



Cómo son los reservorios no convencionales en la Argentina

Por *Lic. Luis Pedro Stinco*

En este trabajo se describen los reservorios de *shale gas/oil* y *tight* más representativos en lo que respecta a su importancia y a su potencial, existentes en la República Argentina.

Conceptos referidos a los sistemas petroleros

Cuando se descubre una acumulación de hidrocarburos, es necesario recordar que el petróleo/gas que allí se encuentra pasó por un ciclo que comprende: génesis, migración (o no en el caso de algunos reservorios no convencionales), acumulación y preservación.

Magoon y Dow (1994) describen al “Sistema Petrolero” de esta manera: “Sistema”, en referencia a la interdependencia entre los elementos esenciales: rocas generadora, reservorio, sello y de carga geostática, y los

procesos: formación de la trampa, generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Todo el sistema debe evolucionar de acuerdo con un marco temporal apropiado.

Y "Petrolero", al referirse a las altas concentraciones de hidrocarburos en reservorios convencionales, no convencionales y fracturados.

Cada uno de los elementos puede resumirse según:

- **Roca generadora (o madre):** rocas sedimentarias con alto contenido de materia orgánica (pelitas, carbonáticas).
- **Roca reservorio:** rocas porosas y permeables; sedimentarias por antonomasia como las areniscas y los carbonatos; rocas naturalmente fracturadas, no convencionales.
- **Roca sello:** rocas impermeables en general; pelitas y evaporitas por excelencia; carbonatos; ígneas extrusivas.
- **Rocas de carga geostática:** corresponden a la columna sedimentaria que rellena la cuenca.

Y, los procesos, según:

- **Trampa:** configuración geométrica que impide que los hidrocarburos sigan migrando. No siempre presente en los no convencionales.
- **Generación:** transformación de la materia orgánica en hidrocarburos.
- **Migración:** movimiento de los hidrocarburos desde la roca generadora hacia la roca reservorio a través de planos de falla, discordancias, rocas reservorio, etcétera. No siempre presente en los no convencionales.
- **Acumulación-Preservación:** donde se acumulan y preservan los hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico, reservorios convencionales, no convencionales y fracturados.

Taxonomía de reservorios

Actualmente, se hace referencia muy a menudo a los reservorios no convencionales, y en particular, en la Argentina se vinculan directamente con los reservorios del tipo *shale gas/oil* y *tight*. En la Figura 1 se presenta un esquema en el cual se disponen los reservorios convencionales, los naturalmente fracturados y los no convencionales. La clasificación tiene en cuenta la complejidad tecnológica

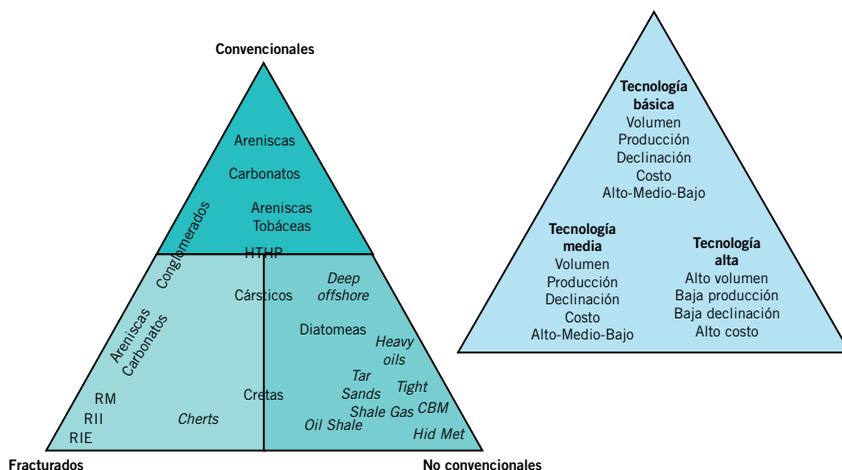


Figura 1. Taxonomía de reservorios (Stinco, 2009).

asociada a su explotación, así como a los volúmenes de hidrocarburos involucrados, declinación y costos inherentes.

