



Nociones de ingeniería aplicada a reservorios no convencionales

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez* (AB Energy Advisors, Pontevedra, Galicia, España) y *Dr. Ing. Julio Vivas Hohl* (GEMAT Ingeniería, Neuquén, Argentina)

Al igual que en el primer número de *Petrotecnia* dedicado a los hidrocarburos no convencionales (abril 2011), se recuerdan aquí nociones básicas sobre los distintos aspectos de este tipo de recursos, así como sus características.

Esta nota tiene como objetivo explicar una metodología de estudio y las últimas tendencias en el desarrollo de reservorios no convencionales, principalmente en la terminación de pozos para producción de gas y petróleo contenidos en ellos.

Según estudios recientes basados en registros geológicos y petrofísicos de público conocimiento, se estima hoy que la Argentina posee la tercera reserva mundial en este tipo de recurso no convencional, sólo por detrás de China y los Estados Unidos. Este hecho multiplicaría las reservas probables actuales. Aunque las reservas de gas existentes en la Cuenca Neuquina y en otras cuencas no son de

descubrimiento reciente y su existencia es ampliamente conocida desde hace años, la declinación natural por producción de las reservas disponibles actualmente así como los precios incrementales del gas, sumados a estos anuncios, han derivado en un alto interés por desarrollar el gas contenido en ellas.

¿Qué es el shale?

Se conoce como *shale* a una de las rocas sedimentarias más comunes, conocida vulgarmente como “laja”. Proviene principalmente del Devónico, y, en general, está compuesta por clastos finamente divididos y sedimentados. Es una mezcla de escamas de material arcilloso y pequeños fragmentos de otros materiales, sobre todo silíceos, llamados comúnmente “fangos” o “limos” (*mud* o *lime*), que han sido compactados a gran presión y temperatura.



Figura 1. *Shales* típicas.

Las finas partículas minerales que componen el *shale* pueden permanecer suspendidas en agua durante mucho tiempo luego de que las partículas más grandes y densas de arena se han depositados. Las *shales* son el resultado de la deposición lenta y continua de estos minerales en aguas quietas o poco movibles –lagos y lagunas–, en ambientes deltaicos, llanuras inundadas, playas arenosas o planicies submarinas dentro de las plataformas continentales.

Debido a su formación entran en la clasificación de rocas sedimentarias. Son fácilmente reconocibles porque su aspecto presenta laminaciones y son altamente quebradizas y frágiles. Sus parientes cercanos –la limolita y la arcilita– se diferencian de ellas porque no presentan laminaciones ni fragilidad. Para los menos versados en estos temas, podría decirse que, como ya mencionamos en esta nota, comercialmente se conoce a las *shales* como “lajas” y son muy utilizadas como ornamento en la construcción.

Desde el punto de vista petrofísico, se dividen en tres categorías:

- **Lutita (*shale*):** es la forma sedimentaria de esta roca. Se forma a partir de sedimentos finos, como el limo, que se endurecen y se cementan. También es conocida como “limolita laminada”. Se la considera una arcilla.
- **Pizarra (*slate*):** es el derivado metamórfico del esquisto y otros sedimentos que incluyen la lutita o magra y la limolita. Se forma cuando el *shale* es sometido a altas presiones y temperaturas. Entonces, su

base mineral cambia y se realinea formando la pizarra. Es más dura que la lutita.

- **Esquisto (*schist*):** si la presión y la temperatura de confinamiento de la roca se aumentan a niveles extremos, se incrementa el efecto metamórfico y se forma filita, *schist* y, finalmente, *gneiss*.

Aunque las tres tienen la misma composición mineral y es difícil diferenciarlas a simple vista, su formación es diferente. Se necesita un microscopio SEM (*Scanning Electronic Microscope*, o microscopio de barrido electrónico) para su análisis.

Esta clase de roca es asociada frecuentemente con deslizamientos de tierra. Su exposición a la intemperie la enriquece en arcillas. Normalmente posee una baja resistencia al corte, especialmente con humedad. Cuando se encuentran en una ladera escarpada puede –lenta o rápidamente– deslizarse ladera abajo. Su sobrecarga o excavación por los humanos, con frecuencia, origina fallas.

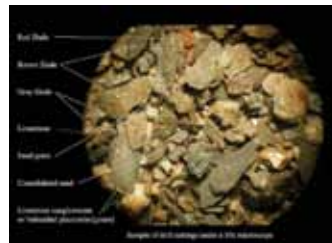


Figura 2. Vista SEM de *shale* típica.

Algunos *shales* forman suelos que absorben y liberan gran cantidad de humedad. Estos pueden expandirse o contraerse considerablemente, lo que origina movimientos periódicos del suelo que aplican considerables esfuerzos en aquellas edificaciones construidas sobre ellos.

