OETEC
Infraestructura para el desarrollo

Shale Oil y Shale Gas

Datos a nivel mundial

OETEC - CLICET
Área de Energía

Por Ignacio Sabbatella
Buenos Aires, Octubre de 2014

Shale Oil y Shale Gas.
Datos a nivel mundial

En esta nota introductoria se caracteriza y define a los hidrocarburos de reservorios no convencionales. Se presentan estimaciones a nivel mundial de los recursos técnicamente recuperables de shale oil y de shale gas, realizadas por la Administración de Información de Energética del Departamento de Energía de Estados Unidos (US-EIA) en su reporte del año 2013, y particularmente, se pondrá el foco en el potencial de la Argentina.

¿Qué son los hidrocarburos de reservorios no convencionales?

La forma más fácil de introducirse en este tema es estableciendo la diferencia entre los reservorios o yacimientos convencionales y los no convencionales. En los reservorios convencionales los fluidos de gas, petróleo y/o agua se alojan en la zona más porosa de la roca. En cambio, en un reservorio no convencional los intersticios donde se aloja el fluido son menores en tamaño y están menos interconectados entre sí. Por lo tanto, se trata de reservorios que tienen baja porosidad y permeabilidad y donde la roca generadora y el reservorio están muy cercanos y suelen ser los mismos.

Los reservorios de este tipo más conocidos son los tight oil y tight gas (literalmente "apretado", se trata de areniscas de baja permeabilidad y porosidad) y shale oil y shale gas (encerrado en lutitas o esquistos; es la roca madre, de menor permeabilidad y porosidad aún).[1] También entran en esta categoría el metano en lechos de carbón (coal bed methane), los hidratos de metano y las arenas bituminosas. También se incluyen dentro de los hidrocarburos no convencionales,

[1] Los reservorios de shale gas se pueden describir como gas natural que se encuentra alojado en depósitos de esquistos. Los esquistos son rocas sedimentarias de grano fino que se encuentra por todo el mundo en cuencas sedimentarias. Se forman a partir de la deposición de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de sedimentos, limo y arcilla, integrados por minerales como illita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato. Las lutitas de color negro son las que contienen mayor porcentaje de materia orgánica y pueden contener gas o petróleo. El gas se encuentra almacenado dentro de las lutitas, en fracturas naturales que desarrollan, dentro del sistema microporoso, o bien adsorbido en la materia orgánica. El uso de perforación horizontal y fracturación hidráulica permitió la producción de grandes volúmenes de este gas, que anteriormente no era económico de producir.
El tight gas, de suma importancia para la economía estadounidense y en otros puntos del mundo, es el gas existente en arenas de baja permeabilidad y suele estar en rocas antiguas, de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante el tiempo transcurrido. Para ser económicamente rentable necesita tratamientos de estimulación masivos. La roca madre se halla por lo general cercana al reservorio. Los granos son finos, lo cual imprime una muy pobre permeabilidad, con los poros rellenos de carbonatos o cementos silicatos precipitados del agua del reservorio (Barreiro y Masarik, 2011).

las acumulaciones de petróleo extrapesado o heavy oil que, debido a su alta viscosidad y densidad, no fluye en condiciones normales de reservorio.[2]

El aspecto no convencional de su explotación es justamente el requerimiento adicional de otras tecnologías y técnicas que, combinadas, hacen posible la perforación y terminación de un pozo productivo: varios kilómetros de perforación multidireccional, grandes cantidades de energía de bombeo, agua y arenas de fractura y una importante variedad de compuestos químicos. Además, es necesaria la multiplicidad de pozos desde una misma locación en superficie que se extienden horizontalmente por debajo y locaciones (well pads) de perforaciones múltiples poco espaciadas entre sí con el objeto de cubrir de forma intensiva el área a explotar.[3]

A diferencia de los yacimientos convencionales, que son explotados mediante una perforación realizada en forma estrictamente vertical, los no convencionales requieren complementariamente una perforación horizontal de cientos de metros dentro del reservorio. Como una bombilla con muchos agujeros, permite aumentar los canales de extracción pero hace falta, además, romper el esquisto con el fin aumentar la permeabilidad del yacimiento ya que el gas se encuentra alojado en pequeños poros independientes.

La técnica llamada fractura o estimulación hidráulica consiste en la generación de fracturas múltiples en la roca mediante la inyección de agua gelificada a alta presión y el rellenado de estas grietas con arenas de gran permeabilidad especialmente diseñadas para mantener las fracturas abiertas mientras se facilita el paso de gas. Se requieren grandes equipos de bombeo (y alimentar sus motores), enormes volúmenes de agua, del orden de millones de litros por pozo, tanto para provocar la fractura como para llevar la arena hasta los extremos más alejados de las fracturas ramificadas. Una fractura en un pozo convencional no suele requerir más de unos cuantos miles de litros por pozo. Además de agua (un 95 % aproximadamente) y arena (4 a 5%), la mezcla contiene aditivos químicos (0,5% restante).