Como se desprende de la observación de la Figura 1, al hacer referencia a reservorios no convencionales, estamos frente a una disponibilidad de opciones mucho más amplia que la habitualmente planteada; concretamente: *heavy oils*, *tar sands*, *oil shale*, *shale gas/oil*, *tight*, CBM (*Coal Bed Methane*) e hidratos de metano.

En general, se trata de reservorios que requieren de alta tecnología para poder producir los hidrocarburos. Algunos de estos reservorios no convencionales se producen a partir de la perforación de pozos verticales u horizontales, tal y como se realizan con los reservorios convencionales y

naturalmente fracturados, en tanto que en otros casos emplean técnicas extractivas similares a los empleados en la industria minera.

Se trata de grandes volúmenes de petróleo y gas, con producciones bajas al compararlos con reservorios convencionales, que exhiben una baja declinación y toda la operación está signada por los altos costos.

En la Figura 2 se presentan las estimaciones de recursos a nivel mundial referidos a los reservorios no convencionales y comparándolos con las reservas de hidrocarburos.

No cabe duda de que los volúmenes de los recursos asociados con los reservorios no convencionales exhiben un gran interés considerando las crecientes demandas de energía.

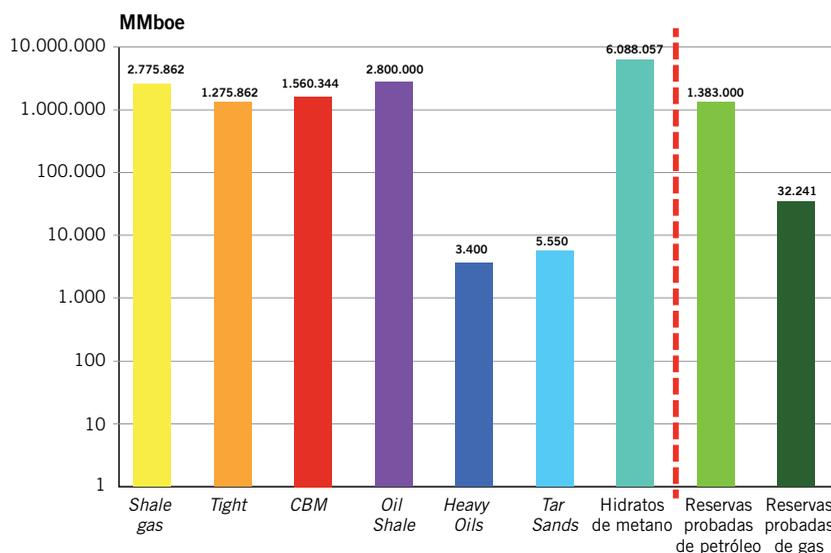


Figura 2. Comparación entre volúmenes de recursos y reservas (valores promediados de diversas fuentes).



Resumen de las características de los reservorios no convencionales con potencial en la Argentina

A continuación, y a modo de resumen, se presentan los reservorios no convencionales más representativos respecto de su importancia concreta y potencial en Argentina, a saber: *shale gas/oil*, *tight*, *CBM* e hidratos de metano.

Shale Gas/Oil (gas/petróleo en pelitas)

Roca sedimentaria de grano fino, con variable cantidad de carbonatos y alto contenido de materia orgánica. Es roca generadora, reservorio, sello y trampa en sistemas no convencionales así como la roca generadora de los sistemas petroleros convencionales.

El gas permanece almacenado de tres maneras: libre en poros por solución y compresión, libre en las frac-

turas naturales por solución y compresión, y adsorbido en la materia orgánica y minerales. Estos factores afectan la velocidad y eficiencia en la producción.

