas” por pirolisis; sobrecalentamiento y vaporización (*retorts*) del tipo Fushun en China; el “Aostra-Tasiyuk” (ATP) desarrollado en Canadá; y Chevron que está desarrollando tecnología in-situ.

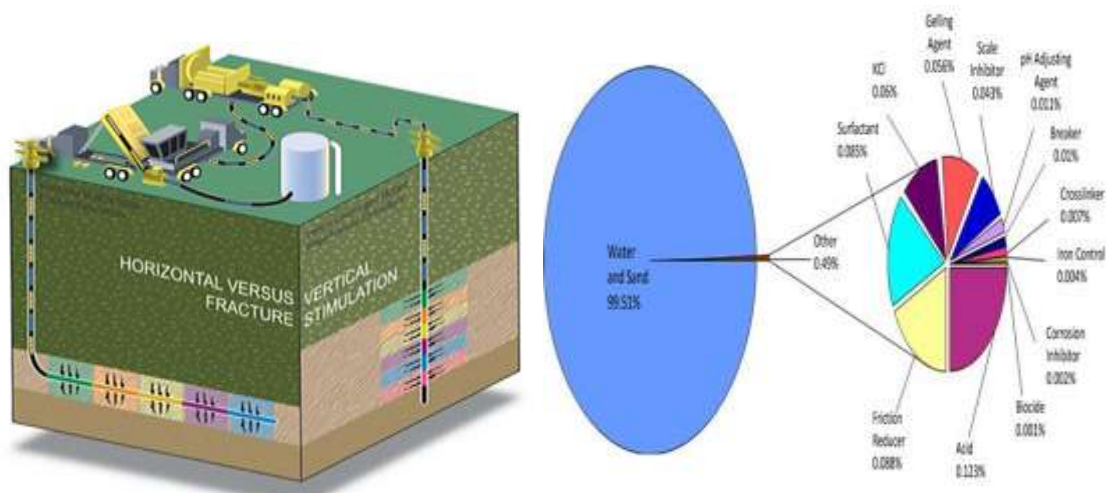
La tecnología de perforación horizontal, seguirá utilizándose en lutitas relativamente delgadas, pues se pueden alcanzar distancias hasta entre 2-3 km, mientras la tradicional perforación vertical será usada en lutitas con grandes espesores, como las del *Permian Basin* de Texas.

Las tecnologías de perforación están reduciendo los costos para tener buenos retornos de su inversión aun a precios del petróleo de 50 US\$/barril, y algunos optimistas piensan que en el futuro podrán trabajar a precios de 40 US\$/barril.

El fracturamiento hidráulico en varias etapas ha resultado exitoso, alcanzando hasta 32 etapas por pozo.

El consumo de agua y químicos sigue siendo elevado. Hoy el 84% de los fracturamientos usan aditivos químicos. Un pozo horizontal de 1,2 kilómetros, puede requerir entre 6.750.000 (56.608 bls) y 21.750 litros de agua (182.495 bls.). Una fase de fracturamiento requiere entre 825.000 (6.900 bls.) y 1.650.000 litros de agua (13.838 bls.). En términos de uso de aditivos químicos puede estar entre 135.000 (1.132 bls.) y 435.000 litros (3.648 bls.). En la Figura 3 se muestra un resumen de los aditivos químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico, que representan apenas el 0,49% del material usado, el resto es agua y arena.

Figura 3 Tipos de perforación y composición del líquido de fracturamiento



Fuente: Source: National Energy Board, December 2011

5. La economía:

Los costos de producción de las *shales oil* dependen de factores como la ubicación del recurso, tecnología utilizada, costo de las propiedades y calidad del producto final. El promedio de costo de producción en las áreas más desarrolladas está entre 44 y 68 US\$/barril (ver Tabla abajo), y en otras áreas está entre 70 y 100 US\$/barril. También la economía es afectada por las regulaciones ambientales. El costo actual de un pozo está entre 8,3 y 10 MMUS\$.

