

# Solución analítica para cálculo de incremento productivo en yacimientos laminados fracturados hidráulicamente

*Javier Ballinas Navarro*  
*HYGT Chemical de México*

Artículo recibido en noviembre de 2019 y aceptado en marzo de 2020

## Resumen

Ha sido arduo matemáticamente el cálculo de incremento de producción en yacimientos fracturados hidráulicamente. Las correlaciones matemáticas involucran a la geometría de fractura tridimensional generada (3D) y especialmente a la conductividad (capacidad de flujo de fractura) y longitud apuntalada inducidas. Estos parámetros son determinantes para la respuesta productiva post-fractura, este trabajo técnico lo puntualiza definitivamente.

El ingeniero de diseño debe tomar en cuenta los índices de productividad antes y después del fracturamiento hidráulico para posteriormente determinar y cotejar con los modelos inherentes la propagación geométrica 3D generada con apoyo de otras tecnologías de evaluación asociadas.

Todos los modelos predictores de incremento de producción en fracturas verticales presentan una marcada evolución a través de varias décadas y han sido calibrados para aplicaciones en diferentes escenarios inherentes a yacimientos petroleros fracturados. Teóricamente, para los modelos iniciales, considerando conductividad finita, sin daño en la misma y con flujo pseudo-estacionario, para simplificación de cálculos matemáticos.

Este trabajo presenta la evolución conceptual de los modelos y soluciones analíticas referenciadas y asociadas con la contribución de importantes autores, con aplicaciones prácticas analizando y calculando respuestas productivas de fracturamientos hidráulicos apuntalados, realizados correctamente y satisfactoriamente respecto a su diseño original, cotejando sus resultados teóricos con mediciones reales de producción en el campo, resultando en un alto grado de afinidad entre los mismos.

**Palabras clave:** Fracturamiento, producción, modelos, longitud, conductividad.

## Analytical solution for calculating productive increase in hydraulically fractured laminated reservoirs

### Abstract

The calculation of production increase in hydraulically fractured reservoirs has been mathematically arduous. Mathematical correlations involve generated three-dimensional (3D) fracture geometry and especially induced conductivity (fracture flow capacity) and propped length. These parameters are determining for the post-fracture productive response, this technical work definitively points it out.

Productivity index should be taken into account by the design engineer before and after hydraulic fracturing to subsequently determine and cross-check with the inherent models the 3D geometric propagation generated with support from other associated assessment technologies.

All the predictive models of production increase in vertical fractures show a marked evolution over several decades and have been calibrated for applications in different scenarios inherent to fractured oil and gas reservoirs. Theoretically, for the initial models, considering finite conductivity, without damage to it and with pseudo-stationary flow, to simplify mathematical calculations.

This paper presents the conceptual evolution of the referenced analytical models and solutions and associated with the contribution of important authors, with practical applications analyzing and calculating productive responses of hydraulic propped fractures, carried out correctly and satisfactorily with respect to their original design, comparing their theoretical results with real measurements of production in the field, resulting in a high degree of affinity between them.

**Keywords:** Fracturing, production, models, length, conductivity.

## Introducción

La solución analítica inicial está basada en las ecuaciones de incremento de productividad originales de McGuire-Sikora<sup>1</sup> y posteriormente adecuadas por Cinco Ley, Samaniego y otros relevantes autores.<sup>2</sup> Es directamente aplicable a pozos verticales o bien de ángulo discreto y fracturas también verticales. Los resultados en su opción gráfica muestran una alta dependencia de la distribución del apuntalante dentro de la conductividad de fractura generada, es decir, las zonas de depósito de arena que se identifican como regiones de monocapa o multicapa.

Asimismo, la solución gráfica, la cual se muestra en la siguiente sección del trabajo, indica como resultado final un cociente de índices de productividad, siendo necesario extraer el incremento de producción teórico de la expresión matemática señalada en el eje de las ordenadas (vertical). En el eje horizontal el modelo inicial ilustra a la relación de conductividades afectada por una relación de área de drenaje, tema que se detalla también en la siguiente sección.

Este trabajo técnico presenta la aplicación directa de esta solución analítica modificada en yacimientos fracturados hidráulicamente con sistemas de geles activadas base agua con mediana y alta concentración de apuntalante en yacimientos de areniscas laminadas, con alto contenido de arcillas y prácticamente nula permeabilidad original.

Este tipo de yacimientos compactos están presentes en el Paleocanal de Chicontepec (gas y aceite) y en la Cuenca de Burgos (gas no asociado), formaciones pertenecientes al Terciario o Cenozoico, especialmente situadas en el Oligoceno, Eoceno y Paleoceno.

Para reforzar los conceptos matemáticos optimizados aplicables a fracturas verticales, se hacen comparativas directas entre los modelos y pronósticos post-fractura en base a la opción de análisis nodal cotejados con medidas directas de producción de campo en varias formaciones compactas del Terciario fracturadas hidráulicamente.

