

El Boletín para Nuestra Comunicación

INTRODUCCIÓN

Dada la necesidad de incrementar las producciones y reservas de petróleo y gas en nuestro país, ha sido necesario, y seguramente lo seguirá siendo, sumar a los Recursos Convencionales los No Convencionales.

Las Reservas correspondientes a los Recursos Convencionales han disminuido en los últimos años, por motivos como los siguientes:

- *Primero, y obviamente, por la producción realizada de los mismos*
- *Segundo por la limitada incorporación de nuevos Recursos Convencionales provenientes de la exploración*
- *Tercero por el escaso avance logrado en la optimización de la explotación de los Recursos Convencionales descubiertos, aumentando su Factor de Recuperación y por lo tanto las Reservas de los Recursos Convencionales.*

En nuestros boletines anteriores les acercamos distintas procedimientos que recomendamos para optimizar la recuperación de los Recursos Convencionales.

En los próximos Boletines, incluyendo el presente, deseamos presentarles algunas de nuestras experiencias para incorporar Reservas de los Recursos No Convencionales. Indudablemente esas incorporaciones fueron técnica y económicamente factibles para ser Reservas.

Con ese objetivo comenzaremos analizando los Recursos Convencionales y No Convencionales considerando distintas

aproximaciones a su definición y caracterización, seguiremos, dentro de los Recursos No Convencionales, analizando los Recursos Shale y Tight.

Luego centraremos nuestra atención en los Recursos Tight, que ya han demostrado en nuestro país ser técnica y económicamente atractivos.

Finalmente nos referiremos a un grupo de yacimientos Tight de la Cuenca Neuquina, que estudiamos y modelamos. Esas tareas permitieron:

- *Identificar las mejores zonas de los yacimientos a desarrollar, también conocidas como "sweet spots".*
- *Encontrar y recomendar la optimización de su desarrollo, en general primario, con pozos horizontales y/o verticales, y en algún caso con desarrollo secundario*
- *Definir, con los operadores de los yacimientos, los Escenarios de Explotación técnica y económicamente convenientes.*

Cabe comentar que algunos de los desarrollos seleccionados fueron implementados, verificándose en campo, con gran aproximación, los resultados pronosticados,.

Al pie del Boletín hallarán la dirección de nuestra Página Web y también otras formas de comunicarse con nosotros. Podrán disponer los Boletines anteriores en: http://www.mgoilandgas.com.ar/1_HTML/publicaciones.html

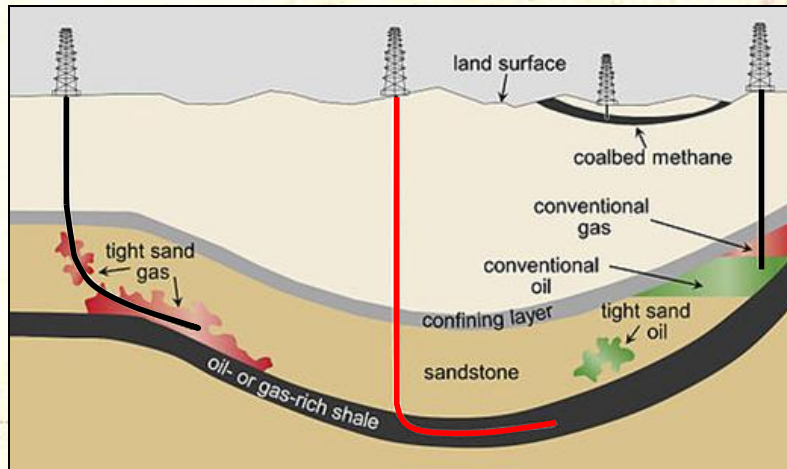
RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

En primera instancia podemos decir, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (EIA), que los Recursos No Convencionales, en sus distintos tipos, requieren más tecnología e inversión, que los Convencionales, para su exploración, identificación, caracterización y explotación.

