

Pablo J Pazos

Instituto de Estudios Andinos, UBA-Conicet

Vaca Muerta y algo más

Reservorios no convencionales de petróleo

En el último lustro, una de las novedades del sector energético que capturaron la atención de los medios y, por extensión, del público fue la constatación de que existen muy importantes reservorios no convencionales de petróleo y gas en Neuquén, y más concretamente en la formación geológica Vaca Muerta. Esto llevó a un sinnúmero de especulaciones políticas y económicas sobre las consecuencias que se derivarían, no solo para el mercado interno de energía —en el que la demanda supera la producción interna y desde 2006 el país es importador neto— sino, también, para la región, para la economía nacional e incluso para el lugar que ocupa la Argentina entre los productores mundiales de petróleo y gas.

Para entender qué es y qué importancia tiene la novedad sobre Vaca Muerta, conviene aclarar algunos conceptos geológicos y explicar ciertos términos de jerga, empezando por la distinción entre hidrocarburos convencionales y no convencionales, dado que lo novedoso es la existencia y la magnitud de estos últimos en una cuenca comprobadamente rica en los primeros.

Conceptos geológicos y terminología

El concepto de no convencional se define por la negativa: es simplemente un reservorio que no cumple

¿DE QUÉ SE TRATA?

¿Qué es un yacimiento no convencional de petróleo y gas, comparado con uno convencional? ¿Qué particularidades tiene el yacimiento Vaca Muerta?

con los requisitos de los reservorios convencionales, los cuales se conciben como un sistema petrolero con varias partes que permiten la acumulación del hidrocarburo. La denominación genérica es reservorio; yacimientos son una clase particular de reservorios: aquellos que se pueden explotar económicamente con las tecnologías disponibles y a los precios vigentes del producto, lo que depende de la calidad del reservorio, sus dimensiones, los tipos de hidrocarburos que contenga y las condiciones económicas locales e internacionales. Los reservorios son recursos; los yacimientos, reservas.

Todo reservorio convencional consta de una *roca madre madura* que tuvo en tiempos geológicos pretéritos un contenido suficiente de materia orgánica como para que, por una serie de procesos que incluyeron su soterramiento y la elevación de su temperatura, se convirtiese en los hidrocarburos que hoy explotamos. Consta también de una *roca reservorio*, con buenas condiciones de permeabilidad, a la que fluyó el petróleo cuando fue ex-

pulsado de la roca madre; y de una *roca sello*, que detuvo el fluir de los hidrocarburos y los hizo permanecer en la roca reservorio. La ausencia en el momento adecuado de alguno de los componentes se traduce en falta o escasez de acumulación de hidrocarburos.

Los hidrocarburos son sustancias compuestas primordialmente por carbono e hidrógeno, más cantidades menores y variables de azufre, oxígeno y otros elementos, en estado sólido, líquido o gaseoso según la temperatura y presión a que estén. Esta composición se debe a su origen: restos de seres vivos, principalmente zooplancton y algas depositados hace millones de años en el fondo de mares o lagos, y luego soterrados y aislados por sucesivas capas de sedimentos. Por eso se habla de *combustibles fósiles*. Los aumentos de la temperatura de esos restos, provocados por los posteriores procesos geológicos, ocasionaron los cambios fisicoquímicos que dieron origen a los varios hidrocarburos que componen los combustibles fósiles.



