

Introducción al *Tight Gas*

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez*
(AB Energy Argentina S.L.)
y *Dr. Tech. Ing. Julio Vivas Hohl*
(GEMAT y AB Energy Argentina)

En momentos en que de lo que más se habla es de los no convencionales, con acento en el *shale gas*, o en la recuperación asistida de los yacimientos maduros, *Petrotecnia* vuelve sobre el *tight gas*, que viene colaborando en un alto porcentaje de la producción actual.

Se denominan “*Tight gas*” a formaciones de arenas masivas productoras de hidrocarburos de muy baja permeabilidad; aunque la misma definición cabe para reservorios de carbonatos de similares características. Este tipo de reservorios suele considerarse “no convencional”, ya que su desarrollo requiere mayor esfuerzo intelectual y técnico.

Usualmente, son productores de gas seco, aunque pueden producir también petróleo liviano de baja densidad, si bien en este último caso la recuperación económica del fluido requiere de grandes inversiones y no siempre resulta rentable en el largo plazo. Para desarrollar esta publicación, se considerará el caso de “*Tight gas*” solamente.

Este tipo de reservorios comenzó a explotarse en los años ‘70 del siglo pasado. Debido a su baja permeabilidad, para una recuperación rentable requería de costosas fracturas hidráulicas que a su vez exigían créditos impositivos por parte del gobierno de Estados Unidos, ya sea estatal o federal, para compensar en forma parcial los altos costos de explotación. Así, la definición de “*tight*” es más política que petrofísica o geológica. De acuerdo a ello, se define como “*Tight Gas Reservoir*”: “Todo aquel reservorio de gas cuya permeabilidad promedio estimada sea menor a 0.1 md”.

Actualmente, esta definición es mucho más compleja, ya que se involucran también factores económicos, y no solo las características petrofísicas.

Así, no existe un reservorio típico de “*Tight gas*”. El mismo puede ser profundo o somero, de alta o baja presión, de alta o baja temperatura, homogéneo o fisurado, extendido o lenticular y puede contener, o no, múltiples capas productivas.

Introducción

En general, un pozo vertical perforado a través de este tipo de formaciones debe ser estimulado exitosamente para permitir la producción de gas a caudales y volúmenes comerciales. Usualmente, se requiere una fractura hidráulica muy grande. En aquellos reservorios fisurados puede utilizarse la alternativa de perforar un pozo horizontal de gran extensión (*Extended reach horizontal well*) o realizar extensiones multi-laterales para mejorar el área de contacto entre pozo y reservorio. No obstante, en la mayoría de estos casos, se necesitan realizar fracturas hidráulicas.

Normalmente, para el adecuado desarrollo de estos reservorios, se requiere un gran equipo multidisciplinario de trabajo que incluya petrofísicos, geólogos e ingenieros. Mucho más grande que el necesario para el desarrollo de un reservorio convencional de mayor permeabilidad.

Desde el punto de vista físico, la ecuación de *Darcy* para flujo radial estable de gas nos muestra la relación entre los diferentes factores que influyen en la producción.

$$q = 7,02 \times 10^{-4} \frac{kh(p^2 - p_{wf})}{\mu Z T (\ln 0,472 \frac{r_s}{r_w} + S)}$$

Del análisis de la misma, puede inferirse que para que una formación de baja permeabilidad produzca a caudales adecuados económicamente, la formación no solo debe tener una buena presión de reservorio, sino que también debe poseer una buena área de flujo, es decir, o que un pozo muy grande la atraviese, o que sea una roca cuyo es-

pesor productivo sea apreciable. Este es el principal factor que diferencia a una formación rentable de una no rentable. Por eso se habla de “Formaciones masivas”, con un espesor muy grande de roca productiva -usualmente mayor a 50 m verticales- que debe estar expuesto al pozo.

Para conseguir esa gran área de flujo se utilizan diferentes técnicas, a saber:

- Estimulación matricial
- Fractura hidráulica
- Pozo horizontal de gran extensión
- Pozos multilaterales

La utilización de cada una de ellas o de una combinación de dos o más, depende del balance económico entre la inversión (CAPEX) y el resultado productivo.