La pizarra negra (*black shale*) es rica en carbono no oxidado. Es común en estratos paleozoicos y mesozoicos, donde se depositaron en un ambiente reductor como el hallado en aguas estancadas. Algunas poseen abundantes metales pesados (molibdeno, uranio, vanadio y zinc). Según el tipo de arcilla contenido en su matriz, esta roca puede mostrar propiedades expansibles. Las arcillas contenidas son, sobre todo, caolinita, montmorillonita e illita. Cuando contiene esmectita –una arcilla común en



Figura 3. Afloraciones típicas de pizarras (*shales*).

shales del período Terciario–, la lutita se expande al entrar en contacto con agua dulce.

En rocas más viejas, la arcilla predominante es la illita. La transformación gradual de esmectita en illita produce sílice, sodio, calcio, magnesio, hierro y agua. Estos elementos liberados, al recombinarse forman cuarzo autigénico, pedernal, calcita, dolomita, ankerita, hematita y albita.

Las *shales* y las limolitas contienen aproximadamente el 95% del material orgánico encontrado en todas las rocas sedimentarias, aunque su porcentaje dentro de estas rocas es menor a 1% en masa, en promedio.

Reservorios *shales*

Normalmente, un reservorio convencional está compuesto por cinco elementos:

- **Roca madre:** es la roca en donde se originaron los hidrocarburos.
- **Canal conductor:** es el camino que siguió el hidrocarburo que migró desde la roca madre hasta el actual reservorio.
- **Trampa:** es una falla o roca en donde se detuvo la migración del hidrocarburo.

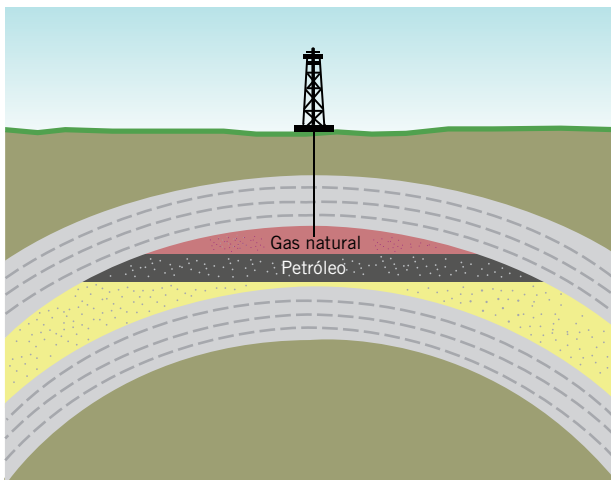


Figura 4. Reservorio convencional de hidrocarburos.

- **Sello:** es una roca impermeable que actúa como sello estanco de la trampa.
- **Reservorio:** es una roca porosa que constituye el lugar de almacenaje del hidrocarburo.

La figura 4 ilustra un reservorio anticlinal clásico que contiene gas y petróleo. La traza de color gris representa un *shale* impermeable que hace de sello.

El gas y el petróleo se originaron dentro del *shale* inferior y luego migraron hacia arriba, buscando la superficie, pero en su camino se encontraron con otro *shale* impermeable que impidió su paso, y quedó formado el reservorio dentro de una arenisca porosa (color amarillo), en donde usualmente hay agua. Luego, los hidrocarburos “flotan” sobre esta cama de agua.

Así, en un reservorio convencional, los hidrocarburos pueden fluir a través de un espacio poroso y ser producidos por un pozo perforado a tal efecto.

A pesar del tiempo transcurrido, la roca madre, que

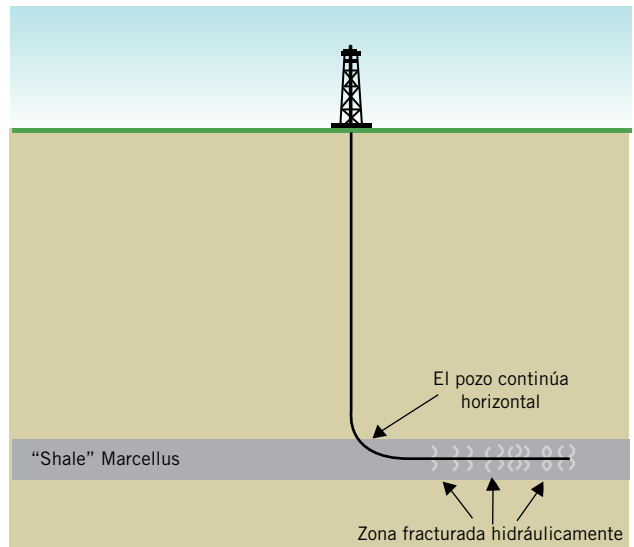


Figura 5. Reservorio no convencional.

posee cierta porosidad, pero tiene una permeabilidad muy baja –del orden de 10^{-3} mD o mucho menos– aún puede poseer enormes cantidades de hidrocarburos encerrados dentro de su matriz, imposibilitados de migrar. Constituye así un reservorio no convencional, al que hay que proveerle de medios para que esos hidrocarburos puedan fluir hacia la superficie. El gas migra a través de las fisuras, por lo tanto, es imprescindible conectar varias de ellas, por algún método mecánico, para poder alcanzar un buen caudal de producción que haga económicamente viable el proyecto. Al contrario de un reservorio convencional, en estos casos los hidrocarburos no flotan sobre el agua.