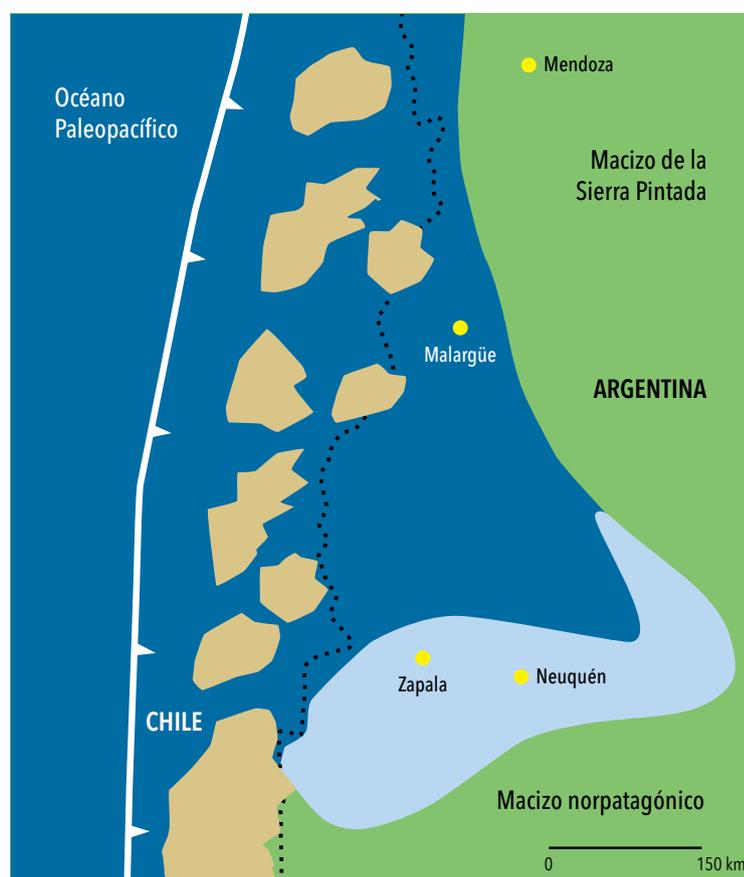
La sola presencia de hidrocarburos en las rocas, incluso en cantidades muy pequeñas, indica que hubo allí materia orgánica y que ella alcanzó, por lo menos, una temperatura de 60°C. Por otro lado, si la temperatura excede unos 175°C, el petróleo se transforma en gas. Si la temperatura de la roca madre fue inferior a la mínima se dice que es una roca inmadura; si excede el valor máximo, que es sobremadura o quemada. Pero no toda la materia orgánica termina convertida en hidrocarburos: una parte de ella es inerte y no los genera. La otra parte, que proviene de distintas clases de organismos, genera diferentes tipos de petróleo. En este proceso, uno de los pasos del cambio que lleva de la materia orgánica a los hidrocarburos es la constitución de una sustancia precursora llamada *querógeno*, cuyas características varían según los distintos tipos de materia orgánica de los que proviene y de los ambientes en que se encuentre.

Análisis de laboratorio de los petróleos de distintos yacimientos permiten identificar la roca madre de la que proceden. Así, en la cuenca neuquina, es posible diferenciar el petróleo obtenido en la formación Los Molles del extraído de la formación Vaca Muerta. A su vez, la vinculación directa entre las características del petróleo y las de la materia orgánica de las que proviene es determinante para la prospección geológica de potenciales rocas madre, apoyada en una interpretación del paleoambiente en el que se acumuló dicha materia orgánica.

Para que se haya podido formar el petróleo fue importante que la materia orgánica de origen llegase con poca demora al fondo de los lagos o mares y fuese cubierta por sedimentos, para que quedara en un medio carente de oxígeno (o anóxico) y, en consecuencia, no entrara en descomposición. Por eso, la cantidad de materia orgánica que llegó en buenas condiciones al fondo fue menor en mares profundos que en mares o lagos someros, pues en los primeros tardó mucho tiempo en descender por la columna de agua, durante el cual se fue degradando. Además, la materia orgánica es más abundante en aguas someras y oxigenadas.

La roca madre que produce hidrocarburos es de grano fino y poco permeable. Los geólogos la llaman *pelita*, y en la jerga petrolera recibe el nombre de *shale*. No es adecuado llamarla *esquisto*, pues en esa clase de rocas los hidrocarburos no son estables. Pero no es la roca madre lo que determina que un reservorio sea convencional o no convencional: la roca madre de Vaca Muerta es la más importante de la cuenca neuquina para reservorios convencionales, además de albergar otros no convencionales.

En el proceso de expulsión de los hidrocarburos de la roca madre, remanentes importantes de ellos quedan retenidos en poros minúsculos o nanoporos. Esa expulsión es en sí misma compleja e imperfectamente com-

