

Nota de Divulgación 1.

Reservorios Convencionales y No Convencionales de petróleo y gas: Particularidades y diferencias.

- Lic. Diego D. Lasalle*

Introducción

Este artículo se propone analizar las diferencias entre reservorios Convencionales (RC) y No Convencionales (NC) y algunas características de estos últimos.

Dado que la urgencia es el autoabastecimiento energético y que mucho se ha escrito sobre la Formación Vaca Muerta (NC), aquí intentaremos subrayar las características técnicas de los reservorios No Convencionales que alojan petróleo y gas. Luego, a partir de estas, mostrar lo complejo del tema.

Así, se profundizará en los dos tipos de reservorios NC, a saber: el *shale* (lutitas, arcillas, esquistos) y el *tight* (arenas compactas), los cuales están siendo desarrollados en nuestro país desde hace relativamente muy pocos años. Los reservorios Naturalmente Fracturados son otra categoría y no hablaremos de ellos en esta oportunidad.

Se comenzará por la definición de este tipo de reservorio y las limitaciones de la información existente para evaluarlos. Luego, se establecerá el conjunto de datos necesarios para su cuantificación (técnicas que permiten calcular parámetros a partir de ensayos de laboratorio) y para la determinación de la calidad del reservorio y de allí las reservas, tanto en lo que hace a testigos corona (son escasas y de baja recuperación), como a perfiles eléctricos (bajo tratamiento de cálculo especial) y las técnicas necesarias para su explotación (perforación horizontal, fracturas, etc.).

El gran desarrollo que han tenido los recursos No Convencionales en los países pioneros en su uso y en Argentina, ha provocado un creciente interés de las empresas petroleras en conocer las posibilidades de sus campos. Estos recursos plantean una serie de paradigmas que no existen en los desarrollos convencionales, como ser: (i) la heterogeneidad mineralógica, (ii) los diferentes mecanismos de acumulación del hidrocarburo y (iii) los factores que controlan la producción.

Situación actual

Para su explotación comercial, los reservorios No Convencionales necesitan *reglas propias*, como ser plazos promedio de larga duración para la recuperación del hidrocarburo alojado en el reservorio (más de 30 años). Los reservorios convencionales, en cambio, tienen plazos de explotación que en nuestro país promedian los 14 años (tiempos dados por Concesión). Esta situación fue atendida por la ley 27.007, de octubre de 2014, que reconoció la particularidad de estos reservorios e introdujo, en consecuencia, plazos más largos para los hidrocarburos NC.

A su vez, tal esquema legal plantea un dilema para los permisionarios que tienen reservorios convencionales en el mismo campo en el que descubren recursos No Convencionales. Entonces surge la decisión de qué reservorio explotar, en tanto la terminación de un pozo para la explotación conjunta de ambos reservorios es difícil y no común. Dado el caso, probablemente se elegirá el reservorio que mayor producción tenga con el mejor precio de mercado del momento y menores costos de capital y operativos. Pero es una decisión técnica y económica donde las Provincias y el Estado Nacional deberían encontrar una manera de fomentar que los dos tipos de reservorios puedan ser debidamente explotados. En Argentina, y en virtud de la pertenencia del “dominio originario” de los recursos naturales, las Provincias han ido negociando directamente con las empresas en qué marco legal se adoptan tales decisiones (por ej., los plazos de Concesión y las renovaciones respectivas).

En este marco, existe una necesidad imperiosa de aprender de la experiencia de otros países (especialmente de EE.UU.), en lo que hace a la colaboración entre las empresas (poco común) o la creación de asociaciones con empresas para la transferencia de know-how y la optimización local de la tecnología para un eficiente desarrollo, dado que es la única manera en que la curva de aprendizaje pueda ser acelerada, con sus consecuentes mejoras en productividad y disminución relevante de costos.

En los últimos lustros se ha evidenciado un creciente interés de parte de las empresas en este tipo de reservorios, especialmente por saber si en sus campos existen recursos con posibilidades de ser explotados comercialmente. También hay inquietud por el posible aprovechamiento de la información y las instalaciones ya existentes. Esta situación implica que debe enfocarse el tema con otros criterios: desde el negocio hasta la exploración e interpretación del reservorio.