La figura 5 muestra las nuevas tecnologías que permiten el desarrollo de este tipo de reservorios no convencionales:

- **Perforación horizontal:** con esta tecnología se posibilita la extensión del pozo profundamente dentro de la roca. En algunos casos se han superado longitudes de 3 km.
- **Fractura hidráulica:** mediante esta técnica, una porción del pozo es sellada y un fluido –usualmente a base de agua– es inyectado a gran presión y caudal con el fin de generar fracturas en la roca que rodea al pozo. Con esta técnica se consigue construir una gran superficie de flujo entre el pozo y el reservorio.
- **Combinación de ambas:** el resultado es un reservorio fracturado en varias zonas y atravesado por un pozo de gran longitud.

Propiedades hidráulicas de las pizarras y lutitas (*shales*)

Las características hidráulicas de una roca, como la permeabilidad y la porosidad, reflejan su habilidad para almacenar y transmitir fluidos, tales como líquidos o gases. Los *shales* tienen un tamaño de grano muy pequeño, por lo que originan espacios intersticiales tan minúsculos que los fluidos contenidos en ese tipo de rocas tiene mucha dificultad para permanecer y fluir a través de ella. Así, los *shales* son excelentes rocas sellantes o trampas para gas, petróleo y agua. Aunque los poros de estas rocas son

microscópicos, la gran extensión y espesor de este tipo de formaciones hace que el fluido en ellos retenido posea un gran volumen en conjunto, por lo que su recuperación resulta económicamente interesante en ciertas condiciones de precio y mercado. La perforación y la posterior fractura de estas rocas tienen el objetivo de crear artificialmente el reservorio, mediante el incremento artificial –vía ruptura de la roca– de su porosidad y permeabilidad local.

También, algunas de las arcillas presentes en la roca poseen la habilidad de absorber y almacenar grandes cantidades de fluidos e iones. Esto origina que estas rocas los almacenen o liberen en forma selectiva en ciertas condiciones ambientales, mediante un proceso de deabsorción.

Shale oil

Es el petróleo producido desde un reservorio no convencional cuya matriz es una arcilla o pizarra (*shale*). Su nombre, usualmente, genera confusiones con otros hidrocarburos que son explotados con técnicas mineras convencionales, es decir, mediante excavación y posterior separación mecánica (destilación destructiva) de la matriz orgánica que los contiene, frecuentemente marga o greda, comúnmente utilizada como fertilizante. El *shale oil* constituye un tipo de reservorio formado por una roca madre en el cual el petróleo permanece dentro de la matriz rocosa. El hidrocarburo retenido es del Tipo II (orgánico), y sus propiedades están dentro de las condiciones térmicas que definen un petróleo maduro, lo cual lo diferencia del otro tipo de *shale oil* al que nos referimos en el párrafo anterior.

Estos reservorios usualmente son precursores de los mejores yacimientos de *shale gas*, los cuales suelen tener un reservorio de *shale oil* asociado en niveles superiores (*updip*). Son comunes en ambientes geológicos marinos y lacustres. Algunos ejemplos son los estadounidenses Bakken, Austin, Eagle Ford y Niobrara.

Shale gas

Se llama así al gas natural producido desde una pizarra o esquisto (*shale*). El volumen y el caudal de producción dependen de las características del reservorio y de la roca madre. En términos químicos, es un gas seco que consta de un 90% o más de metano, aunque puede producirse también húmedo, que da origen a alguna recuperación de petróleo liviano por condensación. También puede ser producido en combinación con porcentajes variables de agua.

Los *shales* productores de gas suelen ser ricos en material orgánico y constituyen la roca madre y el sello del reservorio no convencional simultáneamente, con permeabilidades matriciales del orden de 10^{-2} a 10^{-5} mD. Así el gas que migra lentamente puede ser almacenado en un sistema macroporoso local dentro de la *shale*, dentro de los microporos de la roca o puede ser adsorbido dentro del mineral o material orgánico presentes en la matriz rocosa. El sistema macroporoso local de almacenamiento puede ser natural o inducido por acción de una fractura hidráulica. Para que la producción de un *shale* pueda

ser económicamente rentable, es necesario que sea una roca madre competente. Su potencial puede ser evaluado identificando las propiedades de dicha roca, tales como su contenido total de carbono orgánico (COT o TOC), su madurez térmica y su análisis querogénico. Estos indicadores se utilizan para predecir si una roca puede producir gas natural en forma económicamente viable. Posteriores ensayos de producción en pozos ya completados terminarán esta evaluación. Así, no todos los *shales* son verdaderos *shales* y no todos contienen gas.