Además, debe tenerse en cuenta la ubicación geográfica del reservorio, ya que la variación regional de los precios del mercado, tanto para la inversión como para la venta del producto, impactan drásticamente sobre la rentabilidad del proyecto.

El “Triángulo de recursos”

Este concepto fue desarrollado por *Masters* en 1979, y representa una forma muy didáctica y rápida de evaluar cualquier recurso, minero o de otro tipo. El concepto se basa en que los recursos están distribuidos normalmente en la naturaleza. Nos sirve para estimar la inversión que debemos hacer para producir un determinado recurso de acuerdo a su abundancia y condiciones de extracción. La figura 1 representa dicho triángulo, adaptado a los reservorios de gas.

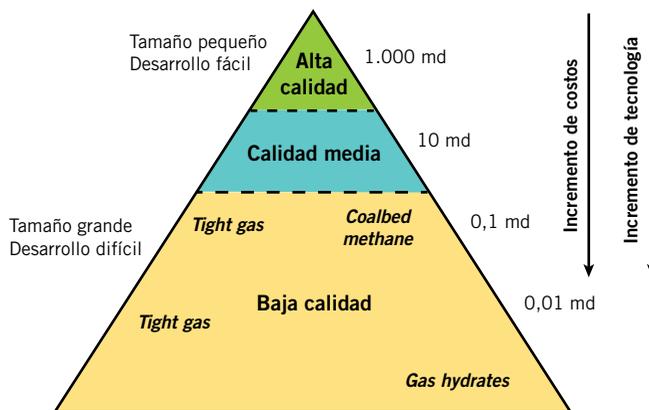


Figura 1. Triángulo de recursos para Gas Natural.

Así, podemos ver que a medida que nos alejamos del vértice superior, adonde el recurso muestra su mejor característica, las propiedades del reservorio desmejoran, incrementándose al mismo tiempo, la inversión necesaria para recuperarlo económicamente. En este caso, la permeabilidad disminuye a medida que nos acercamos a la base. Al mismo tiempo, el volumen bruto del reservorio se incrementa, haciendo que el volumen recuperado estimado sea posiblemente mayor en los peores casos que en los mejores. Por eso es muy importante el cálculo de reservas recuperables en los casos de “*Tight Gas*”. Conociendo el volumen entrampado en los reservorios de buena calidad, es posible estimar el volumen de los de baja calidad.

Esto significa que estos reservorios de baja calidad (baja permeabilidad) requieren de mejores tecnologías y de precios ajustados a este tipo de formación, para que la producción sea económicamente rentable.

Consideraciones del reservorio

Es necesario desarrollar un modelo de reservorio adecuado para poder realizar un óptimo proyecto de producción. Para ello, es necesario recabar y analizar diferentes conjuntos de datos geológicos y corroborarlos a medida que se realiza el desarrollo del campo para optimizar la imagen del mismo.

1. Geología

Los parámetros más importantes desde el punto de vista del "Tight Gas" son los regímenes estructurales y tectónicos, el gradiente térmico regional y el gradiente de presión regional. El conocimiento en detalle de la estratigrafía es esencial para la etapa de planificación del pozo.

2. Continuidad del reservorio

Es el parámetro más difícil de evaluar en este tipo de formaciones. Es de especial importancia estimar la forma del área de drenaje y su extensión. Esto afecta no solo el diseño de cada pozo individual, sino también la ubicación y la extensión de los mismos.

En reservorios de muy baja permeabilidad, alcanzar el estado de producción pseudo-estable (*Pseudo-steady state*), cuando los efectos de barrera comienzan a sentirse (Inicio de la depletación del pozo), puede requerir muchísimo tiempo, quizás años. Luego, una estimación adecuada de las reservas contenidas, es crítica en la etapa de planificación. Es necesario disponer de sólidos y profundos conocimientos para estimar un adecuado estudio de la diagénesis y deposición de las rocas, con el fin de estimar la forma y extensión del reservorio.