Se acepta que dada la evolución de las condiciones económicas y tecnológicas, los recursos hasta ahora considerados No Convencionales pueden migrar a la categoría de Convencionales en un futuro no tan lejano.

También la EIA reconoce que los Recursos No Convencionales comprenden principalmente, pero no sólo, al petróleo y gas "Shale" y "Tight".

La siguiente es una ilustración conceptual, publicada por el SPE International. Muestra los distintos tipos de acumulaciones (Convencionales y No Convencionales) conjuntamente con pozos de petróleo y gas que las explotan.



Tipos de Acumulaciones y Pozos de Petróleo y Gas

RECURSOS NO CONVENCIONALES. SHALE VS. TIGHT

El petróleo y gas Tight están contenidos en formaciones de baja permeabilidad, esquistos o areniscas apretadas. Para su producción económica requieren fracturación hidráulica y, a veces, perforación horizontal. Mientras que el petróleo y gas Shale son extraídos de las llamadas rocas madre, en lugar de las rocas reservorio, utilizando también fracturación hidráulica y, a menudo, perforación horizontal.

Las rocas madres, ricas en contenido de arcillas, tienen permeabilidades más bajas que las formaciones Tight.

Citamos a continuación a Matt Hall (1), quien dice:

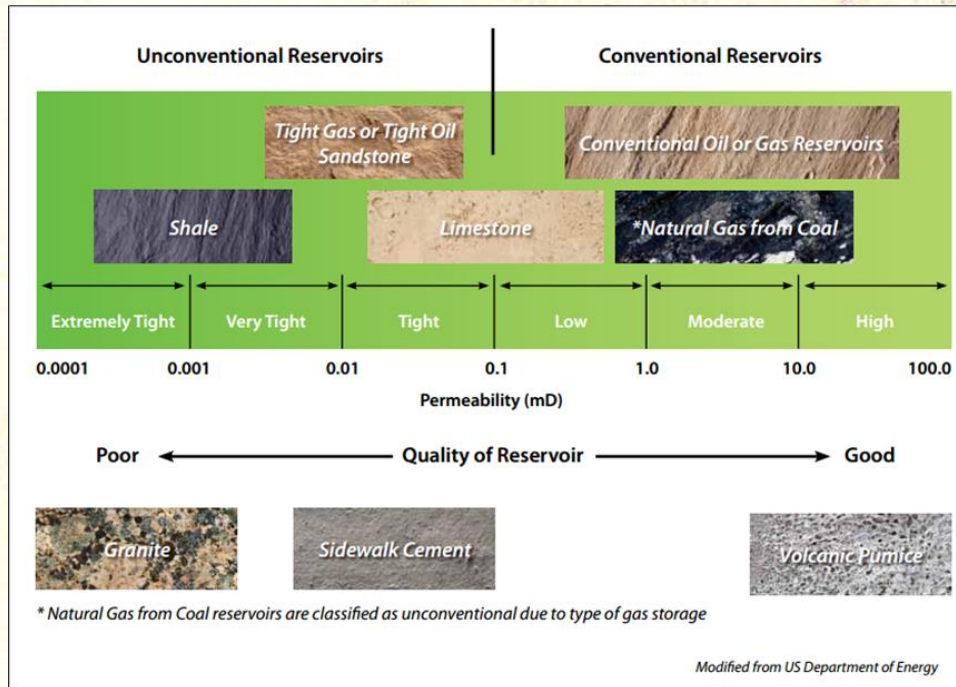
- Los yacimientos más conocidos de shale gas son: Barnett en Texas, Marcellus en el este de USA y Duvernay en Alberta, Canadá.
- Los plays tight, particularmente los portadores de gas, han tenido internacionalmente su boom de exploración hace 5-10 años atrás, actualmente varios de ellos son áreas muy bien conocidas, con buenas propiedades de reservorio, importantes inversiones y, consecuentemente, interesantes respuestas productivas. Dos ejemplos muy prolíficos de este tipo de yacimientos son Bakken del norte de USA y Montney de Alberta, Canadá.