Resumimos las propiedades principales de un *shale gas*:

- Carbono orgánico total (COT): 2% peso.
- Madurez térmica: 1,1 % Ro (reflectancia).
- Espesor: > 15 metros.
- Sobrepresión: > 0,45 psi/pie.
- Material orgánico: Tipo II (marino).
- Almacenamiento de gas en matriz: evidencias.
- Matriz de sílice o carbonato.
- Bajo contenido de arcilla.
- Baja saturación de agua.
- Roca de sello por encima y debajo del reservorio no convencional.

Pronóstico de producción

La predicción del comportamiento productivo de estos reservorios no convencionales es mucho más compleja que la de los reservorios tradicionales. Usualmente se utilizan familias de curvas para predecir el comportamiento, pero no siempre funcionan. Ello ocurre porque no consideran limitaciones locales naturales de los yacimientos –geológicos y geomecánicos– y de las terminaciones de los pozos. Su optimización se basa en el proceso de “prueba y error”, por lo que requieren grandes inversiones –en tiempo y dinero– para conseguir el *know-how* necesario.



Figura 6. Metodología general.

Los pronósticos extendidos en el tiempo son altamente cuestionables, porque no hay dos yacimientos iguales, aunque estén en la misma área.

Así, los modelos actualmente en desarrollo para estos reservorios no convencionales consideran varios factores, entre ellos se cuentan:

- Las propiedades geofísicas y geomecánicas de la roca.
- Las propiedades del reservorio artificial inducido luego de la estimulación.
- Debe corresponderse con el comportamiento observado.
- Implementa e interpreta la microsísmica registrada.
- Optimiza el diseño del pozo y el desarrollo del campo.
- Provee una predicción inicial del comportamiento productivo.

La ingeniería de reservorio clásica aplicada a los reservorios convencionales podría no ser aplicable a estos casos. En efecto, existen varias limitaciones tales como la relación del volumen en sitio; el balance de materiales; la fluencia, que no se relaciona directamente con el *draw-down* aplicado; no se conoce fehacientemente el efecto de las fracturas naturales y el análisis de la curva de declinación (DCA) es impracticable e incierto. El conocimiento y aplicación de estos factores es el desafío tecnológico que actualmente se está desarrollando.

Otro elemento para considerar es el fenómeno de la deadsorción de hidrocarburos, que originan un movimiento *no-darcy* significativo dentro del reservorio. Su cuantificación depende de varios factores:

- Concentración del querógeno.
- Efecto térmico (Isotérmico).
- Presión del reservorio.
- Presión de fluencia en el fondo del pozo.

Diseño del reservorio artificial

Como se ha notado anteriormente, una de las características de los yacimientos no convencionales es la falta de un reservorio para almacenar los fluidos contenidos dentro de la roca. Para construirlos se debe fracturar la roca, pero ¿cuál es el método más adecuado que permite una optimización en el aprovechamiento de los recursos aplicados?

Para ello se deben considerar los siguientes factores:

- La caída de la presión del reservorio.
 - Permeabilidad.
 - Presencia de fracturas naturales.
 - Geometría de fractura creada (volumen hidráulico).
 - Conductividad de fractura.
- El desarrollo requiere múltiples fracturas hidráulicas estrechamente espaciadas.
 - La mayor caída de presión tiene efecto en la cara de la fractura.
 - La complejidad de la fractura hidráulica induce caídas de presión en puntos múltiples.
 - A una distancia mínima de la cara de la fractura, la presión es la inicial del reservorio.
- Frecuentemente se usan pozos horizontales.

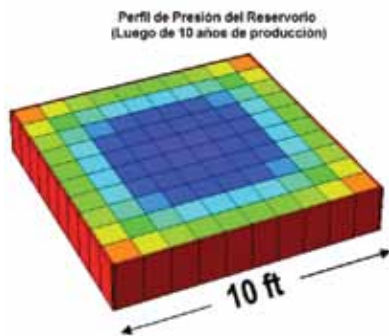


Figura 7. Distribución de la presión dentro de un *shale*. Los bordes rojos están depletados, mientras que la zona azul indica la presión original del reservorio. (ft: pie)

- Perforados en dirección del menor esfuerzo horizontal (σ_1).
- Facilita el emplazamiento y la generación de múltiples fracturas transversales.

Para poder desarrollar el yacimiento, se pueden seleccionar dos soluciones típicas:

1. Perforación de varios pozos verticales cercanos y posteriormente fracturados. Es la solución más económica y rápida. Los pozos deben estar ubicados de tal manera que su espaciamiento sea pequeño, del orden de 30 acres o menos. Esto permite una depletación aceptable aunque el área de barrido no sea eficiente.