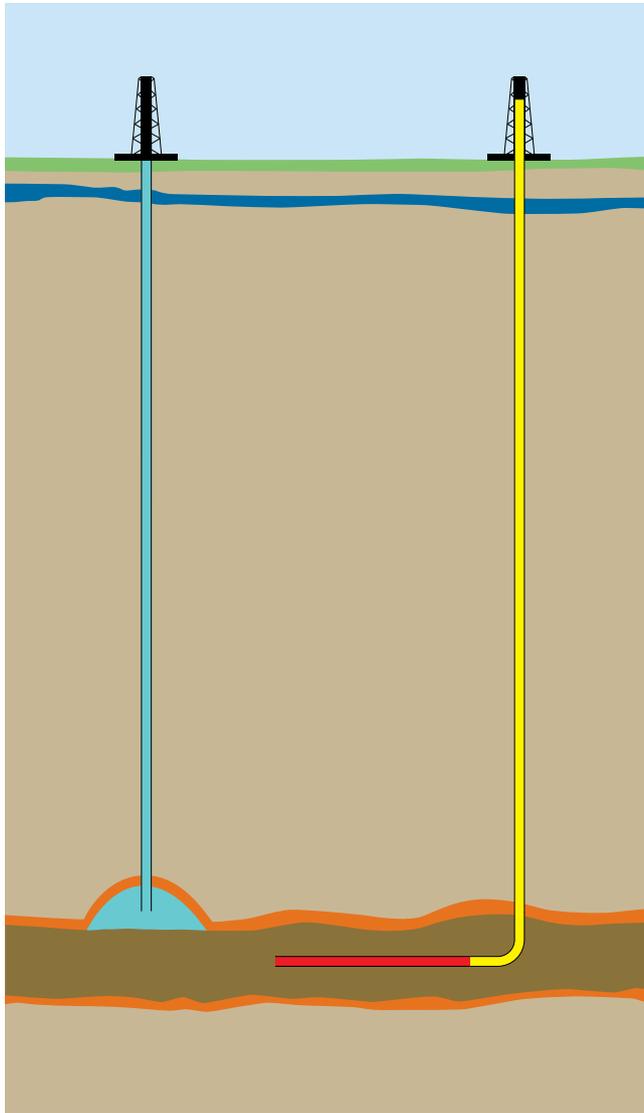


Esquema de la paleogeografía de la cuenca neuquina hace 150 millones de años, en la época en que se depositaron los organismos marinos que originaron el petróleo hoy en explotación. En azul el océano Paleopacífico, en un golfo del cual (azul claro) se produjo la precipitación de los carbonatos que soterraron la materia orgánica de origen del petróleo y el gas; la línea blanca marca el lugar de la subducción de la placa oceánica bajo la continental; los puntos negros la actual frontera entre Chile y la Argentina; y las manchas ocres indican una línea de volcanes al oeste del mencionado golfo en el que se formó la cuenca petrolera.

prendida. Incluye cambios de volumen del querógeno, la aparición de dichos poros en la roca y la formación de gotas que fluyen mezcladas con agua y con burbujas gaseosas —flujo llamado *slug flow*— y son expulsadas por efectos de la presión imperante (por los miles de metros de columna de roca que tienen por encima).

Los hidrocarburos se desplazan por una roca transportadora (*carrier*) hasta encontrar una roca reservorio, que puede estar ubicada a kilómetros de distancia horizontal y a cientos de metros de distancia vertical. Mientras no encuentren una roca adecuada siguen viaje y puede ocurrir que nunca formen un reservorio. Muchas veces, atraviesan los acuíferos y alcanzan la superficie, como sucede en California y en Covunco (Neuquén), para solo citar dos ejemplos. Este afloramiento es un fenómeno natural, que bien puede acontecer sin interferencia humana.

En los reservorios no convencionales, como los del tipo Vaca Muerta, no hubo migración de los hidrocarburos.



Esquema comparativo sin escala de una explotación petrolera convencional (izquierda) y una no convencional por fractura hidráulica. La primera consiste en una perforación que desciende hasta el yacimiento de petróleo o gas natural contenido en una roca reservorio con buena permeabilidad, por ejemplo una arenisca (celeste), rodeada de una roca sello que le impide escapar (anaranjado). El hidrocarburo sube a la superficie impulsado por la presión a que se encuentra o por bombeo. La explotación no convencional por *fracking* procura extraer petróleo o gas de una roca de escasa permeabilidad en la que está atrapado, por ejemplo, una pelita o *shale*. Para liberarlo se recurre a la fractura hidráulica de la roca, que consiste en inyectarle agua con arena y algún otro agregado a gran presión por un tubo (amarillo) que, al llegar al yacimiento, toma en la mayoría de los casos la posición horizontal (rojo) y deja escapar por perforaciones el agua, la que resquebraja la roca y libera el hidrocarburo. Lo descrito tiene lugar a enormes profundidades, por ejemplo a 3km de la superficie, mientras los acuíferos (azul) que satisfacen las necesidades humanas están en los primeros centenares de metros.

ros fuera de la roca madre, la cual, por lo tanto, quedó también como roca reservorio. En dicha formación, esa roca, con sus poros nanométricos, tiene una permeabilidad extremadamente baja (inferior al 1%), mientras en un reservorio convencional, en el que la roca madre

tiene poros de escala micrométrica y hasta milimétrica, la permeabilidad puede alcanzar el 20%. Extraer hidrocarburos de nanoporos requiere técnicas que estimulen su expulsión (como la estimulación hidráulica o *fracking*, que se trata más adelante) por la vía de incrementar artificialmente dicha permeabilidad.