Si bien en la actualidad es más rentable el gas obtenido de reservorios *tight* que en *shale* (NC), creemos que la solución al tan ansiado autoabastecimiento puede darse en conjunto con el mantenimiento de la inversión en Yacimientos Maduros (RC). En efecto, estos últimos ofrecen una realidad incontestable. Por ejemplo, los Yacimientos Maduros que opera YPF son responsables del 83% de la producción petrolera (87 campos maduros) y del 78% de la producción de gas (27 campos maduros) del país. Estos campos pueden operar por muchos años más mediante el aporte de nuevas ideas y tecnologías y optimizando el uso de la capacidad instalada que se vuelve ociosa en la medida que solo se siguen desarrollando las RC.

I. RESERVORIOS

Si hacemos una comparación básica de las similitudes y diferencias de estos dos tipos de reservorios (Convencionales y No Convencionales), podríamos describir algunos puntos básicos. Sin pretensión de exhaustividad, la siguiente muestra puede ayudar a entender sus particularidades. Algunas de estas características son:

- **Roca fuente/madre**

Todos los yacimientos, ya sean Convencionales o No Convencionales, necesitan roca fuente (donde se origina el hidrocarburo), para que puedan luego acumular

hidrocarburos. En los yacimientos NC de *shale*, la roca fuente y el reservorio son *el mismo horizonte estratigráfico*, ya que no hay migración del hidrocarburo. En los reservorios *Tight*, la migración laterovertical del hidrocarburo desde la roca fuente al reservorio, es relativamente corta, respecto de los RC.

Trampas en yacimientos Convencionales pueden existir por sobre toda la extensión de la roca fuente de la cuenca y aún fuera de esta extensión. Sin embargo, en yacimientos NC (*shale*) existe una completa limitación al lugar donde se encuentra la distribución de la roca fuente y en especial, a la calidad de la misma. Para los NC *tight*, se admiten lugares cercanos a la roca madre, para su acumulación.

- **Tipo de Reservorio**

- **Convencionales:** el tipo de reservorio en estos yacimientos son las rocas areniscas y carbonáticas porosas, ya sea con porosidad primaria o secundaria.

- **No Convencionales:** aquí se pueden incluir las lutitas (*shale*), margas, mantos de carbón y las areniscas y calizas, de muy baja porosidad y permeabilidad.

- **Características de los reservorios**

- **Porosidad:** o poros donde se encuentra el hidrocarburo. Se acostumbraba a tomar la porosidad de 10% como límite (mínimo) de yacimientos que podrían ser explotables por medios convencionales de producción. Es decir, siempre que exista al menos un 10% de porosidad se considera “convencional”. Esta cifra es una guía y no un valor absoluto. Sin embargo, es posible afirmar que la gran mayoría de los yacimientos NC tienen mucho menos del 10% de porosidad.

- **Permeabilidad:** las lutitas de NC por naturaleza son rocas porosas pero sus poros no están intercomunicados, a no ser que estén fracturadas o se fracturen artificialmente. Por lo tanto, son de muy baja permeabilidad. En reservorios Convencionales la permeabilidad se puede encontrar arriba de los 100 mD (Mili Darcy), pero en los NC puede ser menor de 0.1 mD. Frecuentemente, el rango puede ser en nanodarcys.

- **Trampa**

Las trampas en reservorios Convencionales son críticas para su éxito. Es necesaria una trampa (i) estructural (anticlinal, bloque fallado, etc.), (ii) estratigráfica (truncación o acuñaamiento) o (iii) combinada de los anteriores, para poder almacenar los hidrocarburos. Por el contrario, en los NC el hidrocarburo está embebido en los poros y en la matriz de la roca que lo contiene e inmóvil en ella y; por consiguiente, la trampa en el sentido clásico no aplica. Naturalmente, dentro del área prospectiva de los yacimientos NC hay que identificar los trenes o áreas más apropiados (*sweet spots*) de características geomecánicas y petrofísicas, para su explotación.