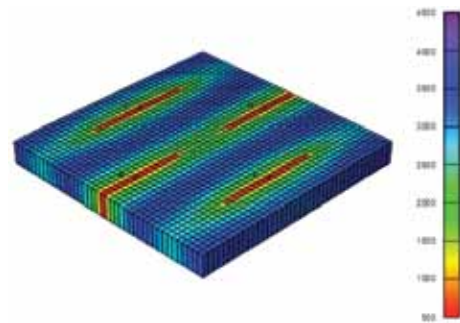


Figura 8. Distribución de la presión después de 30 años con pozos verticales fracturados y 30 acres de área de drenaje.

2. Perforación de pocos pozos horizontales de gran extensión y con fracturas hidráulicas transversales. Es la solución técnicamente más adecuada, aunque su costo es mayor que el caso anterior. A pesar de una compleja terminación, que incluye la realización de varias fracturas transversales, el área de barrido es mucho más eficiente, y permite una mayor depletación del reservorio.

La perforación de un pozo a través de una *shale* es materia que requiere de una explicación más amplia. Como ya dijimos previamente, esta nota está dirigida hacia los métodos de terminación de pozos.



Figura 9. Distribución de la presión después de 30 años con un pozo horizontal con varias fracturas transversales y 15 acres de área de drenaje por fractura.

Shale-Frac: consideraciones sobre el diseño, ejecución y evaluación

Desde la shale compacta hasta el reservorio artificial

Todas las rocas son materiales no homogéneos y anisotrópicos, aún cuando para ciertas aplicaciones –y para simplificación de los análisis– se los considere homogéneos.

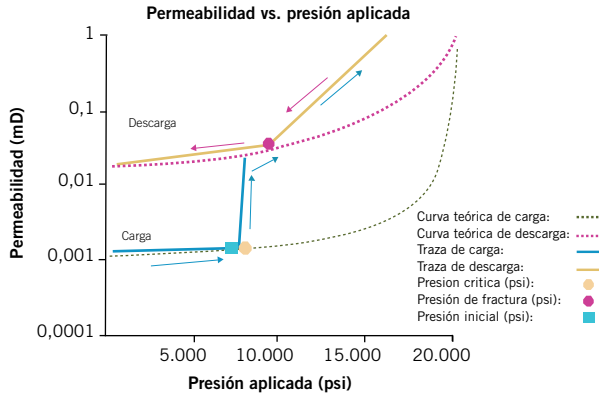


Figura 10. Comportamiento de una roca genérica sometida a carga.

Así, si se somete una roca a una carga uniaxial, tal como muestra la figura 10, la roca fallará a un cierto nivel de carga y se romperá, pero al descargarla, no volverá a su estado inicial, sino que dejará un espacio abierto causado por una deformación permanente. Es decir, tiene un cierto ciclo de histéresis, cuya magnitud depende de las características petrofísicas y mecánicas de la roca. Es justamente esta propiedad la que se aprovechará para crear un reservorio artificial (SRV), mediante una fractura hidráulica inducida.

Diseño de la fractura

Obviamente, para el diseño de la fractura se deben tener en cuenta varios factores que influyen no solo en la creación del reservorio en sí, sino también sobre el comportamiento productivo posterior.

A mayor calidad de datos disponibles, mejores serán los resultados obtenidos. Así, para realizar una correcta evaluación es necesario considerar entre otros:

- La continuidad del yacimiento.
- La fragilidad de la roca.
- Carbono orgánico total (COT).
- Mineralogía (tamaño de la partícula).
- Volumen del SRV.
- Volumen de agua a utilizar en la operación.
- Potencia disponible (entre 25.000 a 60.000 HHP).
- Caudal de bombeo del tratamiento (35 a 100 bpm).
- Una red de fracturas muy compleja.
- Logística y manejo del agua.

Geomecánica

La geomecánica es la base de todo buen diseño de perforación de un pozo y de su posible fractura hidráulica. La anisotropía de la roca determina la dirección general de la fractura. En el caso de una arenisca o un carbonato (Caso 1, figura 11), esta es paralela al esfuerzo máximo

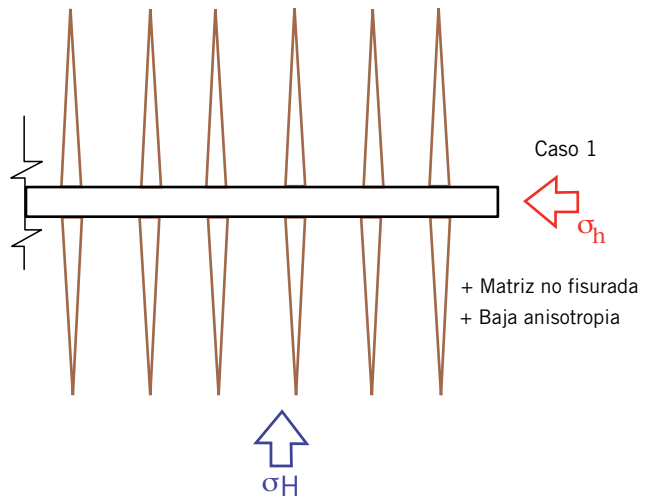


Figura 11. Fracturas ortogonales en una matriz de baja anisotropía (arenisca).

horizontal (σ_h), ya que la anisotropía no es alta (ausencia de fisuras en la matriz rocosa).