Tipos de reservorios no convencionales

Los reservorios como Vaca Muerta no son los únicos no convencionales que existen. Esta denominación les cabe también a arenas mezcladas con petróleo o arenas bituminosas encontradas en la superficie (*tar sands*), como las que hay en Canadá, que son explotadas con técnicas semejantes a las de la minería. Otra clase de acumulación no convencional es la de metano en mantos de carbón por lo general superficiales (*coal bed methane*).

También son de tipo no convencional y de explotación similar a la aplicada para pelitas con gas y petróleo (*shale gas* o *shale oil*) los reservorios de gas en otras rocas de muy baja permeabilidad; en la literatura técnica ese gas se denomina *tight gas* (que a veces se traduce por gas de arenas compactas) y existe, por ejemplo, en la formación Las Lajas de la cuenca neuquina. Igualmente son reservorios no convencionales los de pelitas bituminosas (*oil shale*), que tienen petróleo obtenible por destilación, es decir por técnicas más cercanas a las empleadas para extraerlo de arenas bituminosas, muy diferentes de las empleadas en Vaca Muerta o Las Lajas.

Finalmente, cabe mencionar entre los reservorios no convencionales a los hidratos de gas (*gas hydrates*), que son estructuras cristalinas de moléculas de metano retenidas en agua congelada de fondos marinos. Su extracción es compleja pero está siendo considerada en Japón e Irlanda.

La explotación de los reservorios no convencionales de hidrocarburos normalmente es más costosa que la de los convencionales, con rendimientos que suelen decaer rápidamente. Son fuentes alternativas al progresivo agotamiento de los yacimientos convencionales, pero no son energías alternativas en el sentido ambiental, ya que las emisiones de CO₂ y otros contaminantes son similares para los combustibles de ambas clases de reservorios.

Las técnicas de explotación de los reservorios no convencionales se utilizan en muchos casos para estimular pozos convencionales en etapa madura de explotación, y numerosas empresas manejan en forma conjunta explotaciones convencionales y no convencionales, especialmente de *tight gas*.

La fractura hidráulica

El hidrofractura, fractura hidráulica o *fracking* es una técnica usada para extraer petróleo y gas contenido en rocas de baja permeabilidad. Consiste en causar la ruptura de la roca inyectándole un líquido con alta presión, principalmente agua que contiene arena en suspensión y otras sustancias. El agua a presión provoca fisuras en la roca, que actúan como conductos por los que pueden fluir el petróleo y el gas atrapados (y los granos de arena impiden que los conductos se cierren).

La fractura hidráulica se usa en los Estados Unidos desde hace unos 65 años y se ha extendido a muchos otros países. Si bien se aplica complementariamente para estimular la producción de yacimientos convencionales, es el procedimiento elegido en primera instancia, cuando no el único, para explotar muchos de los no convencionales.

Con la creciente preocupación por el deterioro ambiental y el también creciente activismo de organizaciones ambientalistas, la fractura hidráulica se ha convertido en muchos países en objeto de agitadas controversias por los efectos que se le atribuyen, entre ellos, la contaminación de aguas superficiales y subterráneas y la posibilidad de que desencadene sismos.

En este sentido, no es lo mismo fracturar roca ubicada en profundidades relativamente bajas, por el riesgo de que los líquidos inyectados ingresen en los acuíferos de agua dulce, que hacerlo a grandes profundidades. Se considera que, más allá de unos 900 metros debajo de la superficie, los acuíferos son habitualmente salobres o salados y no aptos para consumo humano.

El estudio de las causas de ciertas contaminaciones del acuífero freático, por ejemplo con metano (por las que el agua de la canilla proveniente de esa napa emerge con gas), ha establecido fehacientemente que se produjeron por pérdidas o fugas de reservorios naturales del gas o pérdidas de las instalaciones que lo almacenan o transportan. Es decir, no existe evidencia de una vinculación directa entre la fractura hidráulica realizada en profundidades mayores que 900m y la contaminación del acuífero freático. En Vaca Muerta, las zonas en que es aplicable esta técnica están entre 2500m y 3000m de profundidad.