- *Extensión de la trampa:* la extensión física de la trampa es por supuesto más grande en los NC que en los convencionales. Una de las trampas convencionales más grandes del mundo en cuanto a extensión es el yacimiento gigante de Ghawar en Arabia Saudita, que tiene una extensión aproximada de 280 kilómetros de largo por 26 kilómetros de ancho, o sea que cubre una extensión de 7280 Km², con varios niveles productivos en la vertical.

En el sentido amplio se puede considerar que los yacimientos NC cubren la gran parte o la totalidad de las cuencas hidrocarburíferas donde se encuentra la roca fuente en el subsuelo. En Argentina, por caso, la Cuenca Neuquina tiene una extensión de 31.000 Km² y el área prospectable de la Formación Vaca Muerta es de 18.000 Km². Sus mayores espesores se encuentran en el centro de la cuenca, soterrados a profundidades de 2.500 a 3.000 metros y hacia los bordes (Dorsal de Huincul y Plataformas Externas), a una profundidad entre los 1.000 y 2.000 metros. Cubre gran parte de la cuenca con espesores promedio de 240 metros con características de NC.

- *Sello de la trampa:* en yacimientos Convencionales es necesario una roca sello efectiva, para impedir el escape de los hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico. En los NC, la roca reservorio funciona, de hecho, como un auto-sello pero con hidrocarburos embebidos que no podrán salir al menos que sean estimulados de alguna forma, como produciendo fracturas hidráulicas (*fracking*).

- **Migración de los hidrocarburos**

La migración del hidrocarburo desde el momento geológico de expulsión desde la roca madre y los eventos que sucedieron en su viaje hacia la trampa (ligados al concepto temporal de acumulación y preservación hasta nuestros días), son claves en yacimientos Convencionales para su comercialización. Muchas veces se encuentran yacimientos comerciales (trampas) a mucha distancia de la roca fuente debido a la migración laterovertical de los hidrocarburos (30 km) particular para ese sistema petrolero.

En yacimientos NC la migración ya no es tan importante o directamente no se la considera como un factor necesario para el entrapamiento. Estos yacimientos los encontramos directamente en la roca fuente en el caso de los *shale*, ó inmediatamente yuxtapuesto en caso de los *tight*, es decir, no consideramos migración a distancia, pues el hidrocarburo está atrapado en la roca fuente (o madre) y/o la arenisca *tight* y no puede migrar, permaneciendo prácticamente *in situ*.

- **Presión de poro**

Muchos de los yacimientos más grandes del mundo, localizados en rocas convencionales, se encuentran en ambientes de presiones “poros normales” o hidrostáticas (Prudhoe Bay, Cantarell, Ghawar, etc.). Sin embargo, cuando se trata de yacimientos NC, a menudo se relacionan con la presencia de espesas secciones de arcillas/lutitas, bajo presiones anormalmente altas, en las partes más profundas de las cuencas hidrocarburíferas.

II. GEOQUÍMICA

Concepto de madurez: la madurez térmica alude a la exposición de una roca generadora al calor con el tiempo. El calor se incrementa a medida que la roca es sepultada a mayor profundidad por debajo de las capas sucesivas de sedimentos. La transformación térmica de la materia orgánica es lo que hace que una roca generadora produzca petróleo o gas.

Muchos de los valores y datos geoquímicos aplican para ambos tipos de rocas reservorio (RC y NC). Sin embargo, en yacimientos Convencionales, los campos de petróleo y gas comerciales están en rocas inmaduras debido a la migración de los hidrocarburos a estas. En cambio, en los yacimientos NC la sección productiva debe tener suficiente madurez y contenido de materia orgánica apropiada para el tipo de hidrocarburo allí alojado.

III. EXPLOTACIÓN

Los yacimientos convencionales generalmente pueden presentar varios niveles de contactos de agua, ya sean de petróleo-agua o de gas-agua, que determinan el límite vertical en profundidad, de la acumulación comercial (Gawhar presenta al menos 3 a 5 niveles comerciales independientes distribuidos en su extensión areal de trampa). Estos yacimientos también suelen producir algo de agua y con el tiempo, a medida que adquieren más madurez (tiempo de drenado o explotación), la producción de agua aumenta y, en muchos casos, de manera significativa. En yacimientos NC, generalmente hay una muy reducida o nula producción de agua.