## Modelaje inicial de incremento de producción, McGuire-Sikora

En 1960, los autores McGuire-Sikora trabajando con modelos eléctricos, fueron pioneros en el estudio matemático de la respuesta productiva de una fractura vertical, especialmente aplicado en yacimientos petroleros con empuje por expansión o empuje por gas disuelto. La primera consideración fue la inducción de una fractura vertical con extensión simétrica respecto al eje del pozo.

Se consideró también al medio litológico como homogéneo y que la fractura se genera desde el tope del yacimiento al fondo del mismo, es decir, en idealmente un perfecto confinamiento de fractura. Los beneficios de un fracturamiento hidráulico se reflejan necesariamente en la relación de índices de productividad (gasto de producción / caída de presión) antes y después de la operación.

De esta manera, se generó la **Figura 1**, tipo semilogarítmica, en la cual se observa claramente la dependencia del incremento de producción de los índices de productividad, de la longitud y conductividad de fractura ( $J/J_o$ ,  $L$  y  $KfWf$  respectivamente). Intervienen también en esta gráfica el radio de drenaje ( $r_e$ ), el radio del pozo ( $r_w$ ) y el área de drenaje ( $A$ ).

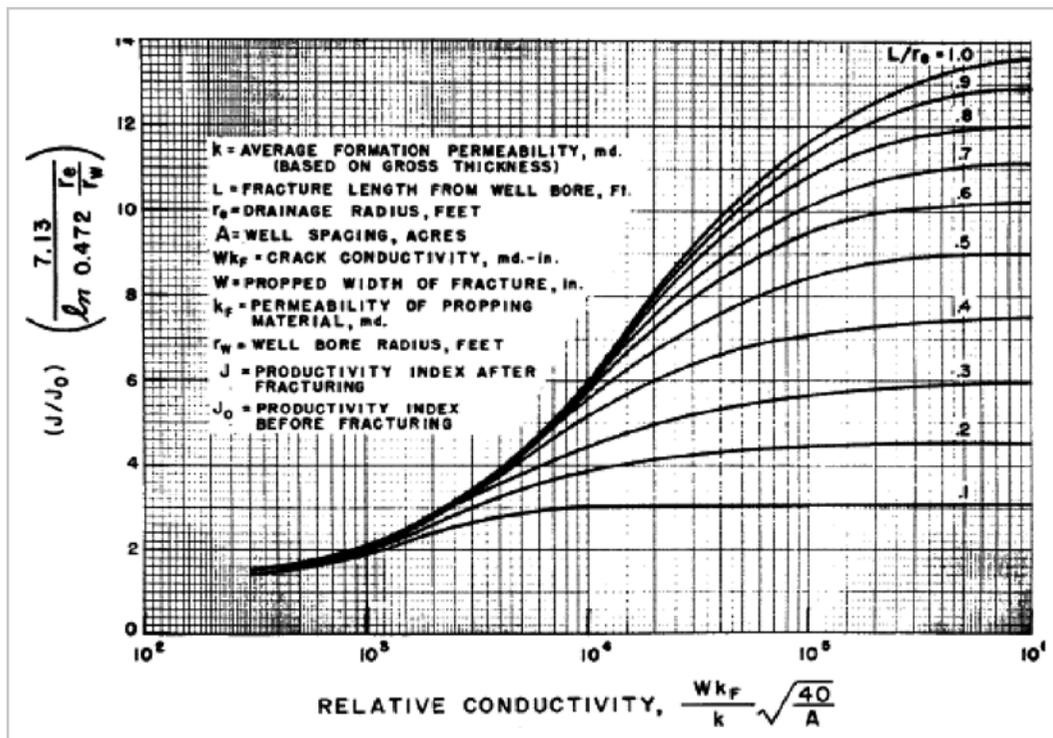


Figura 1. Gráfica original de productividad - McGuire-Sikora.

La nomenclatura inicial de parámetros inherentes en estas gráficas también ha tenido algunos cambios o bien, hay actualmente alternativas aceptadas para nominarlas, respetando los modelos de los diversos autores inherentes.

La conductividad de fractura se define como el producto del ancho de fractura ( $W_f$ ) por la permeabilidad de la misma ( $k_f$ ); Finalmente, las curvas centrales reflejan la importante relación  $L/re$ , es decir el porcentaje de radio de drenaje fracturado o apuntalado dictaminado por la magnitud de la longitud apuntalada  $L$ .

La expresión en el eje de las ordenadas, relación de índices de productividad, está afectada por un factor de escala mientras que la ecuación mostrada en el eje de las abscisas, es de hecho el factor adimensional de fractura (FCD), el cual se analiza en la siguiente sección de este trabajo. Se puntualiza que en la expresión FCD en esta gráfica de productividad, la longitud de fractura se omite y pasa a ser un tema en las curvas centrales, relacionado con el radio de drenaje. De tal manera, la expresión matemática en el eje de las abscisas es conocida como conductividad relativa, (CR) con dimensión longitudinal.

Se encontró una alta aproximación de los resultados arrojados por estas gráficas originales con datos y mediciones físicas reales de producción post-fractura en yacimientos compactos laminados con extremadamente muy baja permeabilidad original de formación.