Cuando el reservorio tiene continuidad, el área de drenaje está condicionada por la ubicación y número de los pozos perforados, la extensión de las fracturas hidráulicas realizadas y el tiempo de producción.

Si, por el contrario, el reservorio es lenticular o compartimentado, el área de drenaje está limitada por el volumen de cada lenticula o cada compartimiento en particular y no solo por el volumen de la fractura.

3. Tectonismo regional

La actividad tectónica durante la deposición puede afectar la continuidad y morfología del reservorio. Adicionalmente, el campo de esfuerzos horizontales aplicado sobre la roca también se ve afectado, generando fallas y fisuras que influyen en los parámetros de perforación y en la propagación de la fractura hidráulica.

4. Presencia de capas

Normalmente, este tipo de reservorios se caracteriza por la presencia de varias capas cuasi-paralelas, conformadas por arenas, sedimentos, arcillas (*shales*) y lodos. Este tipo de reservorios debe ser completamente caracterizado, incluyendo las rocas ubicadas fuera de la zona de interés. Todos los datos geomecánicos de las mismas se necesitan para diseñar la fractura con un software 3D y estimar, lo más acertadamente posible, la producción post-fractura.

En general se utilizan núcleos, ensayos de laboratorio, perfiles eléctricos y geológicos (logs), ensayos de pozo, registros de perforación y datos de pozos cercanos.

5. Geomecánica

La gran mayoría de los reservorios “*Tight Gas*” poseen un gran espesor. La fractura debe atravesar verticalmente todos los estratos que la componen. Por lo tanto, el conocimiento ajustado de las propiedades mecánicas de cada tipo de roca contenida dentro y fuera de la zona de interés es esencial para el diseño de una adecuada fractura hidráulica.

El conocimiento del campo de esfuerzos *in-situ*, del Módulo de Young y de la relación de Poisson, son críticos para dicho fin.

6. Distribución de la permeabilidad

Usualmente la distribución de la permeabilidad en las rocas gasíferas contenidas en una cuenca es normal.

Para ilustrar este hecho, en la figura 2 se ve que el comportamiento de la distribución de la permeabilidad para cuatro diferentes cuencas es semejante. En efecto, la permeabilidad media varía en un rango entre 0.03 a 0.08 md, mientras que la media aritmética varía entre 0.2 a 7.4 md. La permeabilidad media es el mejor valor para usar en la estimación del caudal de producción.

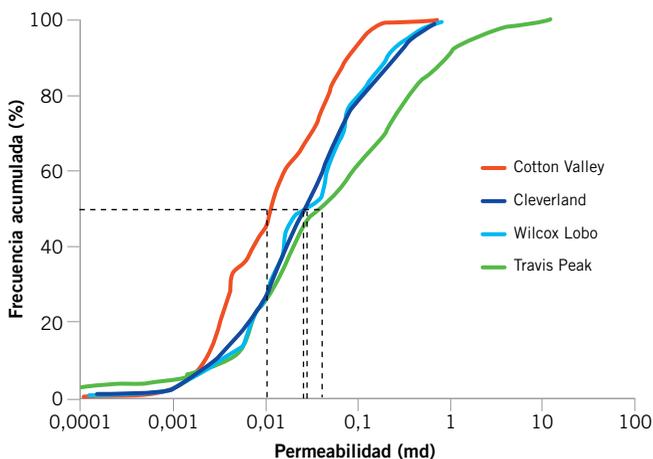


Figura 2. Comparación de la distribución de la permeabilidad para cuatro distintas formaciones de “*Tight Gas*”.

Consideraciones sobre el diseño de la Fractura hidráulica

1. Geomecánica

Cuando se carga un software 3D de fractura con datos, deben introducirse las características mecánicas de todas las rocas de cada capa del reservorio (ver figura 3).