Se discute los costos de producir las lutitas de petróleo con respecto a otras fuentes como las arenas canadienses (Cuadro 2). Estudios recientes dan costos de equilibrio promedio de producción de petróleo entre 63 y 65 US\$/barril, mientras el de los EE.UU. es 72 US\$/barril, calculados en función del *West Texas Intermediate* (WTI) y un rendimiento de 9% después de impuestos.

De las lutitas petrolíferas de Canadá, las mas económicas de producir son las de *Southwest Saskatchewan Bakken*, a un costo de 44,3 US\$/barril, mientras que las de *Eagle Ford, U.S. Bakken of US*, y las del *Permian Basin* sus costos de equilibrio son 63,57, 69,0 y 81US\$/barril, respectivamente. Los costos para producir bitumen usando *steam-assisted gravity drainage* (SAGD) es de 63,50 US\$/barril, mas económico que el petróleo liviano de *Eagle Ford*. Los nuevos proyectos canadienses si serán más costosos, del orden de 100 US\$/barril.

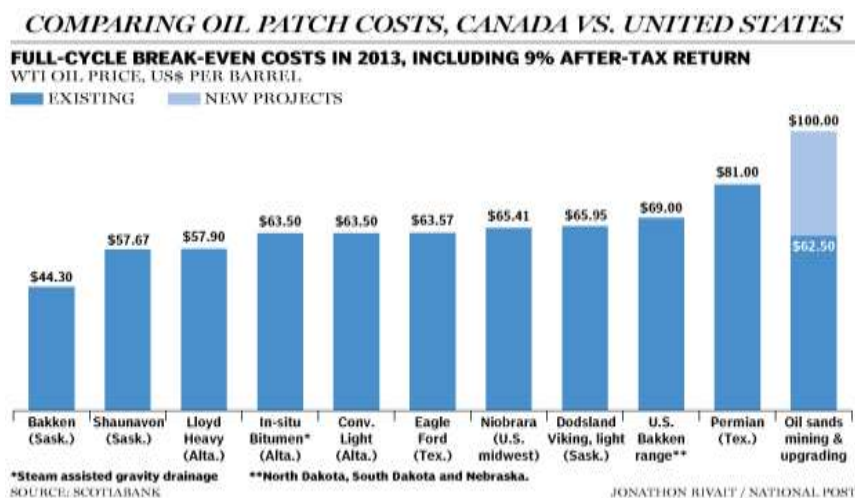
Los canadienses argumentan que con el rápido nivel de declinación del petróleo de lutitas, las inversiones multimillonarias quedarían allí, produciendo un crudo marginal, mientras que Athabasca es para siempre. Destacan que la EIA ha estimado que para mantener un nivel de producción de 1 millón de barriles diarios en *Bakken* se requiere perforar 2.500 nuevos pozos cada año. Mas detalles en el Cuadro 1, abajo.

Cuadro 1 Costos de producción principales campos en los EE.UU.

<u>Campo</u>	<u>US\$/barril</u>
Utica Shale	68,0
Anadarko tight oil	64,0
Alberta Bakken	55,0
Niobrara Shale	51,0
Cardium Shale	51,0
Permian Midland	50,0
Eagle Ford Shale, Texas	50,0
Bakken Shale	44,0
Permian Delaware	44,0

Fuente: Rystad Energy. Precio de equilibrio que es el precio que le dará un RR del 10% para un área determinada. Áreas maduras con niveles de alta producción, tendrán un mejor precio del petróleo en el punto de equilibrio. Este incluye actuales costos de F y D (no incluye costos de la tierra), los impuestos y las regalías.

Cuadro 2 Comparación de Costos de crudos canadienses y de lutitas de los EE.UU.