Un poco de historia

La historia de estas técnicas podría remontarse a mediados de la década del setenta aunque existen antecedentes previos. Durante la crisis del petróleo, el gobierno de EE.UU. lanzó un programa de investigación público-privado llamado Eastern Gas Shales Project, el cual se proponía investigar la exploración horizontal y a gran escala. En 1980 el Congreso de ese país autorizó el otorgamiento de exenciones fiscales para la producción de gases no convencionales, con duración hasta 2002. Seis años después, se realizó exitosamente la primera excavación horizontal en un yacimiento de 600 metros para extraer gas esquisto en el condado de Wayne,

[2] Algunos de estos recursos no convencionales se encuentran actualmente en explotación comercial, como el metano en lechos de carbón (Estados Unidos y Australia); el petróleo extra pesado (Venezuela); y las arenas bituminosas (Canadá).
[3] En base a Matranga y Gutman (2011).

Virginia Occidental. En 1991 la empresa Mitchell Energy se asoció con el Departamento de Energía y el Instituto de Investigación del Gas para desarrollar en el yacimiento de Barnett, Texas, la exploración de gas no convencional. Se combinan el fracking, la perforación horizontal y la obtención de datos microsísmicos en 3D para controlar mejor el proceso. Pero recién en 1998 se realizó la primera extracción de gas a nivel comercial en ese yacimiento, lo que se considera como el inicio propiamente dicho de la fracturación hidráulica. A partir del éxito de Mitchell Energy otras petroleras ingresaron a esta cuenca y a mediados de la década del 2000 Barnett producía casi la mitad de un trillón de pies cúbicos de gas natural. A su vez, la cuenca de Eagle Ford Shale, cerca del golfo de México, se convirtió en el segundo gran foco de explotación de hidrocarburos no convencionales en EE.UU., siendo explotada por la empresa Petrohawk. Otras formaciones de shale que comenzaron a operarse a gran escala fueron Haynesville, Marcellus y Woodford.

Dado el fuerte incremento de la producción no convencional en los últimos años, algunas agencias de energía pronostican que hacia 2020 EE.UU. se convertirá en el mayor productor de petróleo y gas del mundo debido a la utilización de estas técnicas, e incluso, podría transformarse en un exportador neto de gas natural licuado (GNL).

Recursos mundiales

Un informe de la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de Estados Unidos (U.S. EIA) publicado en junio de 2013, recoge un relevamiento realizado en 41 países, además de EEUU, sobre 95 cuencas y 137 formaciones. En el mismo se calculan 345 mil millones de barriles de recursos técnicamente recuperables de shale oil y 7.299 trillones de pies cúbicos (tcf por sus siglas en inglés)[4] de recursos técnicamente recuperables de shale gas.

Teniendo en cuenta que al 1° de enero de 2013 había en el mundo 15.583 tcf de recursos recuperables de gas natural (incluyendo reservas probadas y recursos no probados), el estudio indica que los recursos de shale gas incrementarían los recursos técnicamente recuperables de gas en un 47% hasta 22.882 tcf, explicando el 32% del total (US-EIA, 2013: 4). En el caso del crudo los recursos recuperables a nivel mundial eran de 3.012 miles de millones de barriles (incluyendo también reservas probadas y recursos no probados), por lo cual el informe señala que los recursos de shale oil incrementarían los recursos técnicamente recuperables de petróleo en un 11% hasta 3.357 miles de millones de barriles y explicarían el 10% del total (US-EIA, 2013: 4).

Cabe aclarar que los recursos "técnicamente recuperables" no son reservas probadas, ya que no se tienen en cuenta las consideraciones comerciales; incluso se trata de recursos que podrían estar en acumulaciones tan profundas o pequeñas que el gas no puede ser extraído con la tecnología actual (Barreiro y Masarik, 2011: 14).

[4] Un pie cúbico equivale a 0,02831684 metros cúbicos.

Ranking

El reporte de la US-EIA elabora un ranking de los 41 países relevados (más EEUU.). Los diez países con más recursos técnicamente recuperables de shale gas son: China, Argentina, Argelia, EEUU., Canadá, México, Australia, Sudáfrica, Rusia y Brasil (ver tabla Nº 1).