En cambio, en una shale, donde la anisotropía es alta y suelen existir varios planos de clivaje o ruptura que forman una red (Caso 2, figura 12), la orientación cambia pues la fractura tiende a propagarse por estos planos. Así, en el caso de pozos horizontales con fracturas ortogonales, estas pueden llegar a ser longitudinales o albeadas, casi paralelas a la dirección del pozo.

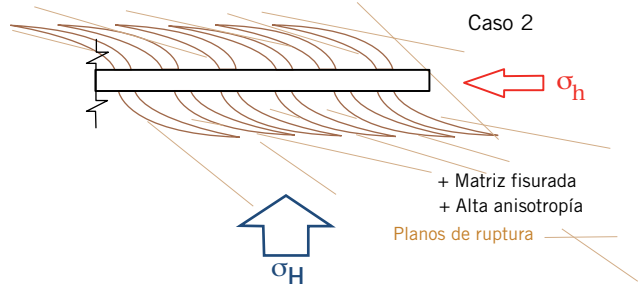


Figura 12. Fracturas albeadas en una matriz de alta anisotropía (shale).

Por lo tanto, para evaluar y cuantificar la anisotropía de una roca, es necesario tomar núcleos o coronas de ella y realizar ensayos geomecánicos. Desde el punto de vista de la anisotropía, la dirección de extracción del núcleo es muy importante, ya que las propiedades mecánicas difieren en gran magnitud en los tres ejes principales. Esto origina un estrés adicional en la roca, cuyo valor puede ser tan grande como para desviar la dirección de la fractura.

Así, el esfuerzo horizontal mínimo por anisotropía puede estimarse aplicando la siguiente ecuación:

$$\sigma_{h-aniso} = \frac{E_h}{E_v} \times \frac{\nu_v}{\nu_H} \times (\sigma_v - \alpha P_r) + \alpha P_r$$

Y el esfuerzo horizontal mínimo isotrópico:

$$\sigma_{h-iso} = \frac{\nu}{(1-\nu)} \times (\sigma_v - \alpha P_r) + \alpha P_r$$

Si se aplican las ecuaciones a un ejemplo de una *shale* arcillosa (Módulo de Poisson = 0,26 a 0,30) en comparación con una arenisca (Módulo de Poisson = 0,15 a 0,20), podremos ver que en el caso de la arcilla, la diferencia de esfuerzo mínimo horizontal (σ_h) entre los casos isotrópico y anisotrópico puede llegar a ser mayor al 50%, mientras que en una arenisca esta en el orden de un 10%.

Esta es la razón por la que las lutitas o *shales* son más difíciles de fracturar que las areniscas o carbonatos, a pesar de que su Módulo de Young es, a menudo, mucho menor. Así el impacto de la presencia de fracturas naturales (fisuras) y una gran anisotropía en la roca originan:

- Propagación de fracturas normales al esfuerzo horizontal máximo (σ_H).
- Un esfuerzo horizontal diferencial por anisotropía muy bajo.
- Amplia red de fracturas secundarias (nube de fracturas).

Espaciamiento

El punto anterior nos lleva a otro gran interrogante para hacerse durante el diseño: ¿cuál será el espaciamiento óptimo entre fracturas, a lo largo de un pozo horizontal? Este depende de las propiedades mecánicas de la roca, especialmente del incremento en el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) que requiere abrir una fractura adyacente a otra ya abierta.

La tabla siguiente da idea del incremento del esfuerzo en función de la distancia media entre fracturas considerando una roca de $E= 3 \times 10^6$ psi y un ancho hidráulico generado de 0,05 pulgadas.

Espaciamiento (pies)	Incremento del estrés (psi)
1	12.500
10	1.250
25	500
50	250
100	125

Tabla 1. Incremento del esfuerzo en función del espaciamiento.

Usualmente, por razones de completación selectiva, el espaciamiento entre fracturas está en el orden de 100 pies (30 metros) mínimo.

Para hacer espaciamientos menores sin comprometer la integridad del pozo, en la actualidad suele utilizarse un tipo de terminación en dos pozos horizontales, cercanos y paralelos que son fracturados al mismo tiempo (*Simul-Frac*), intercalando las fracturas en ambos pozos. Esto permite inducir reservorios (SRV) muy grandes con una amplia área de drenaje, tal como puede observarse en la zona inferior de la figura 13. Es interesante observar el registro microsísmico que denota una especie de “pulverización” de las fracturas, que origina un gran reservorio artificial (SRV).