Referencia: http://business.financialpost.com/2014/02/20/oil-sands-retain-competitive-edge-over-u-s-tight-oil/?_lsa=1db8-6d61

Sobre los recursos humanos, hay cifras de Canadá de lo que cuestan los perforadores: un perforador cobra de 44,8 a 46,8 US\$/hora, o 4.659,2 a 4.867,2 US\$/semana de 84 horas, sin incluir lo que reciben si viven o no en el campo: si viven en el campo cobran 50 US\$/hora y si viven fuera 140 US\$/hora².

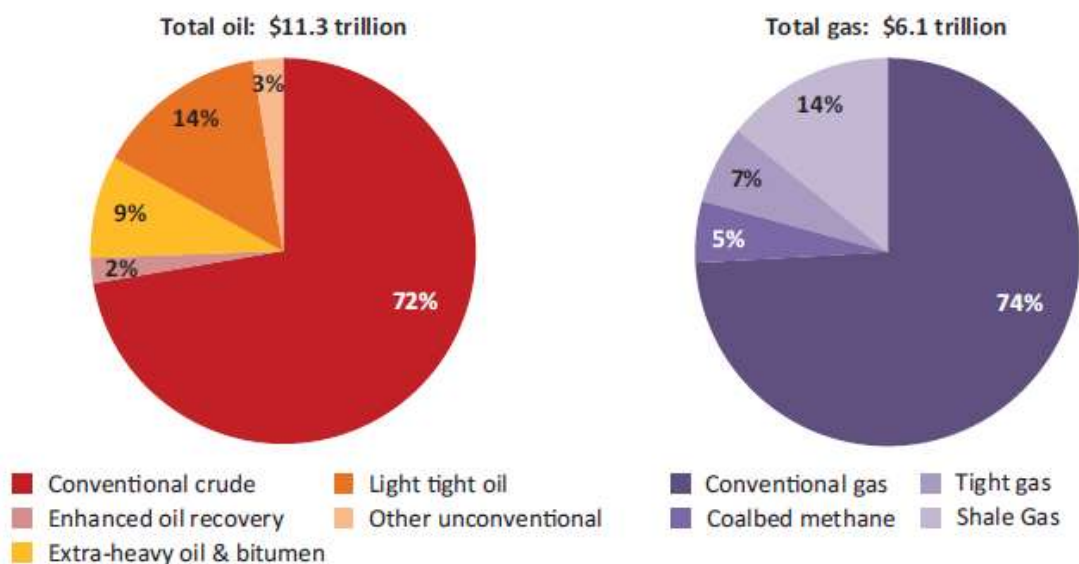
² <http://www.mdslimited.ca/news/2013/02/13/caodc-october-01-2011-recommended-wage-rates-drill-crew-personnel>

6. Las inversiones a futuro:

La IEA ha presentado datos de inversiones en petróleo y gas de lutitas, que se pueden ver en la Figura 4 abajo. En petróleo de lutitas representan el 14% (1.582 millardos de US\$) del total de inversiones hasta 2035 (11.300 millardos de US\$), y en gas de lutitas el 21% (1.281 millardos de US\$) del total de inversiones hasta 2035 (6.100 millardos de US\$). Estas inversiones tienen mínimas inversiones en exploración, y se recuperan por las altas tasas de producción al comienzo y hasta los primeros 5 años, y después los pozos continúan produciendo en forma marginal. Esta situación favorable se reduce cuando los productores van hacia áreas de menor recobro por pozo. Por supuesto todas estas cifras van a estar influenciadas por los precios del petróleo, que parece mostrar tendencia a la baja.

Figura 4 Inversiones 2014-2035 por tipo de hidrocarburos

Figure 2.7 ▶ Breakdown of cumulative world upstream investment by resource type in the New Policies Scenario, 2014-2035



7. Escenarios mundiales

El World Energy Council presenta su *World Energy Scenarios to 2050*, con cosas muy interesantes en materias de petróleo en lutitas:

Considerando que el petróleo continuará teniendo un rol dominante en el transporte, la producción de petróleo de lutitas tiene futuro, aunque seguirá creciendo la demanda de biocombustibles. Las fuentes persistirán compitiendo en costos de producción, precios, calidad y disponibilidad, considerando siempre las fuertes regulaciones crecientes en materia ambiental, como la disposición del CO₂ producido por los combustibles fósiles y el uso de agua en la explotación de las lutitas.