En determinada región de la gráfica, las curvas  $L/re$  se tornan asintóticas, es decir, la inyección de un volumen adicional de arena con fluido fracturante no tiene ya efecto en la productividad post-fractura del yacimiento tratado y esta región se puede localizar con corridas iterativas en el programa de cómputo especializado apoyado con análisis nodales. Aplica para periodos de flujo pseudo-estacionario, en donde la caída de presión ha alcanzado a la presión del yacimiento.

### Factor FCD

El factor de conductividad adimensional (FCD) es una expresión matemática que ilustra la relación incremental de la conductividad de fractura (capacidad de flujo) respecto a la conductividad original de formación, **Figura 2**.

No debe ser relacionada con el incremental en productividad calculado, son conceptos totalmente diferentes, pues el factor FCD representa entonces y directamente en que magnitud se incrementa la conductividad in-situ en el yacimiento para facilitar el flujo de hidrocarburos desde la fractura al fondo del pozo.

Para efectos de diseño en el programa de cómputo especializado, este factor se pretende ubicar en un rango de 5 a 10 (adimensional) en los diseños computarizados de fracturamiento hidráulico. Este objetivo se complica cuando se realiza una fractura en un yacimiento con muy baja permeabilidad original.

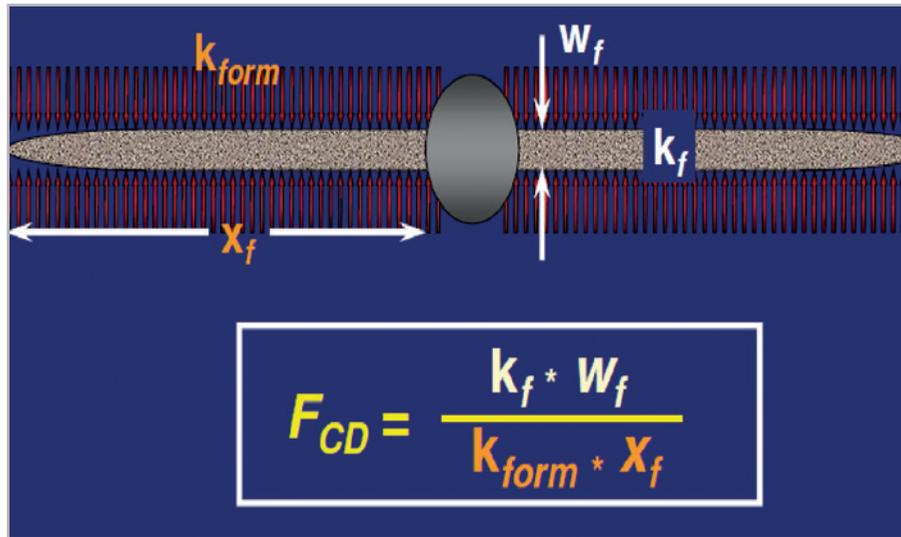


Figura 2. FCD, una relación de capacidad de flujo de fractura respecto a la original de formación.

### Gráficas de productividad modificadas

Para aplicaciones en yacimientos compactos laminados impregnados con aceite y gas, la gráfica de productividad de McGuire y Sikora fue ligeramente modificada y conceptualmente ampliada por algunos otros reconocidos autores, **Figura 3**.

Se agregaron las alturas (de fractura y espesor de formación) y se modificó el concepto CR, además de la inclusión necesaria de otro factor de conversión en la ecuación de índices de productividad. Prevalecen criterios de conductividad finita y fractura sin daño.

### Ejemplo de cálculo de incremento de producción

Para un caso de aplicación en un yacimiento de baja permeabilidad natural, en donde se apuntaló la totalidad

del espesor tratado ( $h_f/H = 1$ ) y se apuntala el 62% de radio de drenaje, se tienen estos datos adicionales:

Apoyándose en la Figura 3:

Capacidad de flujo: 3200 mD-pie

$k = 0.04$  mD,  $X_f = 1053$  pies

$Cr = 39 >$  trasladado a la ecuación en eje de abscisas, resulta en 155.

Haciendo referencia del punto de intersección resultante al eje vertical se tiene  $Y = 5.2$

$J_{fs}/J_i = (5.2 * \ln(1053/.375))/6.215 = 6.64$ , **incremento de producción esperado**

Los resultados proporcionados por estas gráficas de productividad modificadas han presentado alta correlatividad con los resultados calculados por análisis nodales.