Por otra parte, el espaciamiento tiene que considerar el área de drenaje estimada para cada fractura. Si bien ubicar muchas fracturas a lo largo de un mismo pozo podría suponer un efecto multiplicador sobre la producción esperada, sin embargo, en realidad, tiene un límite práctico, ya que reducir mucho el área de drenaje de cada una de las fracturas múltiples –ubicando un gran número de fracturas adyacentes– no significa que el pozo vaya a



Figura 13. Registro microsísmico de un *Simul-Frac*.

incrementar su producción en forma acumulativa con el número de fracturas.

En efecto, la figura 14 nos muestra tres casos de áreas de drenaje consideradas: 120 acres (línea roja); 90 acres (línea azul) y 80 acres (línea verde). Tomando como base 120 acres, reducir un 25% el área de drenaje (acercando el distanciamiento de las fracturas), tiene un gran efecto sobre la acumulada, pero al reducirlo aún más (80 acres), el beneficio de la acumulada de producción diferencial no es evidente, y puede significar un extra en la inversión al tener que realizar una o dos fracturas extra.

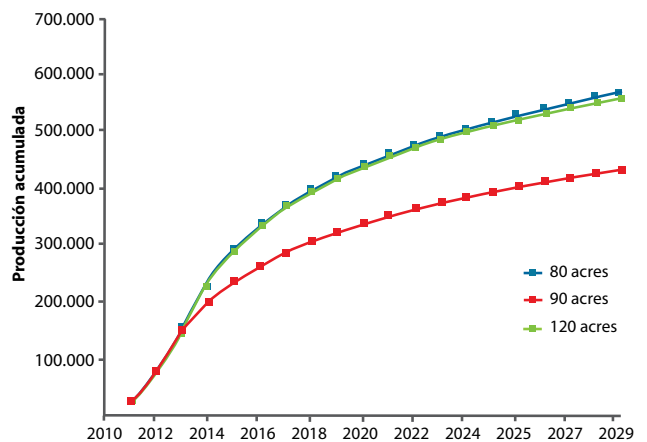


Figura 14. Curvas de producción acumulada para tres casos de áreas de drenaje.

Conductividad de fractura

La baja permeabilidad de estos tipos de reservorio origina que los valores de conductividad de fractura adimensional (F_{CD}) sean muy grandes. Ahora esto no es una indicación de que la conductividad de la fractura sea la correcta para una adecuada producción.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{12k_e X_F}$$

En efecto, para construir la conductividad de la fractura (numerador de la ecuación) no solo hay que crear el SRV, sino también dejar el canal de contacto entre él y el pozo lo más abierto y limpio posible. Luego, se debe ser

muy cuidadoso en la selección de fluidos de fractura y los agente de sostén por utilizar. Estos temas trataremos más adelante.



Figura 15. Fractura en una *shale* arcillosa (lutita) con y sin agente de sostén.

Otro factor para tener en cuenta en este caso es el efecto del empotramiento. Usualmente las *shales* tienen un comportamiento plástico, con un Módulo de Young bajo, lo que aumenta el efecto negativo del empotramiento, que resulta en un ancho de fractura efectivo mucho menor que el diseñado, especialmente en aquellas fracturas diseñadas como “*Monolayer*”, es decir, con una sola capa de agente de sostén que soporta a la roca.

La figura 15 es un ejemplo. A la izquierda puede verse la fractura “*Monolayer*” y a la derecha, la misma fractura luego de remover el agente de sostén, lo que muestra el efecto del empotramiento del agente de sostén en la roca.

Microsísmica

La microsísmica es una poderosa herramienta que se utiliza no solo para registrar la evolución de la fractura en tiempo real, sino como herramienta de evaluación.

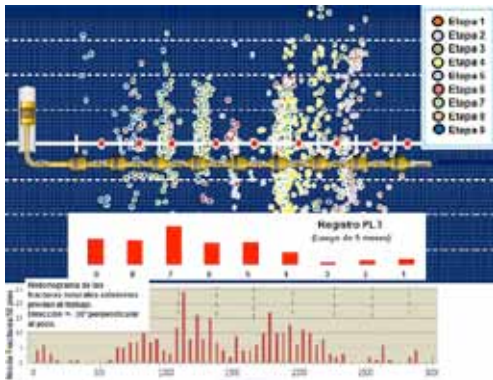


Figura 16. Microsísmica vs. PLT.

De la figura podemos sacar varias conclusiones interesantes:

- Los eventos microsísmicos usualmente no tienen correspondencia con el resultado de la producción del pozo.
- No todos los eventos microsísmicos se corresponden con la presencia de fluido, es decir, no se correlacionan con SRV.
- Existe una gran correspondencia entre la producción obtenida y la presencia de fracturas naturales (fisuras) en la roca previa a la fractura hidráulica.
- Las fracturas transversales no se comportan en forma similar a pesar de haber sido igualmente diseñadas y



realizadas en todos los casos. Esto denota diferentes condiciones de esfuerzos dentro de la matriz, que influyen en el SRV creado.