Los requerimientos de capital para desarrollar el petróleo en lutitas, sean *oil shales* o *shale oil*, son muy elevados, en especial para la infraestructura para desarrollar las *oil shales*, como mostramos antes.

En Argentina, China, México y Polonia se está realizando mucha actividad geológica y perforación preliminar para determinar la potencialidad real del recurso.

Por países la situación es la siguiente:

Canadá: en Canadá las provincias son las propietarias de sus recursos de hidrocarburos, y tienen cada una su propia regulación. En el país hay siete Cuencas con recursos de petróleo en lutitas. Tiene recursos de petróleo en lutitas por 8,8 millardos de barriles (contra 173 millardos de barriles de las áreas tradicionales) y 573 tcf de gas de lutitas (contra 68 tcf convencionales). Actualmente la producción proviene de las provincias de Saskatchewan, Alberta y Manitoba. La producción en 2013 alcanzó los 160.000 b/d de petróleo en lutitas, y para 2014 se espera producir unos 170.000 b/d adicionales.

México: Acorde con la EIA, los recursos de petróleo y gas de lutitas alcanzan los 117 millardos de barriles. Pemex ha realizado actividad exploratoria desde 2010, identificando las cinco provincias con potencial: 1) Chihuahua, 2) Sabinas-Burro-Picachos, 3) Burgos, 4) Tampico-Misantla, y 5) Veracruz. Se han perforado unos 20 pozos en la Cuenca de Burgos, extensión de la formación Eagle Ford del sur de Texas. Se esperan los resultados de una "Ronda Uno" que otorgará áreas prospectivas en lutitas petrolíferas y gasíferas, porque la "Cero" está reservada solo a Pemex, y es para hidrocarburos convencionales, porque Pemex no mostró interés por las lutitas.

Colombia: la EIA ha presentado recursos técnicamente recuperables en el país de 6,8 millardos de barriles de petróleo en lutitas (hoy apenas de 2,2 millardos convencionales), y 55 tcf de gas en lutitas (hoy 6 tcf convencionales). La ANH se prepara para lanzar una Ronda para explorar y producir en 22 millones de hectáreas por lutitas con hidrocarburos. El Espectador de Colombia ha informado que el país tiene 19 bloques con potencial en lutitas, mayormente en el Magdalena Medio. En la ronda 2012-2013 se otorgaron 6 bloques que quedaban sin entregar. Ya están presentes empresas como Canacol Energy, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell, Lewis Energy, Vetra y Sintana Energy.

Brasil: la EIA en su Informe de 2013 ha indicado recursos técnicamente recuperables en el país de 5,3 millardos de barriles de petróleo en lutitas (hoy de 13,2 millardos convencionales), y 245 tcf de gas en lutitas (hoy 14 tcf convencionales). Las áreas prospectivas de hidrocarburos en lutitas cubren 2.680.000 km². La Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles (ANP) publicó el Reglamento para la explotación de hidrocarburos en lutitas. Entre las medidas esta la prohibición de perforar pozos en lutitas a menos de 200 metros de pozos de agua. En noviembre 2013 la ANP efectuó la primera licitación para explorar en lutitas de forma obligatoria.

Argentina: El estudio de la EIA ubica los recursos de petróleo en lutitas en 27 millardos de barriles (hoy solo 2,8 millardos convencionales) y 802 tcf de gas natural (solo 12 tcf convencionales). En el país hay cuatro Cuencas y seis Formaciones con recursos en lutitas. La más prospectiva es la Formación Vaca Muerta en la Cuenca de Neuquén. Vaca Muerta tiene recursos de petróleo en lutitas de 16,2 millardos de barriles, con un POES de 270 millardos de barriles; y de gas en lutitas de 308 tcf (194 tcf secos, 91 tcf con condensados y 23 tcf asociados) de un GOES de 1.202 tcf.