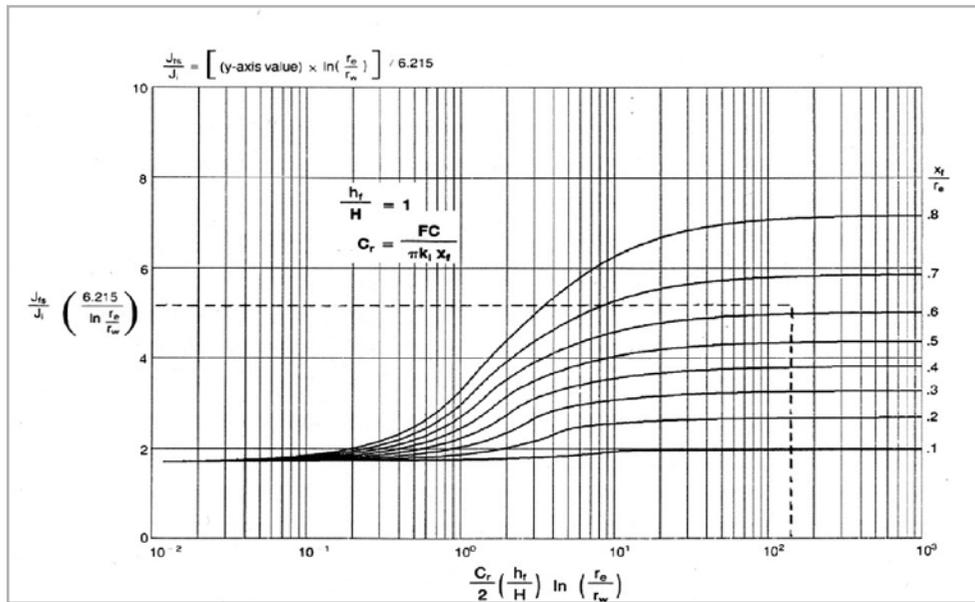


Figura 3. Gráfica de McGuire-Sikora modificada (aplicación para yacimientos compactos).

### Gráficas recientes de productividad- Cinco Ley - Economides

Las últimas gráficas consideradas, modificadas por Prats<sup>3</sup> y Cinco Ley demostraron que el considerar una fractura de conductividad infinita no aplica para el caso en que la caída de presión a lo largo de la fractura generada es de magnitud considerable, en consecuencia directa Economides<sup>4</sup> ajustó nuevamente el modelo y presenta una gráfica tipo, **Figura 4**.

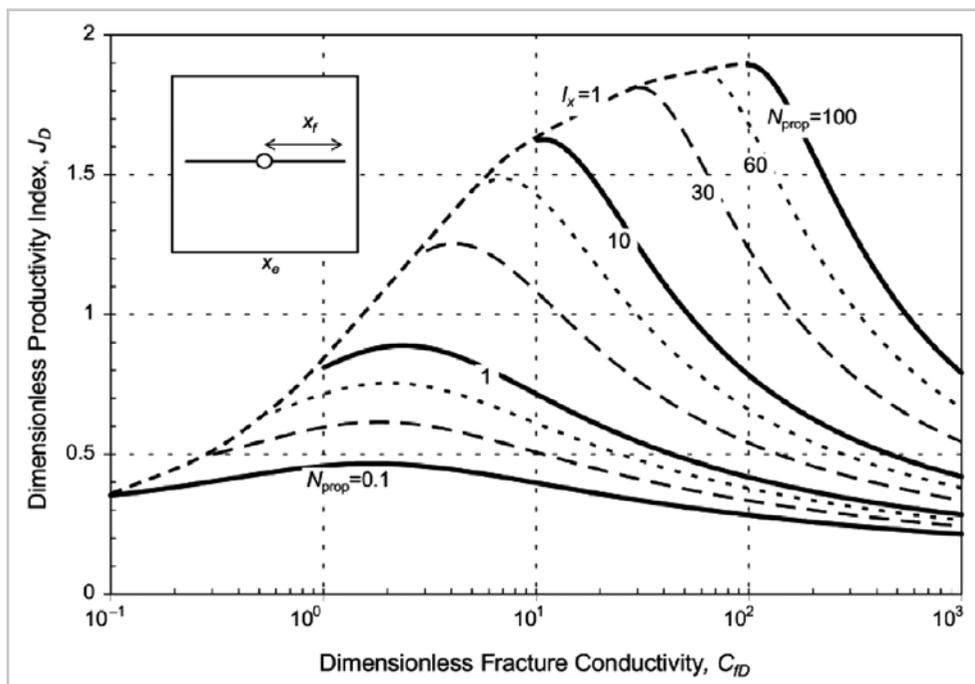


Figura 4. Gráfica de productividad - Economides y otros autores.

Esta opción presenta en forma adimensional a la relación de índices de productividad y conductividad ( $J_D$  y  $C_{Fd}$ , respectivamente), además de introducir el concepto de número apuntalante ( $N_{prop}$ ) que está en función de la conductividad, ancho y longitud de fractura, también sumamente aplicable a yacimientos de areniscas laminadas, turbidíticas y compactas impregnadas con gas o aceite, área de drenaje cuadrada.

Para un yacimiento específico, con extensión y permeabilidad natural conocidas, la masa de apuntalante inyectada al yacimiento tratado determina un único valor de número apuntalante. Asociadas a este nuevo concepto de número apuntalante y de manera exclusiva se calculan una conductividad de fractura y propagación geométrica de la misma, muy específicas, las cuales determinan la productividad post-fractura óptima.