De manera general Matt Hall caracteriza, con valores medios, a los Recursos Shale y Tight, así:

| | Shale | Tight |
|-------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Tamaño del Grano | Mud (limo) | Sustancialmente limo y arena fina |
| Porosidad | hasta 6% | hasta 8% |
| TOC | hasta 10% | hasta 7% |
| Permeabilidad | Menor de 0,001 mD | Entre 0,001 y 1 mD |
| Roca madre | Fm. productora | Otra que la Fm. productora |
| Trampa | No | Facial e hidrodinámica |
| Gas | Esencialmente adsorbido | Casi todo en el espacio poral |
| Sílice | Biogénico, cripto-crystallino | Cuarzo detrítico |
| Fragilidad | De la Sílice | Del cemento carbonático |

Hall también enfatiza la alta variabilidad de las características de los yacimientos No Convencionales, aún en distancias cortas, por lo que para ellos se requiere la aplicación de herramientas tecnológicas que permitan evaluar esa variabilidad y de allí poder seleccionar los lugares más convenientes, también llamados sweet spots, para realizar los desarrollos de esos yacimientos.

A continuación mostramos gráficamente la clasificación de los reservorios, según su permeabilidad, del US Department of Energy. Se puede observar que los Recursos Convencionales se indican para permeabilidades mayores de 0,1 mD a diferencia de Hall que los considera a partir de 1 mD.



Clasificación de los Recursos en base a la Permeabilidad

CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS TIGHT

Las consideraciones vertidas en esta sección incluyen parcialmente lo referido en las publicaciones (2) y (3).

Las formaciones tight son heterogéneas, variando ampliamente en distancias relativamente cortas. Por lo tanto, incluso en un mismo pozo horizontal, la recuperación de petróleo puede variar a lo largo del mismo. Esto hace difícil la evaluación de estos proyectos.

La producción de petróleo de formaciones compactas requiere la existencia de un 15-20% de gas que ayude al desplazamiento del petróleo; así es que los reservorios tight que no contienen gas habitualmente no se pueden producir económicamente.

Las formaciones de origen marino, con mayor contenido de cuarzo y carbonato y menor de arcilla, son más frágiles que las formaciones de agua dulce, resultando, en consecuencia, más adecuadas para la fractura hidráulica.

Para el desarrollo eficiente de un reservorio tight, se debe optimizar el número de pozos a perforar, así como las técnicas de perforación y terminación de los pozos. A menudo, se necesitan más datos y más trabajo de evaluación para entender y desarrollar los yacimientos tight que cuando se tienen permeabilidades mayores en los reservorios convencionales.

En general un pozo de un yacimiento tight producirá con una caudal menor, pero durante un período más largo, que un pozo en un yacimiento convencional. En consecuencia se

deberán perforar más pozos (disminuyendo su distanciamiento) en un yacimiento tight respecto de un yacimiento convencional, para obtener recuperaciones comparables.

En términos generales se puede decir que los pozos de un yacimiento tight no producirán económicamente a menos que se los estimule de manera adecuada, habitualmente por fracturación hidráulica.

Los reservorios tight podrán ser: profundos o someros; de alta o baja presión; de alta o baja temperatura; de formaciones continuas o lenticulares; con un único sistema de permeabilidades o naturalmente fracturados; con una capa o multicapa y finalmente con petróleos medianos o livianos, pero de baja viscosidad, que permitan su producción

Sin lugar a dudas, el interés en los yacimientos tight de gas o petróleo aumentó en todo el mundo, particularmente desde la década de 1990.

CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS

Los principales sistemas deposicionales clásticos de los reservorios tight corresponden a los siguientes tres grupos, indicados por orden de importancia en Estados Unidos:

- Areniscas de barras de playa.
- Sistemas deltaicos o fluviales.
- Plataformas y deltas aluviales.