En yacimientos Convencionales tenemos varios estadios de recuperación del hidrocarburo: primario, secundario y aun terciario. A medida que disminuye la presión inicial en el reservorio, se recurre a la inyección de agua, gas y químicos, a fin de mantenerla y con esto la producción e incrementar la recuperación del hidrocarburo subyacente.

Por su parte, en los yacimientos NC no hay fases o estadios de recobro, pues no producen al menos que se los estimule y fracture por vía hidráulica (*fracking*) para que desarrollen permeabilidad por una vía de salida del hidrocarburo, hacia el pozo productor. Pero sí existen, y de manera cada vez más común, estadios de refracturamiento.

Por último, en los yacimientos Convencionales la producción diaria puede ser muy superior a la de los NC y en función de la reserva asociada, los tiempos de recobro particulares que deben reflejarse para cada caso, en el marco legal.

- **Pozos**

En los yacimientos Convencionales se perforan pozos mayormente verticales, pero también muchos desviados (desde el mismo sitio de perforación, lo cual da muchas ventajas). Asimismo, se han perforado pozos horizontales en Convencionales. Sin

embargo, en los yacimientos de NC y particularmente en los de *shale*, la mayoría de los pozos son horizontales y de mayor longitud dentro del objetivo, para aumentar significativamente el área de drenaje hacia el pozo, siendo ésta una característica distintiva de los NC, donde a todo su largo dentro del reservorio, se realizan fracturas.

- **Declinación de la producción**

La declinación o agotamiento de los yacimientos NC puede ser muy precipitada con relación a los Convencionales. Los pozos de gas de yacimientos de este último tipo declinan cerca del 20% por año. Sin embargo, los pozos de gas de yacimientos NC declinan muchas veces alrededor de 35% anualmente. Por este motivo se afirma que hay que perforar, en proporción, un número mayor de pozos que en los yacimientos Convencionales. Lógicamente, el área de drenaje del reservorio de los NC es mucho menor, lo que obliga a una mayor densidad de pozos por área (inversión de capital) para drenar una reserva comparativa.

- **Reservas / Recursos**

En el cálculo de reservas en yacimientos Convencionales, aunque sea aproximada, ya se tiene mucha información histórica de sus características y comportamiento, por consiguiente, es posible conocer los factores de recobro/riqueza (este factor indica qué porcentaje del hidrocarburo que está en el yacimiento es “recuperable”) de muchos tipos de reservorios (arenas, carbonatos). Hay yacimientos Convencionales que han producido por más de 30-40 años y esto nos da un gran conocimiento de su comportamiento para aplicarlo a nuevos yacimientos de características similares.

En el caso de yacimientos NC, el conocimiento es menor, en particular para la formación Vaca Muerta; por ende, muchos de los cálculos se hacen usando extrapolaciones hiperbólicas de evolución de la producción y se asumen “recursos” como “reservas”. Se suele hablar en algunos ámbitos con pobre asesoría técnica, de manera indiscriminada de los dos términos como si fueran sinónimos, lo cual dista mucho de la realidad, puesto que el “recurso” no tiene valoración económica. En yacimientos NC, si no se continúa con un plan agresivo de inversión de capital en perforación de pozos para mantener la producción, ésta bajará inexorablemente a corto plazo.

- **Productividad**

Los yacimientos NC, en general, distan mucho en alcanzar la productividad diaria por pozo de los Convencionales. En el caso de uno de los yacimientos que actualmente se compara o se usa como base de cálculo, el campo Bakken, localizado en el Estado de Dakota del Norte en EE.UU., tiene una productividad promedio por pozo de 140 BOPD (barriles de petróleo por día) (22,26 m³/d). Para mantener este promedio, se han perforado alrededor de 5.000 pozos en el lapso de 6 años (aproximadamente desde 2009/2015).

