

¿Que son los hidrocarburos “no convencionales”?

David Rubín¹ y Héctor Biglia²

¹Profesor titular Geología de los Recursos energéticos Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba, Geólogo Especialista en Reservorios de Gas y Petróleo, Córdoba, Argentina

²Estudiante avanzado de la carrera de Geología Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba, Córdoba, Argentina

Fecha de recepción del manuscrito: 19/06/2015

Fecha de publicación: 15/04/2015

Resumen— Hoy nos encontramos en una de las etapas más apasionantes de la industria petrolera, con el importante impulso que se está dando, particularmente en la Argentina con los recursos no convencionales. Los yacimientos de hidrocarburos convencionales “fáciles” ya se descubrieron y explotaron, y los que quedan son los recursos difíciles de alcanzar y de poner en producción. Algunos de los difíciles o llamados No Convencionales de los que más se habla son aquellos que yacen en los fondos marinos o que están atrapados en las rocas madres tipo “shale”. Para la explotación de estos recursos la industria depende fuertemente de los avances tecnológicos y de la economía a nivel mundial.

Palabras clave— gas-shale, oil-shale, no convencional.

Abstract— Nowadays we are in one of the most exciting stages of the oil industry, particularly in Argentina with unconventional resources. The conventional hydrocarbons deposits are already discovered and extracted, and those who remain are difficult to reach or to put into production. Unconventional deposits are those that lie on the seafloor or are trapped in source rocks type “shale”. Oil production industry depends heavily on technological advances and the global economy.

Keywords— gas-shale, oil-shale, unconventional.

INTRODUCCIÓN

¿Qué son los Yacimientos de Hidrocarburos no convencionales?

Este tipo de hidrocarburos se asocian a rocas pelítica la cuales son las más abundantes en todo el planeta. Las rocas pelítica normalmente actuaba como roca generadora y eventualmente como roca sello de los sistemas petroleros convencionales. Luego los Geólogos y los Ingenieros comenzaron a notar que determinadas rocas generadoras tenían un potencial hidrocarburífero a partir de su alto contenido de materia orgánica. Este potencial les permite no solo actuar como fuente generadora, sino también para actuar como yacimiento explotable de hidrocarburos no convencionales.

No existe una definición universal para un “recurso no convencional”. Comúnmente, se describe bajo la figura de un play extenso o generalizado llamado continuo, difícil de producir con metodología convencional, y cuando producen lo hacen a baja tasa de producción, y no están controlados por cierre estructural estratigráfico.

La creciente demanda de energía en directa conjunción con el declino de muchos de los yacimientos conformados por

reservorios tradicionales (esto es, reservorios psamíticos o carbonaticos, con porosidades mayores a 12%, permeabilidades superiores a los 5 mD, y viscosidades de petróleo mayores a 20 grados API), hizo que el foco de la exploración primero, y la producción después, se centrara en el descubrimiento, estudio, comprensión y caracterización de reservorios cada vez más complejos, generalmente caracterizados por presentar condiciones geológicas y petrofísicas extremas. (Montagna Aldo et al., 2011).

I. ¿“Que es un Oil – Shale”?

Los esquistos bituminosos (Oil Shale) son rocas de grano fino con abundante materia orgánica (hasta un 25%) constituida esencialmente por kerógeno y acompañada por bitumen.

Se forma como consecuencia de la acumulación materia orgánica y desechos de algas en lagos, lagunas y áreas estuarinas donde las condiciones anaeróbicas evitan el completo deterioro por bacterias. Pero para lograr la preservación de éstas masas de materia orgánica en espesores importantes, se requiere un ambiente depositacional estable sin alteraciones por largos períodos de tiempo. Es por ello que en ciclos orogénicos, los procesos depositacionales en ambientes pantanosos se ven interrumpidos y cesa la acumulación de pizarra bituminosa.

Los Oil Shale no han madurado térmicamente más allá de la diagénesis debido a su relativa profundidad somera, por lo tanto el grado de maduración que alcanzan hasta ese

Dirección de contacto:

David Rubin., Avenida Vélez Sarsfield 1611 Ciudad Universitaria, X5016 CGA. Tel: 5353800 interno 29042 georubin@yahoo.com.ar

momento no es el suficiente para convertir el kerógeno en hidrocarburos. El petróleo es recuperado de la lutita al calentarla en ausencia de aire (denominado “método retorta o retorting”) a temperaturas mayores a 350 ° C. De éste modo, el 75% al 80% del kerógeno sólido que no puede fluir en la lutita es convertido en petróleo. Es por ello que estas rocas no son de interés por su contenido de combustibles sólidos, sino en la posibilidad de conversión a combustibles líquidos.