**Nuevo modelo de cálculo de máxima productividad post-fractura, Meyer**

Una nueva solución metodológica y compatible con yacimientos compactos, está disponible para el caso de flujo pseudo-estacionario en un yacimiento con conductividad finita, el cual también toma en cuenta como variable específica el volumen de apuntalante inyectado.<sup>5</sup> Considera efectos de flujo no darciano y daño en fractura.

El modelo se basa en los anteriores desarrollos matemáticos de Prats y Economides y en conclusión establece que para valores únicos de volumen de apuntalante y conductividad

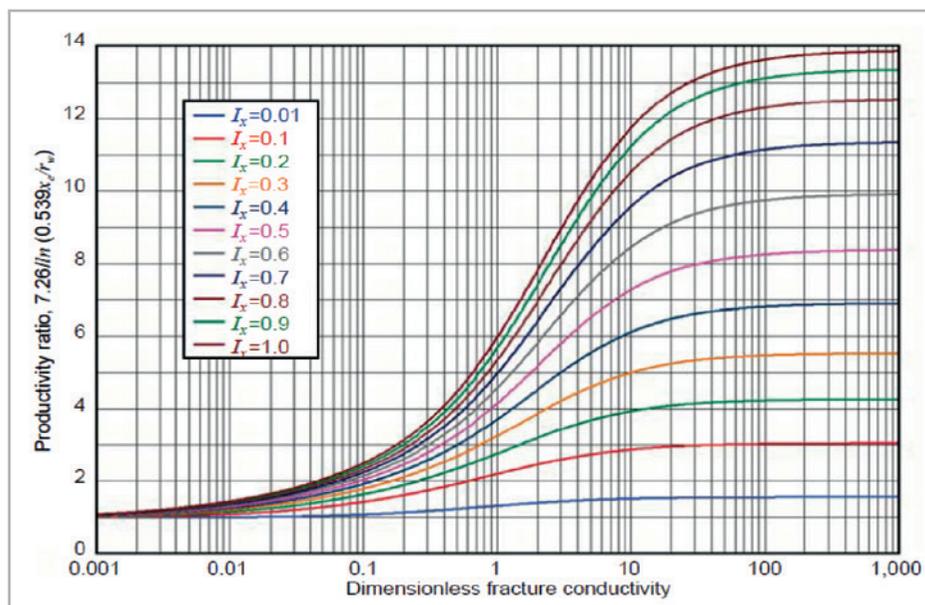
de fractura, existe un valor óptimo de longitud de fractura, la cual maximiza la productividad post-fractura.

Las ecuaciones inherentes se basan principalmente en la conductividad original de formación y de fractura, área de drenaje, viscosidad, gasto de producción, diferencial de presiones, longitud apuntalada y factores geométricos, entre otros.

La **Figura 5** representa gráficamente este nuevo modelo. Ahora  $I_x$  representa el concepto de relación de penetración o longitud de fractura entre el radio de drenaje, estableciendo una similitud gráfica con el modelo original de McGuire-Sikora, pero más intensa en inclusiones matemáticas y considerando un área de drenaje cuadrada.

La gráfica en referencia presenta también una forma semilogarítmica, en el eje de las abscisas la conductividad de fractura o capacidad de flujo de fractura en forma adimensional y en el eje de las ordenadas la relación de índices de productividad de manera estándar en escala normal y expresada con dimensiones y parámetros matemáticos, incluido un factor de conversión.

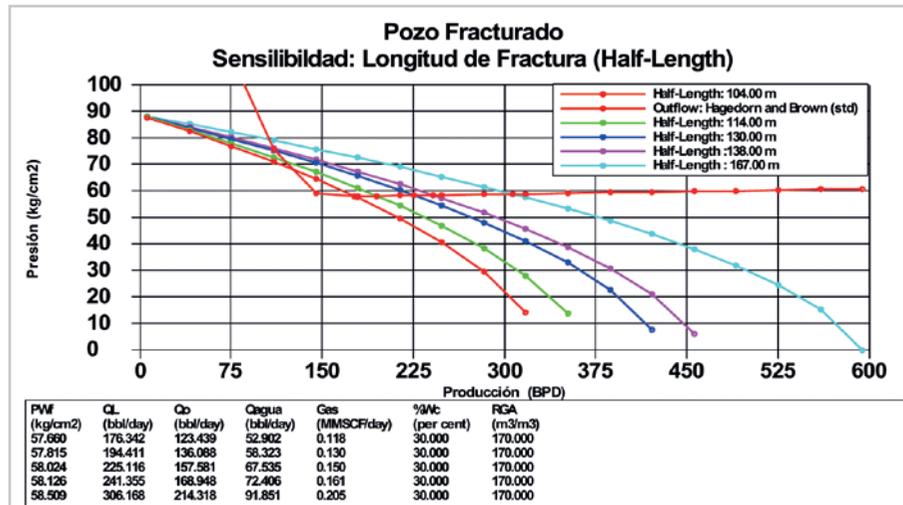
La gráfica ilustra que la relación de índices de productividad se incrementa con la conductividad y longitud de fractura, hasta una región asintótica. Asimismo, cuando la conductividad adimensional se aproxima a cero, la relación de índices de productividad tiende a un valor unitario de uno, es decir, sin incremento de producción.