Las fracturas naturales dominan el flujo inicial y son las vías de permeabilidad que dominan en la producción. La red de fracturas, su orientación y su distribución anisotrópica influenciarán sobre el espaciamiento final entre pozos. Inclusive si están cerradas a parcial o casi totalmente mineralizadas, exhiben permeabilidades cuyas magnitudes son de entre una a tres veces mayores, comparadas con la permeabilidad de la matriz de la roca. La permeabilidad de la matriz tiene influencia en la declinación de la producción de gas y su factor de recuperación final.

En particular, en este tipo de reservorios no convencionales, así

como en los *tight*, en donde es necesario realizar fracturas hidráulicas para poder producir los HC, el empleo de microsísmica se ha tornado indispensable. La microsismicidad causada por el fracturamiento se registra durante las diferentes etapas de la estimulación en reservorios.

Esto permite, entre otras cosas, la creación de modelos 3D a partir de las ondas compresional y de *shear*; ubicación y magnitud de los eventos microsísmicos; estimación de la orientación y densidad de las fracturas; determinación de las propiedades elásticas y stress de los reservorios; obtención del patrón de fracturas, conectividad y mecanismos de propagación; predicción de distribución de las fracturas; análisis del comportamiento mecánico de la roca y su respuesta; determinación de los movimientos de las fracturas y posibles



Estudios regionales tectonoestratigráficos. Integración de datos.

| Geología | Geofísica | Geofísica |
|---|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Espesor - Extensión lateral • Petrografía O - I • Diagénesis • Bioestratigrafía • Heterogeneidades • Geoquímica • Tipo, madurez y distribución de la MO, TOC • Temperatura - Presión • Accesibilidad • Completación óptima • TVolumenes de HC | <ul style="list-style-type: none"> • Estructura • Estratigrafía • Ley de velocidad • Microsísmica • Modelado 3D con P y S • Orientación y densidad de fracturas • Patrón y mecanismos de propagación • Predicción de fracturas • Determinación de las propiedades elásticas | <ul style="list-style-type: none"> • Testigos Corona • Poro - Perm • Composición de fluidos • Cromatografía • Proporciones libres y adsorbidas • Isotermas • TOC - Ro • Cromatografía • Difractometría RX • Electrofacies • Caracterización de fracturas • Geomecánica • Integración perfil corona |

Modelado geológico. Modelado ingenieril.

Figura 3. Flujo de trabajo integral.

zonas más aptas para la estimulación.

En la Figura 3 se presenta un flujo de trabajo integral propuesto para avanzar en el conocimiento que sobre este tipo de reservorios se tiene, y así lograr modelos geológicos e ingenieriles, así como para disminuir las incertidumbres asociadas.

Cuanto más silícea la pelita más frágil es cuando se la compara con aquellas con alto contenido en arcillas/materia orgánica/carbonatos. Las pelitas con altos valores de módulo de Young (mayor que 3.5×10^6 psi), y bajo valor de relación de Poisson, son frágiles (usualmente por incremento de sílice y en casos por calcita detrítica), y por lo tanto más fácilmente fracturables.

Tight (reservorios con baja permeabilidad)

Definición arbitraria que no depende de la litología sino de su permeabilidad. Roca que tiene menos de 0.1 mD de permeabilidad *in situ* y que puede ser aún menor alcanzando 0.001 mD.

Los criterios que se utilizan para definir estos reservorios son, además de su baja permeabilidad, las presiones anormales, los reservorios saturados mayormente con gas y la ausencia de agua en niveles infrayacentes.

El espacio poral exhibe una porosidad efectiva muy baja, producto de la marcada disminución del tamaño de los capilares. El gas fluye con bajos caudales y, por lo tanto, es necesario realizar fracturas hidráulicas para optimizar la producción.

¿Por qué un reservorio es *tight*? Puede deberse a condiciones inherentes a la fábrica depositacional (margas, mudstones, wackestones, pelitas, areniscas limosas, dolomitas microcristalinas), así como también a procesos diagenéticos (autigénesis, recristalización, cementación, compactación).