II. ¿Cómo se recupera el “Oil – Shale”?

La recuperación del Oil shale mediante el Retorting In-Situ de acuerdo a los conceptos de Shell, un volumen de roca de lutita es calentado por medio de calentadores eléctricos colocados en pozos verticales a través del espesor de más de 1000 pies de la sección de Oil Shale. Para alcanzar un calentamiento generalizado en la zona y que sea capaz de mantenerse en el tiempo, se deben perforar entre 15 a 25 pozos de calentamiento por cada acre (40.000 m²). Luego de calentar durante 2 o 3 años, el volumen objetivo del depósito alcanzará una temperatura de entre 650 a 700 °F, lo cual en comparación con el "retorting de superficie", es una baja temperatura, sin embargo ese rango en condiciones in situ es suficiente para causar el cambio físico y químico para sacar el petróleo de la lutita.

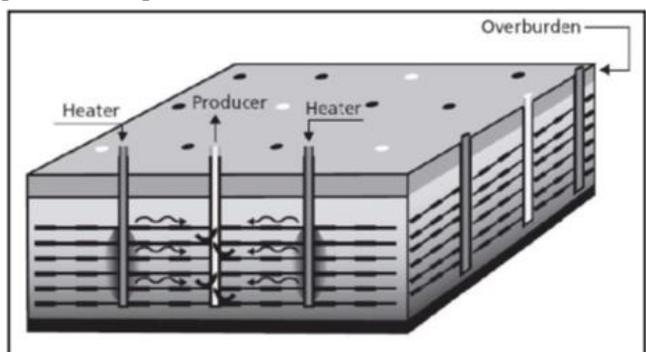


Fig. 1: Esquema de recuperación “Retorting in-situ”. Fuente: Shell, Exploration&Production Company.

Pese a que el Oil Shale está distribuido mundialmente en 26 países con reservas estimadas en 2,6 trillones de barriles americanos, su extracción efectiva no es tan global, sólo unos pocos países utilizan éste recurso y actualmente, debido a la presión de la competencia, la producción d Oil Shale ha cesado en Canadá, Escocia, Suecia, Francia, Australia, Rumania y África del Sur.

Uno de los depósitos más extensos a nivel mundial corresponde a las lutitas marinas del Pérmico tardío conocidas como Lutitas Irati en el sur de Brasil. De edad similar se hallaron depósitos en Uruguay y sur de Argentina.

A causa de la extracción de este recurso, el precio del gas natural en Estados Unidos ha caído un 54% desde sus niveles máximos, pero pese a ello el desarrollo de los Oil Shale está supeditado al precio del petróleo (superiores a los 80 US\$/barril) y la competitividad de otras fuentes energéticas a un precio igual o menor que la del petróleo.

III. ¿Qué es el Gas – Shale?

El Gas de Esquisto o Gas de Lutitas, se define como el gas que se encuentra dentro de las lutitas que actúan

simultáneamente como roca generadora y roca reservorio dentro del sistema petrolero.

El Gas de puede almacenar de tres formas:

- Gas libre en los poros de la roca.
- Gas libre en fracturas naturales.
- Gas absorbido sobre materia orgánica y superficie mineral.

Estos diferentes mecanismos de almacenamiento afectan a la velocidad y eficiencia de producción de gas.

Según definiciones recientes, los yacimientos de gas no convencionales no pueden ser explotados a una tasa de flujo económicamente importante a menos que el pozo sea estimulado mediante fracturamiento hidráulico o a aquellos que se llega mediante una perforación horizontal, multilateral u otra técnica que permita exponer la mayor superficie posible de un yacimiento a la perforación.

La técnica de fracturamiento hidráulico genera permeabilidad en la formación la cual no existe de forma natural. En un principio esta práctica se desarrollaba en pozos verticales pero el resultado era alta producción que caía rápidamente por lo que se necesitaba un mayor contacto entre la formación y la perforación lo que llevo a realizar perforaciones horizontales.