Tabla Nº 1: Top 10 de países con recursos técnicamente recuperables de shale gas (en tcf)

Posición	País	Shale oil (tcf)
1	China	1.115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	EEUU	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
Total Mundial		**7.299**

Fuente: EIA, 2013: 10.

El ranking de países con recursos técnicamente recuperables de shale oil lo encabeza Rusia, seguido de EE.UU., China, Argentina, Libia, Australia, Venezuela, México, Pakistán y Canadá (ver tabla Nº 2).

Tabla Nº 2: Top 10 de países con recursos técnicamente recuperables de shale oil (en miles de millones de barriles)

Posición	País	Shale oil (MMB)
1	Rusia	75
2	EEUU	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Pakistán	9
10	Canadá	9
Total Mundial		**345**

Fuente: EIA, 2013: 10.

Como se puede observar, la posición de la Argentina es más que privilegiada en la estimación de estos recursos. Se ubica en el segundo lugar a nivel mundial de shale gas con 802 tcf que equivalen a 22.710 miles de millones de m^3. Teniendo en cuenta que las reservas probadas en 2012 eran de 315,508 miles de millones de m^3, los recursos de shale estimados por la US-EIA representan 72 veces ese nivel de reservas y un horizonte de vida de 544 años al ritmo de extracción actual (41,708 mil millones de m^3 en 2013).

En el ranking de shale oil ocupa el cuarto lugar con 27 mil millones de barriles. Estos recursos estimados representan 11 veces el total de reservas comprobadas del país en 2012 (2.353 millones de barriles) y un horizonte de vida de 137 años al ritmo de extracción actual (197 millones de barriles en 2013).

En los próximos artículos analizaremos las estimaciones para cada una de las cuencas argentinas y sus respectivas formaciones.

***Ignacio Sabbatella*. Buenos Aires, Octubre de 2014.**

Bibliografía:

Barreiro, Eduardo y Masarik, Gisela (2011). "Los reservorios no convencionales, un «fenómeno global»", en Revista Petrotecnia, abril de 2011, pp. 10-18.

López Anadón y otros (2013). *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y Gas.

Matranga, Mariana y Gutman, Martín (2011). "Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en Argentina", en Revista Voces en el Fénix, Nº 10.

US-EIA (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assesment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. Washington DC: U.S. Department of Energy.

Fuentes de información consultadas:

Kozulj, R. y V. Bravo (1993). *La política de desregulación petrolera argentina*. Centro Editor de América Latina, Buenos Aires.

Lapeña, Jorge (2014). *La energía en tiempos de Alfonsín. Innovación, planificación estratégica, obras y autoabastecimiento*. Buenos Aires: Eudeba.

Montamat, Daniel (2007). *La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente*. Buenos Aires: Editorial El Ateneo.

Serrani, Esteban y Castellani, Ana (2010). "La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999". En *Revista H-Industri@*, año 4, número 2, primer semestre.

Secretaría de Energía de la Nación: http://www.energia.gov.ar

Diarios Clarín, La Nación, Ámbito Financiero y El Cronista Comercial.

Enlaces de interés:

YPF. ¿Qué es el shale?: http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/que-es-shale.html

IAPG. El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

Shaleseguro.com: http://shaleseguro.com

NOTAS SOBRE EL AUTOR

Ignacio Sabbatella

- Licenciado en Ciencia Política de la Universidad de Buenos Aires (UBA).
- Mágister en Investigación en Ciencias Sociales de la UBA.
- Doctor en Ciencias Sociales de la UBA.
- Miembro del equipo de investigación científica del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC).
- Becario del Concejo de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), con sede en el Instituto de Investigaciones Gino Germani.
- Coautor del libro *Historia de una privatización: cómo y por qué perdimos YPF*, publicado por Capital Intelectual en diciembre de 2012, y autor de numerosos artículos presentados en eventos y revistas científicas.
- En noviembre de 2013 se doctoró con la tesis titulada *"¿Commodities o bienes estratégicos para el crecimiento económico? La ecología política del petróleo y gas en la etapa posneoliberal"*, con la calificación *"Sobresaliente summa cum laude y recomendación de publicación"*. Mientras que su tesis de maestría *"La ecología política de la privatización de YPF: mercantilización de los hidrocarburos y valoraciones alternativas (1989-2001)"* fue aprobada con mención especial y recomendación de publicación en noviembre de 2011.
- Entre 2006 y 2007 se desempeñó como asesor en la Cámara de Diputados de la Nación.
- Entre 2005 y 2012 fue docente de la Facultad de Ciencias Sociales de la UBA.

Correo electrónico: oetecid@gmail.com

OETEC

Infraestructura para el desarrollo

http://www.oetec.org
oetecid@gmail.com