La compañía Chevron estima una inversión de 15.000 millones de US\$ en asociación con YPF S.A., quien ya está haciendo actividad exploratoria.



Actividad de perforación en Vaca Muerta-Foto internet

Además de Chevron, otros grandes también están presentes en Vaca Muerta como ExxonMobil, Shell, Petrobras, Sinopec, Petronas, e independientes como Wintershall de Alemania, Pluspetrol, Dow, y las canadienses Americas Petrogas, Crown Point, Andes Energia y Magdalena Energy. YPF anuncio el record de producción en crudos no convencionales en Vaca Muerta de 24.000 b/d

Rusia: tiene más recursos de petróleo en lutitas que los EE.UU.: 75 vs. 58 millardos de barriles. Van a comenzar la prospección por lutitas en la Cuenca de Bazhenov, al este de los Urales. Esta Cuenca es del tamaño de Francia y 80 veces el tamaño de Bakken. La empresa BP será de las primeras en entrar ya que posee el 19,75% de Rosneft. También estarán ExxonMobil y Statoil.

Por supuesto, Rusia está atrasada en tecnología con respecto a los EE.UU.: un pozo horizontal de 1,5 km. cuesta entre 15 y 20 MMUS\$. Las autoridades rusas reconocen que tienen 10 años de atraso en tomar la decisión de ir a las lutitas.

China: es el país con más recursos de gas en lutitas con 1.115 tcf y en petróleo tienen unos modestos 30 millardos de barriles. En China la actividad la lidera China Petroleum & Chemical Corp. o Sinopec. Operando en la zona de Langzhong, en la provincia de Sichuan, pero mayormente para producir el gas de lutitas, todavía no están buscando petróleo en lutitas. CPCP tiene estimado producir 174 MMpc/d en 2014, para pasar a 484 MMpc/d en 2015 y a 968 MMpc/d para 2017. Shell también está en China con China National Petroleum Corp. (CNPC) en la región de Changbei, provincia de Shaanxi y produciendo algo de gas de lutitas. A la fecha se han perforado unos 100 pozos. Con mucho optimismo el gobierno de Beijing estima producir 629 MMpc/d para 2015 y alcanzar unos astronómicos 5.805 MMpc/d a 9.675 MMpc/d para 2020. Uno de los retos en China será obtener el agua para las actividades de fracturamiento.

Australia: Tiene 17,5 millardos de barriles de recursos de petróleo en lutitas. Australia tiene atrasados sus proyectos para producir *shale oil* por los grandes volúmenes de *shale gas* que están encontrando.

Europa: Países de Europa que han recibido importaciones de crudo de Venezuela como Francia, Holanda, Reino Unido y Alemania, tienen recursos de petróleo y gas natural en lutitas, y se disponen a explotarlos. Comenzarán con la explotación del gas de lutitas. Estiman que los precios de este hidrocarburo podrían bajar entre 6% y 14%, así los precios de la electricidad (3-8% más bajos). La dependencia en las exportaciones de gas podría reducirse entre 62 y 78% para 2035 de 89% que es en la actualidad. También se reducirá el consumo de carbón.

Reino Unido: La francesa Total comenzará actividades en la isla británica, pero buscando gas en lutitas.

Francia: El país galo tiene importantes recursos de gas en lutitas por 137 tcf y 4,7 millardos de barriles de petróleo. El problema actual son los costos de producción del gas que está entre 8 y 9 US\$/MMBtu, y las regulaciones ambientales.

Polonia y Rumania ya han autorizado la producción de hidrocarburos de lutitas.