En el caso de los yacimientos de Eagle Ford en Texas, hay pozos que tienen una producción de gas que llega a los 15 MMCFGD (quince millones de pies cúbicos por día

de gas, que equivalen a 424.753 m³/d). Ya para finales del 2012, el yacimiento de Eagle Ford producía alrededor de 300.000 BOPD (47.700 m³/d) de crudo y se han perforado unos 3.000 pozos. En 2010, este único yacimiento producía unos 12.000 BOPD (1.908 m³/d) de crudo.

En yacimientos Convencionales de buena permeabilidad, porosidad y espesor, las producciones llegan fácilmente a un margen de 80 a 100 MMCFGD (2.831.685 m³/d) y por lo tanto, la producción y explotación se hace con muchos menos pozos (amplio radio de drenaje). Por caso, algunos pozos gasíferos *off shore* de nuestra cuenca Austral (Argentina) (Yacimiento Vega Pléyade), han llegado a producir hasta 3.200.000 m³/día. (Este es un campo nuevo, otro yacimiento cercano, Carina, sus pozos producían 25 MM m³/día. Un orden de magnitud mayor a Vega Pléyade y había que cerrar todo Cañadón Alfa (yacimiento cercano, en el continente), para ponerlos a producir uno a uno cada pozo, ya que era necesario, para eliminar el agua condensada acumulada en el caño por hacerlo siempre restringido, ya que el gasoducto San Martín no tenía capacidad para admitirlos a todo su potencial).

Por último, en cuencas muy maduras en cuanto a explotación de yacimientos Convencionales, los campos que se descubren actualmente son muchas veces de producciones bajas; ello, debido a que las trampas remanentes son pequeñas y los espesores del reservorio no son considerables. Así, los pozos en estas pequeñas trampas se asemejan a la producción de los NC.

IV. COSTOS

Los costos de perforación, asumiendo que se perfore solamente en tierra, son más o menos iguales en ambos tipos de reservorio. Sin embargo, en los yacimientos NC los costos aumentan bastante debido a las fracturaciones hidráulicas en el proceso de terminación del pozo (donde se incluyen costos de punzado y fracturación). A modo de ejemplo, en un pozo cuyo costo ronda los 9 millones de dólares del yacimiento Eagle Ford, el completamiento o terminación del pozo alcanza el 60% del costo, aproximadamente, lo cual incluye la fracturación, que equivale a un 45%.

Por último, no es habitual considerar yacimientos NC en el mar, pero sí yacimientos Convencionales. En estos últimos, los costos de las operaciones de perforación, explotación y producción son enormemente altos en un ambiente de aguas profundas. Este es el caso de las aguas profundas del Golfo de México, o bien del pre-sal de Brasil, donde la empresa mixta Petrobrás debe invertir cerca de 237 billones de dólares para el desarrollo de los campos de aguas profundas (mayores a 5.000 metros de profundidad de agua y bajo una capa de sal).

V. RIESGO GEOLÓGICO

En lo que se refiere al riesgo geológico de encontrar hidrocarburos en donde al menos se haga una prueba y fluya algo de hidrocarburos, se podría afirmar que el mismo es muy bajo en los yacimientos NC, puesto que la roca fuente generalmente tiene hidrocarburos embebidos en los poros. En cambio, en algunas ocasiones, en yacimientos Convencionales pueden encontrarse las rocas del reservorio completamente lavadas, conteniendo agua de formación; es lo que suele llamarse “pozos secos” o sin hidrocarburos.

Asimismo, una de las características de las cuencas que hace muchos años se denominaban en EE.UU. como *tight gas basins* (cuencas gasíferas sin permeabilidad), era la de que prácticamente la totalidad de los pozos perforados presentaban muestras de gas o probaban algo de gas. Hoy en día, este tipo de cuencas no son más las cuencas potenciales para yacimientos NC en EE.UU, ya son una realidad, como la de Green River.