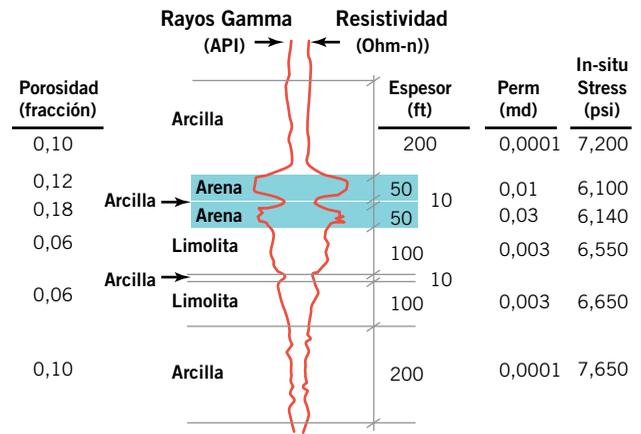


Figura 3. Datos requeridos capa por capa para evaluar la geomecánica de la formación y diseñar el tratamiento de fractura.

Normalmente, la fractura se inicia en la arena y va propagándose verticalmente hasta que encuentra una barrera suficientemente fuerte como para detener la migración vertical e inducir la propagación horizontal.

Usualmente, las arenas sucias (arenas sedimentarias y arcillosas) no constituyen barreras competentes, porque su resistencia es similar a las de las arenas que yacen adyacentes a ellas. En cambio, las arcillas de tipo marino (*Sea Shales*), con un espesor apreciable, suelen tener esfuerzos de confinamiento mayores que las arenas, y pueden detener el crecimiento vertical, constituyendo barreras muy fuertes.

Las capas de carbón (*Coal Seams*) también pueden prevenir el crecimiento vertical, pero estas trabajan por deformación, ya que su Módulo de Young es muy bajo y su relación de Poisson es alta. Como es una roca impermeable, a pesar de presentar una red de fisuras (*Cleats*), el fluido de fractura no puede migrar y así queda confinado, limitando la propagación vertical.

2. Apuntalantes

Desde el punto de vista del diseño de la fractura, cuando enfrentamos una formación de “*Tight Gas*”, lo más importante es proveer un área de flujo gigantesca, más que una buena conductividad. Así, las altas concentraciones de apuntalante no son críticas para el diseño, ni tampoco el efecto “*Tip Screen-Out*” (rotura por flujo concentrado). En todo caso, se puede diseñar una operación con alta concentración (mayor a 6 PPA) en la etapa final, con el objetivo de proveer una óptima interface fractura/*wellbore* (pared del pozo) para evitar problemas de turbulencia cuando el gas atraviese esta zona. Eso sí, el apuntalante utilizado debe ser de excelente calidad, prefiriéndose los cerámicos de alta resistencia, que soporten las presiones de cierre en el largo plazo, alargando la vida productiva del pozo.

3. Fluidos de fractura

Debido a las características de las rocas componentes de la formación “*Tight Gas*”, caracterizada en la mayoría de los casos por un Módulo de Young alto, la fractura generada suele ser larga y angosta. Este hecho hace que la limpieza del canal inducido sea crítica para poder generar una buena conexión entre reservorio y pozo.

Es por ello que el fluido de fractura debe ser lo más limpio posible, minimizando la posibilidad de dejar restos del gel no quebrado en su interior. Además, debe ser económico, amén del alto volumen a utilizar.

Bajo esta premisa, los fluidos más idóneos son los espumados o energizados con Nitrógeno (N₂) o Dióxido de carbono (CO₂). El parámetro que determina el uso de una u otra opción es la profundidad del pozo y la calidad de espuma. A mayor calidad de espuma, más limpio es el fluido, pero menor la concentración de apuntalante que se puede colocar dentro de la fractura.

En aquellas locaciones donde esta opción no sea factible, principalmente por dificultades logísticas o de disponibilidad de equipamiento adecuado, se debería optar por los fluidos viscoelásticos o Metanol gelificado (dos opciones muy costosas y en el segundo caso peligrosa para el medio ambiente), o por los geles reticulados convencionales de baja carga polimérica.