En Estonia, por la ausencia de otros recursos, han desarrollado tecnologías y *know-how* para producir las *oil shales*, inclusive con propósitos de exportación.

Mongolia ha llegado a acuerdo con empresas como Genie Oil y Total para el desarrollo de sus *oil shale*

Marruecos, con la participación de su organización gubernamental de Hidrocarburos y Minas y compañías particulares está trabajando en el desarrollo de sus recursos de *oil shales*.

En el mapa abajo se muestra la localización de los hidrocarburos en lutitas, y en las tablas que siguen se muestran los principales países con recursos en lutitas. Los detalles en el Informe de junio 2013 de la EIA, antes referido.

Figure 1. Assessed Shale Gas and Shale Oil Basins of the World

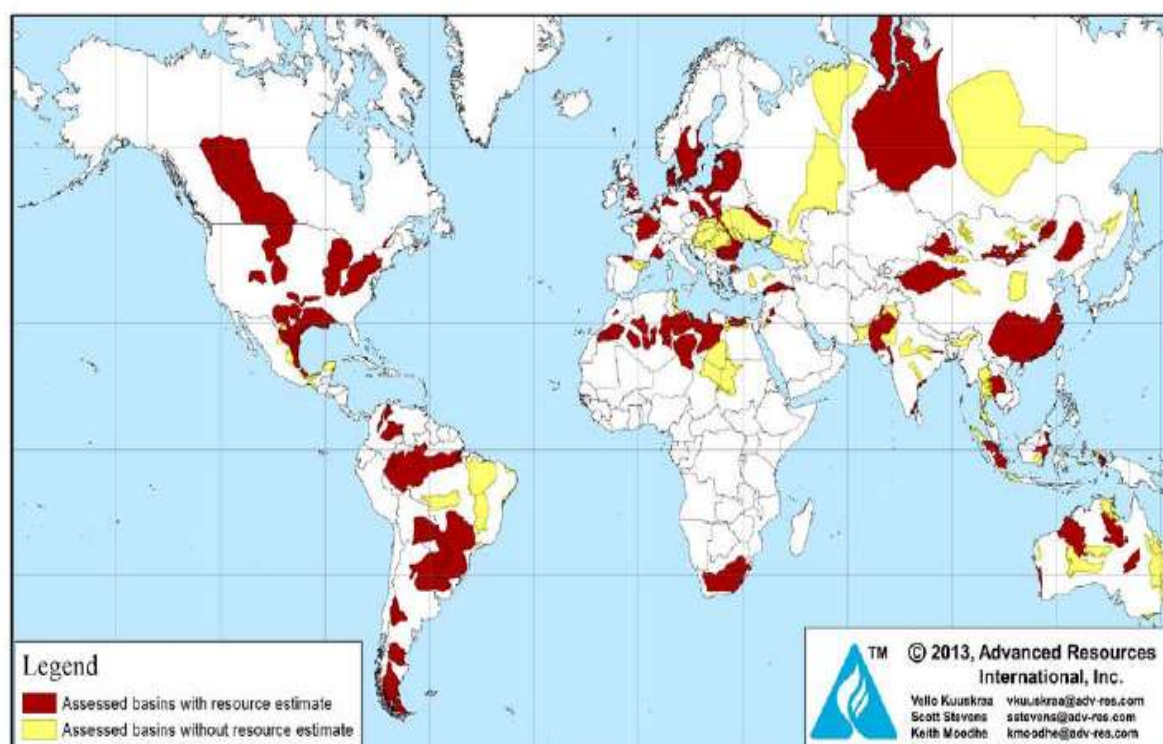


Table 5. Top 10 countries with technically recoverable shale oil resources

Rank	Country	Shale oil (billion barrels)	
1	Russia	75	
2	U.S. ¹	58	(48)
3	China	32	
4	Argentina	27	
5	Libya	26	
6	Australia	18	
7	Venezuela	13	
8	Mexico	13	
9	Pakistan	9	
10	Canada	9	
World Total		345	(335)