Evaluación posfractura

Durante la evaluación posterior, se deben tener en cuenta varios factores que afectan el proceso productivo.

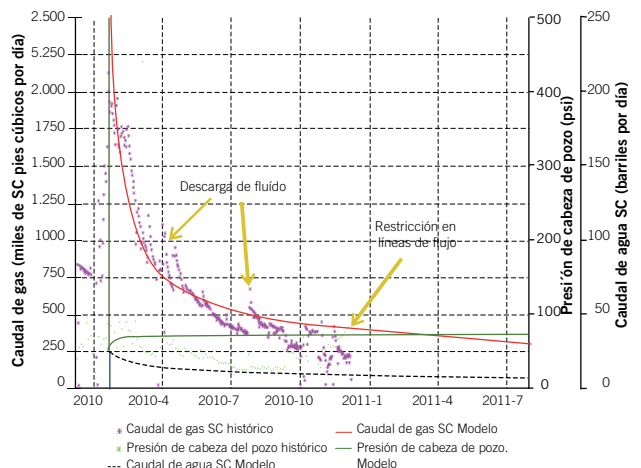


Figura 17. Curva de producción típica.

La figura 17 nos muestra una curva de producción típica de un pozo completado y fracturado en un reservorio no convencional. Así podemos notar que la tendencia inicial se ve fuertemente influenciada por:

- La descarga (limpieza) del fluido utilizado para las fracturas.
- Restricciones en las líneas de producción en superficie.
- Interacción (interferencia) con otros pozos o formaciones a través de fracturas naturales (fisuras). ■

Agradecimientos

Los autores agradecen las contribuciones del Lic. Carlos Salva, del Ing. Germán Paniagua y del Ing. Nicolás Roldan, por los aportes para mejorar esta nota.

Nota del editor: este artículo es parte de uno más extenso. El resto se irá publicando más adelante, dado su nivel explicativo e interés.

Simbología, significado, unidad/dimensión

μ_g : Viscosidad del gas (cPo)
A: Área de flujo (pie²)
FCD: Conductividad adimensional
H: Espesor útil de la formación (pies)
Kfw: Conductividad de la fractura (mD/pie)
 k_g : Permeabilidad relativa al gas (mD)
Kh: Permeabilidad horizontal (mD)
KMSC: Miles de metros cúbicos estándar
Kv: Permeabilidad vertical (mD)
N: Potencia hidráulica (HHP)
P: Presión de bombeo en superficie (psi)
PPA: Libras de agente de sostén por galón de fluido
Pres.: Presión del reservorio (psi)
Pwf: Presión de fluencia en fondo (psi)
Q: Caudal de bombeo (bpm)
Qg: Producción diaria de gas (SCF/día)
Q_gc: Producción de gas acumulada (MSCF o MSCM)
Re: Radio de drenaje del reservorio (pies)

Rw: Radio del pozo (pies)
T: Tiempo de producción (días)
Tres: Temperatura absoluta del reservorio (°R)
TSCF: Trillón de pies cúbicos estándar
V: Velocidad de flujo (pie/día)
X_f: Longitud efectiva de fractura (pies)

Bibliografía

Shale Gas: Focus on Marcellus Shale, OGAP/Earthworks Marcellus Shale Report, 12/2008).
BJ Services Co., *Shale Frac presentation*, February 2010.
Blanco Ybáñez, Alberto J. Ing., *Fractura Hidráulica: El Proceso Completo*, 2010.
Blanco Ybáñez, Alberto J. Ing. y Dr. Ing. Julio Vivas Hohl, *Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología*.
Central Energy Team, USGS, *Geology and Assessment of Unconventional Gas and Oil Resources*, June 2010.
Economide, Michael J. and Kenneth G. Nolte (eds.) *Reservoir Stimulation*, John Wiley & Sons LTD, 2003.
Engelder, Terry Dr., *Marcellus Shale Formation*, Penn State University, January 2009.
Fisher, K., "Barnett Shale fracturing fairways aid E&P: Production is improved by enhancing complex natural fractures", *World Oil*, August 2006.
Giusiano, A. E.; J. Alonso, G. Chebli y G. Ibáñez, *Shale Gas en la Provincia de Neuquén*, Sec. de Hidrocarburos, Energía y Minería Neuquén & Phoenix Oil & Gas, S.A., mayo 2011.
Sorenson, Federico, *Enfoque Multidisciplinario como metodología para el desarrollo de yacimientos no-convencionales*, HES, septiembre 2011.
Texas Water development Board, *Water use in Barnett Shale*, October 2009.
US Dept. of Energy and others, *Modern Shale Gas development in the US: A Primer*, April 2009.
Vassilellis, George & Carlos Sanz, *Shale Engineering*, BHI, September 2011.
Wates, George, *Completion of shale gas reservoirs*, SPE, 2011.