Por su parte, en Argentina, al existir en una misma cuenca o en un mismo yacimiento formaciones de reservorios Convencionales y No Convencionales (*tight* y *shale*), en estos últimos la comercialización está supeditada a la realización de fracturas hidráulicas masivas en los pozos.

Así, en los yacimientos donde existen todos estos reservorios (o un conjunto de ellos), en general puede verse favorecida la explotación del campo, pero siempre bajo una directa dependencia del precio del gas (subsidiado, para favorecer su explotación local con precio un poco más bajo que el gas importado y para convertirlo en reservas), del costo de las fracturas, de los volúmenes recuperados y de si intervienen de forma exitosa y barata reservorios Convencionales. Adicionalmente, otro condicionante es la regulación estatal relativa a diferentes tipos de precios bajo diferentes programas (Plan Gas, Gas Plus o sea: “nuevo” vs. “viejo”, gas convencional vs. no convencional, etc.). De cualquier forma, este tipo de reservorio es la potencial clave para el autoabastecimiento más rápido de gas en nuestro país.

Asimismo, para explorar, evaluar y desarrollar un yacimiento de gas de arenas de baja permeabilidad (*tight*) y poder determinar las zonas prospectivas en su extensión, usualmente es necesario un nivel de información mayor que el requerido (en los Convencionales), para alcanzar una razonable evaluación del pozo. Por lo tanto, será preciso registrar e integrar toda la información tomada de muestras de roca, perfiles, historiales de perforación y pruebas de presión. Así, el mejor método para determinar reservas en este tipo de yacimientos es el análisis de la información de producción, usando tanto curvas de declinación como simulación de yacimientos con una adecuada caracterización de las propiedades de reservorio.

Por último, en áreas de frontera e inexploradas va a ser muy prematuro pensar en la explotación de yacimientos NC, debido a los costos de desarrollar la infraestructura adecuada y el desconocimiento (riesgo) geológico inherente actual de sistemas petroleros activos adecuados. No obstante y tomando el ejemplo precedente de EEUU, para el reemplazo de las actuales reservas, producción y con la visión a futuro del

autoabastecimiento a largo plazo, sería auspicioso que se fomentara nuevamente el círculo virtuoso de la exploración luego de más de 20 años, tanto en las cuencas productivas conocidas (ej. Formación Inoceramus, roca fuente en la cuenca Austral), como en las cuencas subexploradas no productivas que cubren un vasto territorio de la Nación (ej. La Chaco-Paranaense con una extensión de alrededor de 2 MM Km². Aunque en esa superficie hay 172 pozos exploratorios perforados, hasta ahora la única acumulación con viabilidad comercial es la de Barra Bonita, en suelo brasileño, donde actualmente se extrae gas natural. Y por dar otro ejemplo, en el sur de Paraguay hay sistemas petroleros devónicos activos probados recientemente, de cuencas que se extienden por el norte de Formosa y donde hay un solo pozo, perforado en los años 70 (Pirané X-1), en un alto de basamento.

VI. ESTRATEGIA Y HERRAMIENTAS DE EXPLORACIÓN/DESARROLLO

En las fases iniciales de prospección petrolera, es habitual el uso de herramientas de baja resolución espacial vertical en profundidad, para determinar la ubicación y extensión inicial de cuencas sedimentarias con potencial exploratorio, tales como gravimetría, magnetometría y geología de superficie. Sin embargo, cuando se trata de buscar áreas de yacimientos Convencionales a perforar, hoy día el método de prospección sísmica es la herramienta más confiable, en sus diversas modalidades y según la complejidad de la geología, complementada por métodos gravimétricos, magnetotélúricos, electromagnéticos y de geología de superficie.

A pesar de que la sísmica permite, fundamentalmente, dar cuenta de la forma estructural, también se ha avanzado en otros campos de su interpretación, tales como la aplicación de anomalías de AVO o estableciendo detalles estratigráficos (mediante el Análisis de Secuencias). Para los reservorios NC, en cambio, aún es necesario desarrollar esquemas que permitan adquirir información que aporten una resolución adicional para el estudio de las lutitas.