La porosidad y permeabilidad originales de una arenisca dependen de su composición mineral, tipo de poro, tamaño de grano, textura, etc. Además, después de la depositación y soterramiento, la roca es comúnmente alterada por los efectos diagenéticos (compactación y cambios químicos) que afectan sus propiedades.

CONTINUIDAD DEL RESERVORIO

Uno de los parámetros más difíciles de evaluar en yacimientos tight es el tamaño y forma del área de drenaje de un pozo.

En estos yacimientos pueden ser necesarios semanas, meses o aún años de producción antes de que los transitorios de presión se vean afectados por los límites del yacimiento o se generen interferencias entre pozos. Es necesario conocer el sistema depositacional y los efectos de diagénesis en la roca para estimar el tamaño y forma del área de drenaje por pozo.

Se pueden realizar mapas que muestren las variaciones depositacionales y diagenéticas relacionando el análisis de testigos de roca con perfiles a pozo abierto. Estos mapas son útiles para conocer la continuidad del yacimiento tight y de allí optimizar los planes de desarrollo del mismo.

TECTÓNICA REGIONAL

La tectónica regional es un factor muy importante en la propagación de las fracturas hidráulicas y las fracturas naturales de la formación, por lo que su conocimiento es trascendente para los yacimientos tight.

Las fracturas naturales determinan la permeabilidad en un reservorio incluyendo su anisotropía. Si un reservorio es naturalmente fracturado, es posible que los pozos horizontales o multilaterales sean más más productivos que un pozo vertical con fracturas hidráulicas.

Si se fractura hidráulicamente un yacimiento naturalmente fracturado pueden generarse diversos problemas como: fracturas hidráulicas múltiples cerca del pozo, tortuosidad y gran pérdida de fluido durante la fracturación hidráulica.

El conocimiento de la tectónica regional es importante para los procedimientos de perforación y terminación de los pozos y el diseño del plan de desarrollo y optimización de un yacimiento.

Una buena manera de comenzar el análisis tectónico es estudiar los sistemas de fallas en una cuenca. Las fracturas hidráulicas tienden a alinearse paralelas a las fallas normales y perpendiculares a las fallas inversas. Se deben utilizar perfiles caliper, pruebas de inyección y tratamientos de fracturas hidráulicas anteriores para comprender mejor el total de las tensiones in situ.

CONSIDERACIONES DE RESERVORIO

En un yacimiento de alta permeabilidad (por ejemplo, 100 mD), los transitorios de presión de los pozos alcanzan el límite del yacimiento en horas o días. También en esos

yacimientos la interferencia entre pozos es común. Sin embargo, en un yacimiento con una permeabilidad de 0,1 mD, los transitorios de presión de los pozos se mueven 1.000 veces más lentos que los de un yacimiento de 100 mD. Por esto pueden transcurrir períodos de producción importantes antes de que interfieran los pozos entre sí o con un límite del reservorio.

En yacimientos de alta permeabilidad son válidos, entre otros, los siguientes principios dinámicos:

- La ley de estados pseudo-estacionarios de Darcy, para representar el flujo de fluidos
- Los ensayos de presión cortos (24 a 72 horas), analizados mediante los gráficos de Horner, para estimar las propiedades de la formación

Para un yacimiento tight valen los mismos principios que en un yacimiento convencional cuando los pozos han superado el período de flujo transitorio y operan en flujo pseudo-estacionario.

Dependiendo de la permeabilidad del yacimiento tight, se podrán requerir tiempos muy prolongados que no hagan conveniente la utilización de ensayos de presión (con su interpretación posterior con gráficos de Horner).

Respecto del comportamiento productivo de los yacimientos tight valen en general las siguientes relaciones:

- Los caudales de producción son más altos en el período de flujo transitorio.
- Las acumuladas de producción son mucho mayores en el período pseudo-estacionario, por su larga duración

En el período pseudo estacionario se puede aplicar la ley de Darcy y por lo tanto el modelado dinámico de los yacimientos.