**Figura 5.** Relación de índices de productividad vs conductividad adimensional, modelo Meyer.

Este modelo ha tenido la mayor aproximación en resultados de producción con análisis nodales en yacimientos fracturados hidráulicamente pertenecientes al Paleocanal de Chicontepec, **Figura 6**. Esta última figura es un análisis

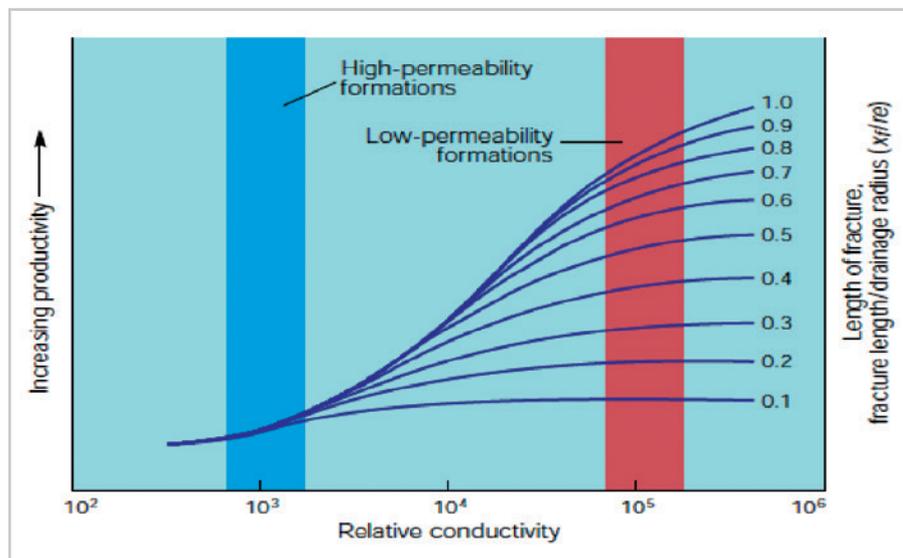
nodal, el cual muestra valores promedio de presión de yacimiento y variables geométricas generadas por fracturas hidráulicas realizadas en areniscas lenticulares. Se sensibiliza la longitud apuntalada.



**Figura 6.** Análisis nodal de un pozo tipo fracturado - Paleocanal de Chicontepec- arenisca compacta.

Por otra parte, el análisis de la evolución, teorías y de los modelos matemáticos inherentes en cuanto a las curvas de productividad de yacimientos fracturados conlleva a una conclusión casi unánime: en el caso de yacimientos de moderada a alta permeabilidad natural, se prefiere un fracturamiento hidráulico con alta conductividad,

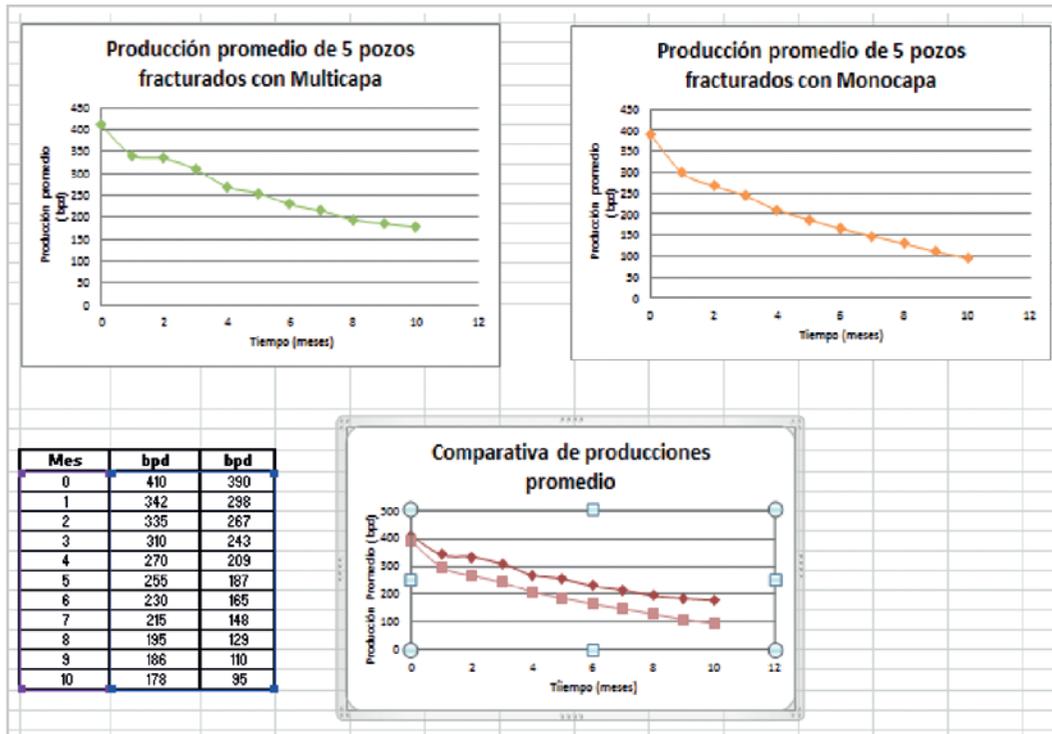
mientras que, para formaciones con baja permeabilidad, es conveniente generar una fractura con alta penetración, **Figura 7**. Definitivamente, en yacimientos compactos laminados, es importante alcanzar la región con columna de color rojo en la gráfica en referencia, es decir, con alta longitud apuntalada.