¹ EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

Table 6. Top 10 countries with technically recoverable shale gas resources

Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)	
1	China	1,115	
2	Argentina	802	
3	Algeria	707	
4	U.S. ¹	665	(1,161)
5	Canada	573	
6	Mexico	545	
7	Australia	437	
8	South Africa	390	
9	Russia	285	
10	Brazil	245	
World Total		7,299	(7,795)

¹ EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

8. El futuro:

Experto británico estima que para 2020 estarán en el mercado por lo menos 6.000.000 b/d de petróleo de lutitas. Los costos de exploración y producción de lutitas de petróleo en los Estados Unidos continuarán bajando. Se estima que para finales de 2016 los EE.UU. llegarán a los 10 MMb/d, su producción máxima de 1970, para luego sobrepasar a Rusia y a Arabia Saudita. Esta estimación estará respaldada en la medida en que se levanten las restricciones ambientales en estados como Nueva York.

Es paradójico saber que en la medida en que suba la producción y se reduzcan los costos, bajará el precio del petróleo, si no están presentes los otros factores que lo elevan. Se estima que los precios podrían estar tan bajos como 70-90 US\$/barril para fin de esta década. Lo positivo para los EE.UU. es que bajaría el precio de la gasolina, y el de la electricidad.

La actividad que vemos en los Estados Unidos no es fácil que podrá extenderse totalmente al resto del mundo, sin embargo si podría revolucionar el mercado de hidrocarburos en el mediano

plazo (4,8 MMb/d para 2012 y creciendo, según la EIA), aunque algunos estiman que la producción de petróleo de lutitas podría llegar a 14 MMb/d para el 2035 (12% del total mundial). La IEA estima que la oferta de petróleo de lutitas fuera de los EE.UU. pronto alcanzará los 650.000 b/d, de los cuales 390.000 b/d provendrían de Canadá, 100.000 b/d de Rusia y 90.000 b/d de Argentina.

Los precios podrían bajar, y así las exportaciones de los países tradicionales como Rusia y los del Medio Oriente, y por supuesto seguir reduciendo la influencia de los países OPEP. También se verá afectada la exploración y producción actual de las áreas hoy más costosas, en especial la actividad costa afuera.

La revista E&P (www.EPmag.com) dedica sus números de febrero y marzo 2014 a la situación actual de la producción de hidrocarburos de lutitas en los Estado Unidos y otros países. Resalta los siguientes hechos:

1. El factor de recobro promedio de la fase líquida está entre 8 y 12%
2. Un pozo promedio en *Eagle Ford* produce en total unos 500.000 barriles
3. En lutitas de mucho espesor como las del *Permian Basin* los pozos verticales con fracturamiento hidráulico apropiado resultan más económicos que los pozos horizontales
4. Los costos de perforación y los tiempos de completación están descendiendo
5. La meta es mejorar los fracturamientos hidráulicos, la eficiencia en las completaciones y la efectividad de la producción
6. Hay una tendencia hacia los súper fracturamientos, aumentando la carga de propagantes (*proppants*)
7. En *Bakken* se están completando pozos con 32 facturas utilizando 2,4 millones de libras de propagante, y hay compañías usando 7,2 y hasta 10 millones de libras de propagante
8. Se están probando completaciones con arenas de 100 y 200 *mesh*, con altas cantidades de agua y arena en pozo de 8.000 pies y hasta 12.000 pies.

Las empresas de servicio, proveedoras de la tecnología necesaria para la producción de los hidrocarburos en lutitas, continuarán avanzando en la reducción del costo de sus servicios, pero los productores continuaran dependiendo de estas. Este hecho tendrán que verlo las empresas estatales, para tratar de producir sus hidrocarburos no convencionales, y echar a un lado lo de la "soberanía" y la "independencia", mal interpretadas.