Dada la complejidad de los yacimientos tight, es muy importante lograr y utilizar el modelado estático-dinámico de los mismos para optimizar su desarrollo y explotación, como veremos en los ejemplos de la Cuenca Neuquina que presentaremos en los próximos boletines.

EVALUACIÓN DE FORMACIONES

Los datos básicos para evaluar un yacimiento tight y las fracturas de sus pozos, son, como en los yacimientos convencionales, los perfiles de pozo, coronas, ensayos de pozo, datos de producción, etc.

Sin embargo los bajos valores de parámetros como la porosidad, que habitualmente es menor del 10%, la permeabilidad, que es menor de 1 mD, etc. requieren un análisis cuidadoso de los procedimientos de medición a aplicar para minimizar sus errores.

PROYECTOS TIPO HALO

En algunos yacimientos convencionales existentes, las regiones marginales, o halos, que rodean a las áreas de

producción histórica, contienen gas o petróleo, sin embargo sus propiedades no son tan favorables como en las regiones previamente desarrolladas.

La aplicación de tecnologías para yacimientos tight permite que se recupere el gas y/o petróleo de esas regiones marginales.

MONITOREO DE LA FRACTURACIÓN

Durante las operaciones de fracturación, es importante saber dónde y cómo se están creando las fracturas en el reservorio.

El seguimiento del proceso de fracturación en tiempo real se puede lograr usando una variedad de técnicas. Las respuestas

de presión y el monitoreo con micro-sísmica son dos de tales técnicas.

La medición de los eventos de micro-sísmica que se producen mientras se fractura, permite observar que la misma se desarrolla tanto vertical como horizontalmente y también asegura que se está fracturando en las zonas potencialmente productoras.

Una vez finalizada la fracturación, el modelo de la micro-sísmica se puede utilizar para definir el límite y el alcance de cada fracturación en el pozo. También se puede utilizar para definir los recursos recuperables, áreas de estimulación insuficiente y asegurar, al menos visualmente, que las fuentes de agua subterránea no han sido afectadas.

REFERENCIAS

1. Matt Hall (*Agile Blog Views and News about Geoscience and Technology*, 23-2-11.
<http://www.agilegeoscience.com/blog/2011/2/23/shale-vs-tight.html#commenting=>)
2. *Canadian Society for Unconventional Resources. Understanding Tight Oil.*
www.csur.com/.../Understanding_TightOil_FINAL.pdf
3. *SPE. Enero 2015. Tight Gas Reservoirs - PetroWiki. SPE. petrowiki.org/Tight_gas_reservoirs.*

PRÓXIMA ENTREGA

En los próximos Boletines analizaremos la construcción, utilización y bondades de los Modelos de yacimientos tight para optimizar su desarrollo y explotación

“Tecnología de Avanzada” en Modelado Integrado de Yacimientos

MG&A Oil&Gas ofrece su vasta experiencia a las Compañías del Upstream del Petróleo y Gas que operan en América Latina, brindándoles una amplia gama de Servicios Integrados en:

Evaluaciones para el Desarrollo y Explotación Primaria y Secundaria
Revitalización de Campos Maduros
Optimización de los Proyectos de Recuperación Secundaria
Reservoir Management de Yacimientos de Baja Permeabilidad y Tight
Certificación y Auditoría de Reservas

Para brindar estos Servicios trabajamos, en ocasiones con nuestros clientes, en:

| | |
|-------------------|---|
| Geología | Ingeniería de Reservorios. |
| Sedimentología | Simulación Numérica Dinámica |
| Estratigrafía | Predicciones Dinámicas por Redes Neuronales |
| Petrofísica | Ingeniería de Producción |
| Geofísica | Evaluaciones de Riesgo |
| Geoestadística | Evaluaciones Económicas |
| Modelado Estático | Auditorías Técnicas & Económicas |

Nuestras Recomendaciones Técnicas optimizan la economía de los proyectos

Caracterización Temprana - Revitalización de Campos Maduros - Yacimientos No Convencionales