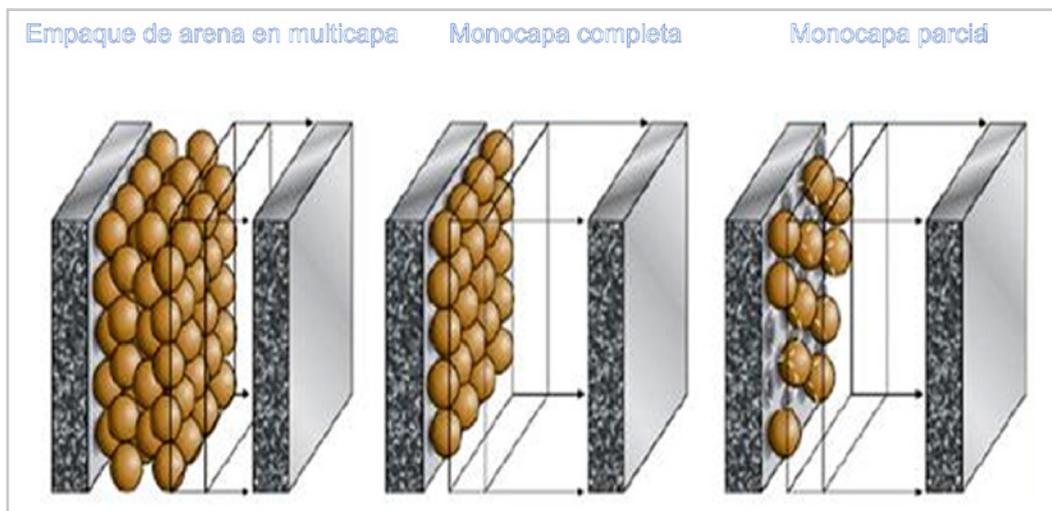
**Figura 7.** Longitud y conductividad de fractura sugeridas en función de permeabilidad original.

### Comparativa de resultados en términos de producción de hidrocarburos

La **Tabla 1** representa una comparativa de producciones entre dos grupos de pozos fracturados, con inducción de depósitos de arena en monocapa y multicapa (densidad de arena por unidad de área de fractura). Se aprecia claramente un mejor rendimiento en multicapa mientras que la **Figura 8** muestra los conceptos de monocapa y multicapa como depósitos de arena dentro de la fractura inducida.



**Tabla 1.** Comparativa de producciones, (monocapa y multicapa).



**Figura 8.** Distribuciones de depósitos de arena inducidas por área de fractura.

Es conveniente señalar que estas comparativas en términos de producción de hidrocarburos a condiciones post-fractura fueron hechas para los mismos periodos analizados, en 10 pozos de un campo específico dentro del Paleocanal de Chicontepec, areniscas del Terciario,  $K_{form} \leq 0.1$  mD. Las condiciones de depósito de arena en monocapa y multicapa, fueron establecidas por los resultados de salida del simulador de propagación geométrica especializado, avalado por el cumplimiento cabal de la cédula de inyección diseñada, especialmente de las etapas de gel activada más arena.

Asimismo, las mediciones de producción de hidrocarburos reales fueron registradas y verificadas en estaciones de recolección cercanas y presentan una aproximación en un rango de 70 al 80 % con los resultados de producción obtenidos con análisis nodales y el modelo de cálculo de incremento de producción de Meyer.

Los depósitos de arena o apuntalante en multicapa se alcanzan con un valor mayor de  $1 \text{ lb}/\text{pie}^2$  de CA (concentración de arena inyectada y colocada en formación por unidad de área fracturada). Esta condición se alcanza manejando en la operación de fractura con los equipos de mezcla e inyección adecuados concentraciones de arena en superficie de de 5 a 8 lb/gal (peso o concentración de arena en libras por galón de fluido fracturante), especialmente en las últimas etapas de la cédula de bombeo en el diseño del fracturamiento hidráulico, para asegurar el depósito de arena o apuntalante de multicapa dentro de la conductividad generada.

Los **Tablas 2 y 3** reportan parámetros de tipo económico para el análisis de rentabilidad para el caso del grupo de pozos fracturados hidráulicamente con la opción de depósito de arena en multicapa mencionados anteriormente. Resaltan el rápido retorno de la inversión, la eficiencia de la misma y una tasa interna de retorno optimizada.