4. Consideraciones de diseño

El principal objetivo de la fractura en "Tight Gas" es crear un área de flujo lo más grande posible; luego, no se debe optar por la técnica del "Tip Screen-Out" por dos razones: el bajísimo filtrado -de dimensiones del orden de 10⁻⁴- hace muy difícil alcanzarlo y, segundo, no queremos generar una gran conductividad porque para este tipo de reservorio no es un factor crítico. No obstante, debemos señalar que en el caso de que el gas producido sea húmedo, con generación de condensado, o que el reservorio contenga petróleo, en este caso se debe generar una buena conductividad, además del área de contacto.

Usualmente, durante la prueba de Minifrac es difícil estimar el Esfuerzo Mínimo Horizontal –o Presión de Cierre-. Para ello, se debe contar con un adecuado equipo para controlar el "Flowback" (flujo de retorno) posteriormente a la prueba de inyectividad. El test de calibración debe hacerse con un fluido monofásico (las espumas y fluidos energizados no se usan para este propósito) igual -o similar- al que se usará durante la fractura definitiva. La alta viscosidad del mismo y el escaso filtrado originado por la baja permeabilidad de la roca, hacen muy difícil estimar el verdadero Coeficiente de *Leak-off* (pérdida de fluido) y, por ende, el rendimiento del fluido, que en estos casos suele ser superior al 50%, que resulta en un diseño de bajo volumen de colchón, menor al 30% del volumen de tratamiento total. La recomendación es ser generoso con el volumen de colchón, ya que lo que nos importa es la propagación horizontal de la fractura y no el llenado total de la misma.

Para poder tener una buena estimación del Coeficiente de *Leak-off*, se requiere mantener el pozo cerrado un largo tiempo. Esto es posible si la adquisición de la declinación de presión de fondo de pozo se realiza con registrador de fondo, que se debe recuperar luego del Minifrac para hacer el análisis del mismo. Generalmente esto no se hace y se lo deja para recuperarlo posteriormente a la fractura.

Normalmente, el registro de la declinación de presión se hace en superficie, registrando la presión en el cabezal del pozo. En este caso, el tiempo de registro está limitado

por efecto de la temperatura. En efecto, cuando el fluido contenido en el pozo se calienta, la presión ya no declina y las lecturas son irrelevantes para el análisis.

Debido al escaso filtrado de fluido, es común que el tiempo de cierre de la formación posterior a la fractura sea demasiado extenso, provocando la caída del apuntalante dentro de la fractura, que resulta en una pobre distribución areal de la misma. Para evitarlo, se aconseja aplicar la técnica del "Cierre forzado" al terminar la fractura. Otro elemento que ayuda a mejorar la distribución es combinarlo con un ajuste de la cantidad de quebrador de gel agregado, de tal manera que el fluido de fractura se "quiebre" rápidamente después de finalizar el bombeo del tratamiento.

5. Validación geomecánica

Es una buena práctica validar la geomecánica de las rocas afectadas por la fractura al realizar el análisis de Minifrac. Para ello, es necesario tener un dato adicional: la altura de fractura generada.

La Presión Neta generada dentro de la fractura es íntimamente dependiente de los coeficientes elásticos de la roca (Módulo de Young y Relación de Poisson) y de las otras dimensiones de la fractura, es decir, la altura y la longitud.

$$P_{NET} \sim \left[\frac{E^3}{Hf^4} \dots Xf \right]^{0,25}$$

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)}$$

Como la Presión Neta puede estimarse si se conoce la Presión de Cierre, luego si podemos medir la altura de fractura, podemos estimar el valor del Coeficiente Planar (E'), cuyo valor es similar al del Módulo de Young para los valores de Relación de Poisson normales en estas rocas (0.15 a 0.25).

Con este dato, podemos recalibrar la distribución geomecánica del punto (1) y ajustar el diseño de fractura y el correspondiente programa de bombeo.