Este tipo de reservorio no convencional se clasifica según sean BCGS o SGS. Los BCGS (*Basin Centered Gas Systems*) son acumulaciones de gas en reservorios de baja permeabilidad con presiones anormales y que carecen de un contacto de agua. Se clasifican en tipos directo (GP) e indirecto (OP). Por su parte, los SGS (*Shallow Gas Systems*) se desarrollan en los márgenes de las

cuencas y se reconocen tres tipos: generación biogénica temprana de gas, generación biogénica tardía de gas y de gas termogénico no asociado.

La producción de un pozo en un reservorio *tight* es baja con respecto a uno convencional; de aquí la necesidad de perforar un mayor número de veces el reservorio disminuyendo el espaciado entre ellos. El espaciado de pozos debe ser el adecuado para maximizar la producción y disminuir la interferencia entre pozos.

Coal Bed Methane (CBM)

Gas entrampado en los mantos de carbón. La evolución del material vegetal, turba, a partir de la degradación bioquímica y por acción de presión más temperatura, da por resultados: lignito, carbón semibituminoso, bituminoso y antracita. Este material vegetal alterado actúa como generador de hidrocarburos y a la vez como reservorio.

Comparado con un reservorio convencional, a igual volumen de

roca, puede almacenar más de seis veces gas. Las fracturas *cleats* proveen permeabilidad y pueden contener tanto gas como agua, o ambos. El gas se encuentra adsorbido en el carbón. La producción inicial de agua favorece la liberación del gas. El gas producido es una mezcla de C_1 (>94 %), C_2 y trazas de C_3 , N_2 y CO_2 . El metano se presenta en altas concentraciones, y dependiendo de la composición de este, la temperatura y presión pueden liberarse fácilmente con la reducción de la presión en la capa.

Básicamente, la producción de gas está controlada por remoción del agua y disminución de la presión del reservorio hasta la presión de desorción del gas; desorción del gas de la superficie interna del carbón; difusión del gas desorbido a través de las fracturas del carbón; flujo de gas a través del sistema de fracturas hacia el pozo.

su existencia son 50 bar (725 PSI) y 10 °C. La salinidad del agua también influye en su estabilidad.

El estado actual de los estudios orientados a explorar y desarrollar los hidratos de metano están focalizados en exploración; simulaciones; proyectos piloto; cuantificación de recursos y reservas; planes de desarrollo; riesgos asociados con la perforación y la operación; almacenamiento del gas y su transporte.

La situación en la Argentina

Se presenta en la Tabla 1 un análisis de las unidades formacionales con características de ser consideradas con potencial como reservorios no convencionales del tipo *shale gas/oil* y *tight* en la Argentina.

| Cuenca | Formación | Shale gas / oil | Tight |
|-----------------|------------------------------|-----------------|-------|
| Noroeste | Los Monos Yacoraite | x | x |
| Cuyana | Potrerosillos Cacheuta | x | x |
| Neuquina | Precuyano | x | |
| | Los Molles | x | x |
| | Vaca Muerta | x | |
| | Agrio | x | |
| | Lajas | | x |
| Golfo San Jorge | Mulichinco | | x |
| | Neocomiano | x | |
| Austral | Pozo D-129 | x | x |
| | S. Tobísfera Palermo Aike | x | x |

Tabla 1. Resumen de unidades formacionales con potencial como reservorios no convencionales del tipo *shale gas/oil* y *tight* en la Argentina.