IV. Perspectiva Oil - Shale/Gas Shale de Argentina.

De acuerdo a un estudio realizado por Leonardo Lagarreta (Noviembre 2011. Patagonia Exploración S.A., Buenos Aires, Argentina) acerca de la Geología y Geoquímica de los Recursos de Gas Shale y Oil Shale en las Cuencas Argentinas, existen 6 cuencas petroleras productivas que incluyen 11 niveles de roca madre con potencial en hidrocarburos no convencionales comprobados acumulados en diferentes contextos ambientales y tectónicos que le confieren características composicionales y geoquímicas diferenciales a cada roca de interés, y éstas son:

- Cuenca Cretácica del Noroeste: Formación Yacoraite: la roca madre de edad Cretácica consiste en delgados paquetes, depositados en un ambiente continental lacustre somero con bajo contenido orgánico, que raramente supera un TOC 0,5-3% y generadora de Kerógenos tipo II/III.
- Cuenca del Golfo San Jorge: Fm. Pozo D-129 espeso conjunto de sedimentitas predominantemente lacustres con intercalaciones de tobas, (TOC 0,5-3%, Kerógeno tipo I/II a II/III) y Fm. Aguada Bandera (TOC 0,5-2,5%, Kerógenos que varían entre los tipo I y III) (Strelkov et al. 1994; Figari et al. 1996 y 1999).
- Cuenca Austral: roca madre pelitas marinas de la Fm. Palermo Aike/ Fm. Inoceramus, TOC 0,5-2%, tipo del Kerógeno II-III) y pelitas lacustres y terrígenas intercaladas de la Serie Tobífera (COT 0,5-7,3%, Kerógenos tipo III y en menor medida tipo I).
- Cuenca Cuyana: contiene una roca fuente de alta calidad de edad Triásica (Fm. Cacheuta; TOC 3-10%, Kerógeno tipo I) acumulada en un ambiente de lagos profundos y canales.
- Cuenca Neuquina: caracterizada por la presencia de cuatro facies marinas ricas en materia orgánica

Los Molles (Jurásico inferior a medio), Vaca Muerta (Jurásico superior) y Fm. Agrio (Cretácico superior), desarrolladas en ambiente de retroarco en donde se dieron las condiciones anóxicas necesarias para la preservación de la materia orgánica. TOC 1-8% y Kerógenos tipo I/II a II/III. Por último, Fm. Puesto Kauffman (Triásico tardío-Jurásico temprano) TOC 2-11%, (Kerógeno tipo I a I/III) que se restringe a hemigrábenes de menos extensión areal.

Argentina ocupa el tercer puesto a nivel mundial en términos de recursos de hidrocarburos no convencionales, luego de China y Estados Unidos, y analizando la demanda nacional de gas natural se observa que la misma se duplicó prácticamente en un periodo de 35 años, pasando de un 21.6% a un 51.5% generando un fuerte cambio en su Matriz Energética.

V. Tipos de reservorios no convencionales:

- Gas y petróleo en rocas generadoras, lutitas: Gas Shale/Oil.
- Reservorios compactos: Tight (rocas de baja permeabilidad pero no tanto como las de las lutitas).
- Metano en lechos de Carbón: Coal bed methane.
- Petróleos pesados en arcillas: Havy Oil.
- Petróleos extra pesados: Extra Havy Oil.



Fig. 2: Cuencas con formación de hidrocarburos no convencionales de Argentina. Fuente: AbeCé de los Hidrocarburos en reservorios No Convencionales. IAPG 2013.

CONCLUSIONES

Para la evaluación de un reservorio de tipo “shale” es necesario entender y describir las variables correspondientes a la petrofísica (porosidad, permeabilidad, densidad de grano), petrografía, DRX, microscopía de barrido electrónico, geoquímica (TOC, S_2 , madurez), geomecánica (esfuerzos, propiedades elásticas, comportamiento del agente sostén), perfilajes de litología, cromatografía gaseosa y Método Passey.

También se considera de importancia la caracterización de los reservorios a través de estudios geofísicos, un modelo depositacional y comportamiento de los fluidos, temas que exceden al presente trabajo.

La comparación de éstas permite identificar diferencias técnicas, metodológicas y económicas que intervienen en la toma de decisiones al momento de optimizar el entendimiento de las variables del play.

REFERENCIAS

- [1] El abce de los No Convencionales. Publicación de divulgación. IAPG.
- [2] Montagna, Aldo et. al. Algunas consideraciones sobre el ajuste roca-perfil a partir de los análisis de DRX y los perfiles de espectroscopía elemental de pozo. Caso de estudio: la Fm. Lajas en el Yacimiento Cupén Mahuida Cuenca Neuquina Argentina. Actas IX Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos. Pág. 49/73. Simposio Evaluación de Formaciones.
- [3] Ortiz, Alberto César. La interpretación petrofísica de reservorios tipo “Shale”. La búsqueda del equilibrio entre el modelo y sus asunciones. Actas IX Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos. Pág. 497/504. Simposio Evaluación de Formaciones.