En este marco, es preciso advertir que *al explorar yacimientos NC por primera vez en nuestra historia petrolera (después de explorar por décadas yacimientos Convencionales), la sísmica no indica dónde perforar la trampa*. Es más, en muchos casos ésta es usada para lo contrario, es decir, para decidir dónde no perforar ni fracturar. Así, suele optarse por evitar cruzar fallas al momento de perforar pozos horizontales, en tanto que por esas fallas es posible que se fuguen los lodos de perforación, lo que pone en riesgo el mismo pozo.

Bajo este escenario, la estrategia inicial en una cuenca de yacimientos Convencionales suele ser usar la sísmica para localizar áreas donde se podría encontrar la trampa. No obstante, en yacimientos NC, debido a que la configuración estructural no es el dato más crítico, es necesario tener acceso a áreas mucho más grandes que delimiten zonas con potencial a prospectar.

Para los NC, entonces, más importante que la sísmica resulta el estudio geológico regional de la cuenca y las características físicas de la roca fuente o madre, como ser su

composición y detalles geo-mecánicos, a saber: tipo de friabilidad y parámetros de ingeniería. Estos factores son sumamente críticos para determinar las mejores áreas dentro del *play* del yacimiento NC. O sea, su calidad de reservorio.

Algunas veces se usa micro-sísmica, que es una de forma de adquisición de datos pasiva, para lo cual solamente se utilizan receptores y lectores (geófonos) de las ondas sísmicas sin generarlas, a los efectos de determinar mejor la ubicación y dimensión de las fracturaciones hidráulicas (técnica desarrollada en EE.UU).

Finalmente, los yacimientos NC son como una trampa estratigráfica gigantesca con saturación de hidrocarburos a varios niveles. En estos reservorios, a partir de tener un panorama claro de la información necesaria, se desarrolla una metodología para encontrar los niveles de interés o *Sweet Spots* (analizando diferentes parámetros críticos) y lograr producción de hidrocarburos a partir de permeabilidad inducida por las fracturaciones hidráulicas.

Conclusiones

La aparición de nuevas y más competitivas técnicas de producción de hidrocarburos No Convencionales permitiría proyectar los importantes volúmenes que Argentina podría producir en un futuro no muy lejano. Sin embargo, es importante revisar cuidadosamente las diferencias con el hidrocarburo Convencional, a fin de poder evaluar la conveniencia económica de la explotación de cada una, así como la diferencia entre los tipos de explotaciones No Convencionales (*shale* vs. *tight*), y tanto en líquidos como en gas.

Así, la evolución de corto plazo en la producción de gas debe estar directamente ligada a la inversión, reestudio y aplicación de nuevas tecnologías en los yacimientos maduros y la más extensiva explotación de los reservorios No Convencionales de *tight* y *shale* gas, y sin omitir las posibilidades; a mediano y largo plazo, en el *shale oil* de la formación Vaca Muerta.

En este sentido, se impone el desarrollo en el tiempo de políticas estables con basamento técnico, en tanto afecta variables sensibles como la inversión, la producción y los precios del sector. Pero, principalmente, en el camino al autoabastecimiento de gas.

| dlasalle99@gmail.com



Lic. Diego D. Lasalle (DDLasalle Consulting)

Lic. en Cs. Geológicas – UNSJ (Universidad Nacional de San Juan, 1986).

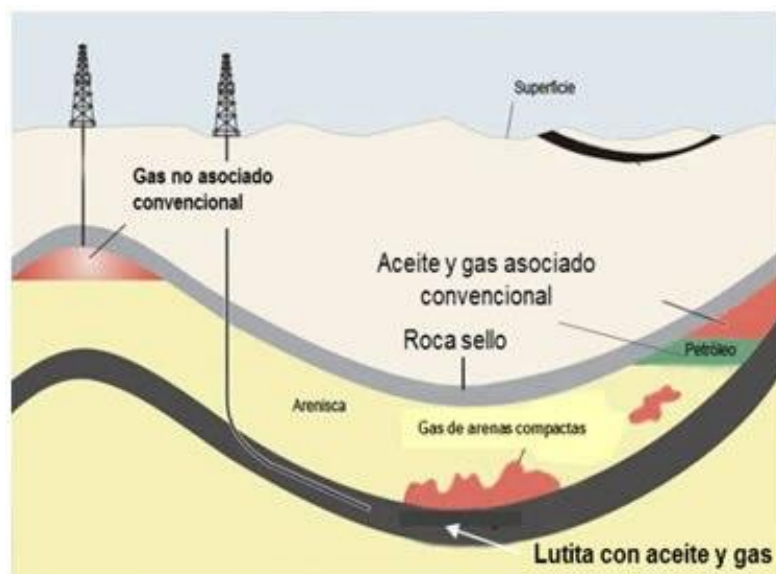
Geólogo de Petróleo – ISEP/YPF – UNC (Universidad Nacional de Cuyo, 1987).