Finalmente, tendrá que resolverse la situación de las regulaciones ambientales, para controlar la contaminación del aire, emisiones de metano, del agua, el ruido y el polvo asociado a las actividades, en todos los países, que hoy son el gran freno para el comienzo del desarrollo pleno de los recursos en lutitas. Las futuras empresas productoras tendrán que demostrar sinceramente que están cumpliendo con las regulaciones ambientales, porque de otra manera, no les será fácil convencer a los hacedores de políticas públicas que si se puede producir el petróleo de lutitas con mínima contaminación.

9. Referencias:

Argentina:

http://www.chevron.com/chevron/pressreleases/article/04102014_chevronypfcontinuedesvelopmento fvacamuertashaleinargentina.news

<http://shaleseguro.com/principales-petroleras-del-mundo-ya-hicieron-pie-en-vaca-muerta/>

<http://www2.petroguia.com.ve/pub/?q=node/2909>

Bakken alcanzó los mil millones de barriles de producción:

<http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2014/04/unconventional-oil-bakken-field-produces-first-billion-barrels-of-oil.html?cmpid=EnDailyPetroApril302014>

BP (2014): <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Canadá: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/crude-petroleum/4559>

CSUR: el ABC: http://www.csur.com/sites/default/files/Understanding_TightOil_FINAL.pdf

Eagle Ford número de pozos: <http://eaglefordshale.com/news/eagle-ford-shale-well-map-tx-rrc-august-2013/>

E&P: http://www.epmag.com/item/Industry-aims-unlock-mysteries-fracturing-downhole_128592

EIA (2014) Producción de petróleo de lutitas en los EE.UU. y Canadá:

<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15571#>

EIA (2013) *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: an Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States:*

<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf?zscb=10377688>

EIA (2012) US Shale oil production 2007-2012:

http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm

Europa: POYRY (2013) Estudio macroeconómico, impacto de producir las lutitas con hidrocarburos:

http://www.poyry.co.uk/sites/poyry.co.uk/files/public_report_ogp_v5_0.pdf

Foreign Affairs (2014): *Big Fracking Deal, May-June 2014*

González, Diego (2013) Barriles de Papel No 109: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>

Hughes, J. David (2013) *Drill Baby Drill*, <http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf>

Las opiniones pesimistas: <http://www.outsiderclub.com/report/the-coming-bust-of-the-us-shale-oil-gas-ponzi/1041>

Las opiniones optimistas: <http://www.fool.com/investing/general/2013/05/15/10-incredible-numbers-from-the-bakken.aspx>

México: http://www.energia.gob.mx/webSener/shale/shale_sp.html

The Rail Road Commission of Texas (2014) La historia de Eagle Ford y el Permian Basin:

<http://www.rrc.state.tx.us/eagleford/index.php>

<http://www.rrc.state.tx.us/permianbasin/>

Permian Basin número de pozos: <http://www.ogfj.com/articles/print/volume-10/issue-8/features/permian-basin-enjoying-a-revival.html>

Price Water House UK (2013) El futuro: http://www.pwc.com/en_GX/gx/oil-gas-energy/publications/pdfs/pwc-shale-oil.pdf

Rusia: <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/10855891/Russia-joins-global-dash-for-shale-in-policy-volte-face.html>

Scotiabank(2014) La situación actual:
http://www.gbm.scotiabank.com/English/bns_econ/bnscomod.pdf

Vikram Rao (2012), *Shale Gas-The Promise and the Peril*:
<http://www.rti.org/publications/rtipress.cfm?pubid=19220>

World Energy Council-WEC (2013), *World Energy Resources*: http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf

Diego J. González Cruz, PE.
Senior Associate E&P and Natural Gas
GBC Global Business Consultants (www.gbc-laa.com)
gonzalezdw@gmail.com
<http://coener2010.blogspot.com/>
<http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>
Telf. Cel. +58 416 605 8299,
Telf. Ofic. +58 212 267 1687