Completación del pozo

Generalmente, al diseñar la completación de estos pozos, se presentan dos casos típicos:

- Las diferentes capas productivas no están muy separadas unas de otras.
- Las capas productivas están separadas por una apreciable distancia.

En el primer caso, se puede diseñar una única fractura que atraviese verticalmente todas las zonas y luego producir las en conjunto (*Commingle*d). Usualmente, esta práctica es preferida para pozos de gas porque resulta en mejor depleción del reservorio, es decir, la producción acumulada real suele ser mayor que la estimada.

En el segundo caso, si se desea hacer una sola fractura que abarque todo el espesor vertical de la formación, deben seleccionarse cuidadosamente la ubicación y longitud de los punzados, de tal manera de proveer un cierto mecanismo de desvío de la fractura de forma que todas las zonas queden fracturadas por igual. Esta técnica se llama "Entrada Limitada".

También se puede dividir el tratamiento en varias etapas, utilizando herramientas de servicio o completaciones especiales para fracturar todas las zonas selectivamente.

Evaluación Post-Fractura

Para evaluar la producción luego de fracturar el pozo, una vez terminado el período de limpieza de la fractura, es necesaria una buena comprensión de los patrones de flujo que se presentan a lo largo de la producción del pozo.

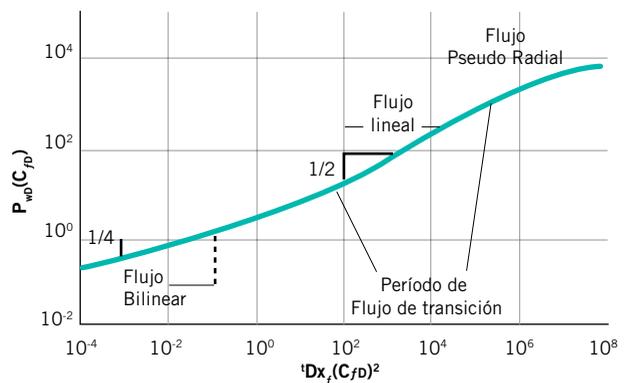


Figura 4. Respuesta de una fractura vertical de conductividad finita mostrando varios regímenes de flujo.

El principal problema que se presenta es la baja permeabilidad del reservorio.

En un reservorio que contenga una fractura de conductividad finita, se pueden distinguir tres regímenes de flujo característicos luego de una fractura hidráulica, a saber:

1. Régimen Bilineal
2. Régimen Lineal
3. Régimen Pseudo-radial

Los dos primeros son considerados "transitorios", y pueden ser definidos en función del "Tiempo Adimensional" como parámetro (figura 4).

$$t_D = \frac{2,64 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_f X_f^2}$$

Es necesario alcanzar el inicio del Régimen Pseudo-radial para estimar la bondad de la fractura. La ecuación nos dice que para reservorio de permeabilidad muy baja, el tiempo para alcanzar el régimen estable es sumamente prolongado. Luego, para analizar el comportamiento de la fractura, es necesario aplicar técnicas de análisis transitorio.

Régimen Bilineal: Es el régimen inicial de producción. Se presenta cuando se abre el pozo y se "descarga" la fractura. El fluido producido va primero linealmente desde el reservorio a la fractura y desde esta al pozo. Como es un régimen transitorio, no es posible analizar el comportamiento de la presión de fluencia en fondo a lo largo del tiempo con un gráfico semi-logarítmico (*Horner*), sino que debe hacerse con un gráfico log-log (Log DP vs. Log DT). En este caso, se genera una línea recta con pendiente ascendente (positiva) igual a 0.25 aproximadamente. Analizando los datos en un gráfico cartesiano DP vs DT^{0.25}, se



puede deducir la conductividad de la fractura, ya que la pendiente de la porción recta es proporcional a la conductividad de fractura (C_f).

El principal problema es que usualmente este régimen dura muy poco tiempo y desaparece posiblemente en el período de limpieza del pozo.