MBA – *Management* Estratégico – UP (Universidad de Palermo, 2005).

Más de 30 años de experiencia en generación de proyectos de Exploración y Desarrollo.

Anexo con figuras explicativas, en las siguientes dos páginas (más abajo).

ANEXO



Tight gas	Shale gas	Coalbed methane
		
<ul style="list-style-type: none">• Gas de arenas compactas• Poca permeabilidad• Explotación conocida	<ul style="list-style-type: none">• Gas de esquisto• Poca porosidad y permeabilidad• Tecnología en desarrollo	<ul style="list-style-type: none">• Gas alojado en yacimientos de carbón• Fracturas naturales• Explotación conocida

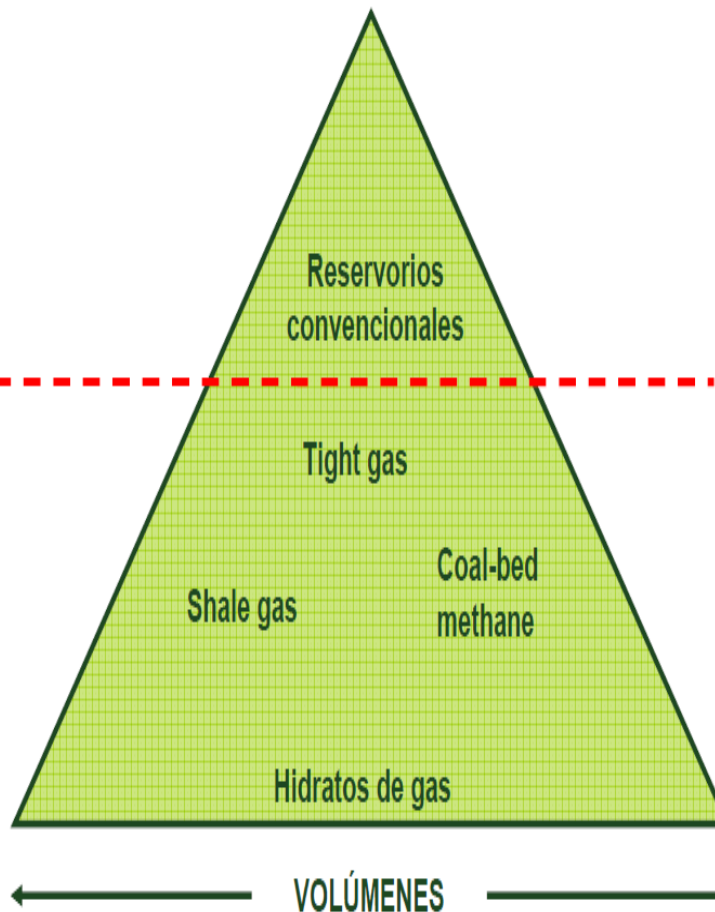
EL TIGHT GAS PRODUCIDO DESDE HACE 40 AÑOS



Pirámide de recursos de gas natural

- Volúmenes menores
- Difícil de encontrar
(alto riesgo exploratorio)
- Mas fácil de desarrollar

- Volúmenes mayores
- Menor riesgo exploratorio
- Necesidad de nuevas tecnologías
- Costos de producción son determinantes



CALIDAD / ACCESIBILIDAD (+)
 (-)