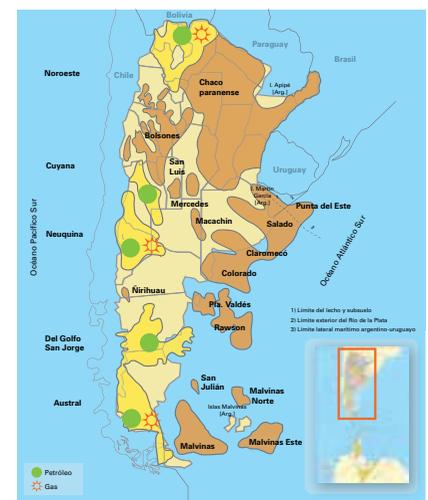
Argentina posee un enorme recurso en volúmenes de hidrocarburos asociados con reservorios no conven-



Hidratos de Metano

Son sólidos cristalinos compuestos por agua y metano que se mantienen estables en condiciones de alta presión y baja temperatura. Son característicos de los fondos marinos y suelos congelados (permafrost). Se infiere su presencia a partir de información sísmica y se confirma su existencia mediante la extracción de testigos corona. El hidrato queda confinado en el espacio poral; su estructura y estabilidad dependerán de las características del entrapamiento (textura de la roca y condiciones de presión y temperatura imperantes). Las presiones típicas para

La caracterización de las unidades correspondientes a *CBM* y a hidratos de metano se encuentra aún en una etapa inicial. Los mantos de carbón se han reconocido en superficie y subsuelo en diferentes provincias, pero aún no se han realizado proyectos piloto para sustentar su viabilidad. Asimismo, para el caso de los hidratos de metano, no obstante haber sido reconocidos de manera indirecta en la plataforma continental argentina a partir de rasgos sísmicos, hasta la fecha no se han profundizado los estudios sobre los mismos como para poder confirmar fehacientemente su extensión.



cionales. Algunos reportes hasta le asignan 802 TCF de gas técnicamente recuperables (EIA, 2011).

Para llevar adelante semejante desafío es necesario que tanto las empresas operadoras como las de servicio ejecuten programas conjuntos de exploración y desarrollo para poder recategorizar lo que actualmente es un recurso como reserva.

Para lograr esto último, se requiere personal calificado tanto en lo técnico como en la aplicación de prácticas recomendadas y aceptadas por la industria a nivel mundial. El recurso humano está, el país cuenta con más de cien años de historia en la industria del petróleo y el gas, y tan solo debe adaptarse frente a los requerimientos particulares que caracterizan a los reservorios no convencionales.

Asociado con esto último, el trabajo multidisciplinario se torna fundamental al momento de optimizar los costos, maximizar la producción y disminuir el potencial impacto ambiental.

Nuestro país puede ser un protagonista importante en el contexto energético mundial, y en particular en Latinoamérica. El mercado potencial no solo lo representa nuestro país sino que también están comprendidos Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay como clientes directos.

Asimismo, el desarrollo de *know how* local, tanto en lo tecnológico como en lo metodológico, puede ubicar a la Argentina como exportador de conocimiento hacia toda América latina. ■

Referencias

EIA, 2011. *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. 365 pp.

Magoon, L. y Dow, W., 1994. *The petroleum system*. Magoon y Dow (Ed.). *The Petroleum System- from source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.

Stinco, L., 2009. Apuntes de Geología de Petróleo. ITBA. UBA. Inédito.

Lic. Luis Pedro Stinco, que recientemente ha recibido el premio Konex 2013 de Ciencia y Tecnología, es Licenciado en Ciencias Geológicas por la Universidad de Buenos Aires (UBA). Cuenta con más de 25 años de experiencia en la industria del petróleo, tanto en instituciones oficiales como en empresas de servicio y operadoras. Actualmente se desempeña como presidente de la consultora independiente Oleum Petra. Además, es profesor titular en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), profesor y director del curso "Geociencias aplicadas a la exploración y desarrollo de los hidrocarburos" del Instituto del Gas y del Petróleo (IGPUBA). En el año 2008 presidió el VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Ha escrito numerosos trabajos técnicos referidos a la exploración y caracterización de reservorios, y disertó en la Clase Magistral Pellegrino Strobel.