Régimen Lineal: Este es el régimen que continúa al bilineal. En el mismo, el fluido pasa desde la cara de la fractura hacia el pozo como si el canal conductor no existiese, ya que la caída de presión a lo largo del mismo es despreciable. Es como si el pozo se extendiese a lo largo de la fractura.

Este régimen transitorio se caracteriza por una línea recta de pendiente ascendente (positiva), de valor igual a 0.50 aproximadamente en un gráfico Log DP vs. Log DT.

Usualmente, este comportamiento se presenta si el valor de la Conductividad Adimensional de Fractura (C_{fd}) es mayor a 80, caso contrario se pasa del bilineal directamente al Pseudoradial. Analizando los datos en un gráfico cartesiano DP vs $DT^{0.5}$, se puede deducir la extensión efectiva de la fractura, ya que la pendiente de la porción recta representa a la longitud de fractura (X_f).

El gran problema es que, debido a la baja permeabilidad del reservorio, es necesario un prolongado tiempo de producción -meses o años- para llegar a este período.

Régimen Pseudo-radial: En caso de llegarse a este período, el mismo nos permitirá calcular el daño aparente de la fractura (como un *skin* negativo), lo que a su vez permite estimar el incremento de producción real (J/J_0) y la distancia hasta las barreras del reservorio.

Estimación de reservas

Normalmente, los métodos usados para estimar reservas en reservorios convencionales no sirven para reservo-

rios "Tight Gas". El mejor método consiste en analizar los datos de producción usando las curvas de declinación, o simuladores de reservorios con un modelo semi-analítico, o un simulador numérico para emular la curva de declinación real que presenta el reservorio.

Conclusiones

Las características de los reservorios "Tight Gas" varían considerablemente, y están controlados por las condiciones económicas dadas en el momento de su explotación.

A pesar de que su mayor desarrollo se ubica en América del Norte, el acontecer de los mercados al compás de precios, demanda y costos hacen que su exploración y explotación se extienda al resto del mundo.

Su desarrollo no es sencillo, y requiere de un considerable esfuerzo técnico-operativo y financiero. ■

Nomenclatura

c_t	=	Compresibilidad Total (psi ⁻¹)
E	=	Módulo de Young (psi)
E'	=	Módulo Planar (psi)
h	=	Espesor Neto (pie)
H_f	=	Altura de fractura (pies)
k	=	Permeabilidad (md)
p	=	Presión del reservorio (psi)
p_{wf}	=	Presión de fluencia en fondo (psi)
P_{NET}	=	Presión Neta (psi)
q	=	Caudal de producción (Mcf/D)
r_e	=	Radio de drenaje (pies)
r_w	=	Radio del pozo (pies)
s	=	Factor de daño - Skin
t	=	Tiempo (horas o días)
T	=	Temperatura del reservorio (°R)
X_f	=	Longitud de fractura por ala (pies)
Z	=	Factor de desviación del gas
f	=	Porosidad (Fracción)
u	=	Relación de Poisson
m	=	Viscosidad del gas (cp)

Referencias

- Berg, R.R. (1986): *Reservoir Sandstones*.
- Cinco Ley, H., Samaniego, F. y Dominguez, N. (1978): *Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture*.
- Holditch, S.A. (2006): *Tight Gas Sands*.
- Economides, M. y Nolte, K. (2001): *Reservoir Stimulation* (Ed. 3).
- Lee, W. J. y Holditch, S.A. (1981): *Fracture evaluation with pressure transient testing in low-permeability gas reservoirs*.
- Sounders, B.E. y Holditch, S.A. (1992): *Hydraulic fracturing research in the Gas Frontier Formation*.

El Ing. **Alberto Julio Blanco Ybáñez** se especializa en completación y estimulación de pozos de gas y petróleo para AB Energy Argentina S.L.; el Dr. **Tech. Ing. Julio Vivas Hohl** se especializa en diseño, modelización y certificación de grandes estructuras y formaciones petroleras para GEMAT, AB Energy Argentina.