También se ha vinculado la extracción petrolera con algún aumento de la sismicidad de bajo grado, la que está en función de lo que se extrae y no de la técnica de extracción, de modo que sería un reparo genérico para toda la industria petrolera y no específico de la hidrofracturación. Lo mismo puede decirse de diversos riesgos de alteración ambiental relacionados, por ejem-



plo, con la demanda de agua (que la sustraería de otros usos) o —algo con lo que se debe tener cuidado— el destino del agua de retorno, comunes a buena parte de la minería y la industria.

En otras palabras, el fracking tiene riesgos ambientales, como los tienen la minería y el resto de la actividad petrolera, aunque su índole específica presente determinadas particularidades, lo cual, por otra parte, posiblemente se pueda decir de cada rama de la minería y la industria. Esto no significa que esos riesgos puedan desestimarse: significa que es necesario tomarlos seriamente en consideración en los estudios de factibilidad y en las operaciones, y que es también necesario hacer frente a los costos de las salvaguardas y precauciones.

Formaciones Vaca Muerta, Los Molles y Las Lajas

Las unidades fundamentales en los estudios geológicos son las formaciones. En la Argentina se definen siguiendo lo establecido por el Código Argentino de Nomenclatura Estratigráfica, formulado siguiendo criterios internacionales por la Asociación Geológica Argentina. La formación Vaca Muerta, conocida desde la década de 1930, es la principal roca madre de los hidrocarburos de la cuenca petrolera neuquina. Su origen es marino y, según observaciones recientes, se depositó en un mar no muy profundo, posiblemente un golfo del que podríamos llamar océano Paleopacífico. El depósito de materia orgánica del que provienen los hidrocarburos que hoy extraemos en Neuquén tuvo lugar hace unos 150 millones de años, hacia el final del período Jurásico y en la primera parte del Cretácico, cuando las condiciones climáticas y las profundidades —de unos 200m— de esa

extensión marina eran óptimas para la producción de materia orgánica y su preservación en el fondo en condiciones anóxicas.

Como reservorio no convencional, Vaca Muerta tiene varias ventajas, entre ellas que su explotación no siempre requiere perforaciones horizontales, como sucede en la mayoría de los casos. El querógeno generador de los hidrocarburos era de muy buena calidad y alcanzó un excelente estado de maduración, lo que repercutió en que se formaran hidrocarburos también de alta calidad. Otro punto no menor a su favor es que está en una región con tradición petrolera, en la que coexisten explotaciones convencionales y no convencionales. Y, por último, la roca madre es también de buena calidad por su composición rica en cuarzo y pobre en arcillas, lo que facilita su fractura hidráulica.

Paradójicamente, dado que siempre fue la roca madre más importante de la cuenca neuquina, no ha sido estudiada en detalle, por lo cual no se conoce lo suficiente sobre la variación zonal de su composición mineralógica como para disponer de modelos matemáticos que permitan predecir su comportamiento.

Existe en la cuenca otra formación, más profunda y antigua, llamada Los Molles, con menor potencial porque la calidad de su querógeno es menor. Entre ambas se encuentra la formación Las Lajas, de tipo arenoso, una típica unidad productora de tight gas. Esta estructura geológica estratificada, compuesta por tres unidades potencialmente aptas para la explotación no convencional, incluye también reservorios convencionales, como la formación Agrío.

La cuenca neuquina, junto con la cuenca austral, proporcionan buenas perspectivas energéticas al país. Explotar esos recursos requiere cuantiosas inversiones, mucha investigación científica en varias disciplinas y miradas a largo plazo. Es el desafío que enfrentamos. 

LECTURAS SUGERIDAS

AMERICAN WATER WORKS ASSOCIATION, 2012, *Water and Hydraulic Fracking*, disponible en <http://www.awwa.org/Portals/0/files/legreg/documents/AWWAFrackingReport.pdf>.

BLANCO YBÁÑEZ AJ Y VIVAS HOHL J, 2014, 'Introducción al Tight Gas', *Petrotecnia*, junio, pp. 14-24. Accesible en <http://www.petrotecnia.com.ar/junio14/Petro/Introduccion.pdf>.

CABANILLAS L et al., 2013, 'Hidrocarburos convencionales y no convencionales' y 'Petróleo y gas en la Argentina: cuencas productivas', *CIENCIA HOY*, 23, 134: 40-51.



Pablo J Pazos

Doctor en geología, UBA.
Investigador independiente del Conicet
en el Instituto de Estudios Andinos.
Profesor adjunto, FCEYN, UBA.
pazos@gl.fcen.uba.ar