Datos base: Producción promedio de cinco pozos con multicapa	
Tipo de cambio (Pesos/USD)	12.15
Tasa de interés anual	12%
Precio del petróleo	\$ 58 USD / brl
Producción máxima esperada para evaluación de inversión	410 bpd
Ritmo de declinación anual de producción de petróleo	69.60%
% Fw	10%
Inversión (MM pesos)	21.74
RGA	280 m <sup>3</sup> /m
Periodo analizado	5 meses

**Tabla 2.** Análisis económico, datos de entrada, pozos en multicapa.

Resultados económicos (Determinísticos)	
Valor Presente Neto (MM\$)	85.12
Eficiencia de inversión	3.75
Tiempo de pago (Días)	48
Tasa Interna de retorno	6.26

**Tabla 3.** Parámetros económicos determinísticos, (pozos con multicapa).

Se puntualiza que depósitos de arena en multicapa, en conjunto con una alta longitud apuntalada, esto para yacimientos compactos, en presencia de presión de yacimiento adecuada y saturación importante de hidrocarburos, aunado a una orientación de fractura adecuada en formación, incrementan sustancialmente la probabilidad de éxito de un trabajo de fracturamiento hidráulico en términos de productividad.

Es importante para empresas operadoras y sus clientes, la total rentabilidad de una inversión de la magnitud de las erogadas en fracturamientos hidráulicos apuntalados, inclusive en macro y multifracturas.

Se realizan por los operadores en forma separada las amortizaciones de las inversiones en la perforación y terminación del pozo, así como los gastos de producción y por barril recuperado, que necesariamente también tienen que ser recuperados.

Por eso la relevancia de tener los parámetros económicos bien definidos, especialmente los de amortización o retorno de la inversión de un fracturamiento hidráulico apuntalado, los cuales están en un rango establecido ya por diferentes empresas usuarias, entre las que destacan que el tiempo de retorno de inversión óptimo no debe rebasar 90 días con base en la producción post-fractura y alcanzar una eficiencia de inversión mayor a 3.

## Conclusiones

1. Hay varios factores que el ingeniero de diseño debe considerar cuando analiza el comportamiento del yacimiento, antes y después de ser fracturado; debe considerar el índice de productividad en ambos casos y posteriormente determinar la geometría de fractura inducida, especialmente la longitud apuntalada y la conductividad de fractura, ambos parámetros esenciales con impacto directo a la productividad post-fractura del yacimiento tratado.
2. Las gráficas de productividad para fracturas y pozos esencialmente verticales, basadas inicialmente en análisis de sistemas eléctricos, han demostrado en conjunto con análisis en paralelo fundamentalmente técnico-multidisciplinarios que los beneficios de un fracturamiento hidráulico son función directa de la longitud y conductividad de la misma, las cuales generan una relación de índices de productividades específicas antes y después de la operación.
3. Los modelos predictores de producción post-fractura presentados resultan de alta utilidad al aplicarse en yacimientos compactos con baja permeabilidad natural (usualmente laminados y turbidíticos) cuyos resultados han sido avalados y cotejados con mediciones de producción físicas y directas en el campo y con análisis nodales sensibilizando parámetros inherentes a la geometría de fractura inducida.
4. Se han reforzado las mediciones de producción específicas mediante aforos individuales en pozos fracturados seleccionados en conjunto con aquellas realizadas directamente en estaciones de recolección. Se ha definido un alto grado de aproximación entre las mediciones físicas de producción y las calculadas con las gráficas de producción referidas en este trabajo analizando fracturamientos concluidos satisfactoriamente, respetando su diseño y cédula de inyección de fluidos y apuntalante.
5. Todos estos modelos predictores de producción para fracturas verticales presentan una evolución marcada a través de varias décadas y han sido calibrados para diferentes condiciones litológicas de yacimientos petroleros y en teoría son aplicables a modelos con conductividad finita.
6. Autores relevantes generaron importantes y relevantes modificaciones a las gráficas de productividad post-fractura, especialmente enfocadas a yacimientos no-convencionales, en este caso, compactos. Estos conceptos son principalmente tomando en cuenta un flujo pseudo - estacionario para yacimientos con conductividad finita, optimizando el volumen de apuntalante inyectado con base en varias alternativas. Estas modificaciones incrementaron el grado de aproximación y consecuentemente, la eficiencia y la utilidad de los resultados arrojados por las gráficas.
7. A través de la mencionada condición evolutiva de los modelos predictores de productividad, se ha llegado a una conclusión casi unánime: en el caso de yacimientos de moderada a alta permeabilidad natural, se prefiere un fracturamiento hidráulico con alta conductividad, mientras que para formaciones con baja permeabilidad, es conveniente generar una fractura con alta penetración. Esto, para fracturas hidráulicas con desarrollo vertical, efectuadas en pozos verticales también o con ángulo de desviación discreto.

8. El fracturamiento hidráulico apuntalado sigue siendo altamente eficiente para la recuperación de reservas remanentes en campos maduros con yacimientos constituidos de arenas compactas intercaladas con capas arcillosas. Es conveniente conformar una gestión del cálculo y medición de producción post-fractura obtenida con apoyo de estos modelos y mediciones físicas, para visualizar si se alcanza un marco de rentabilidad, condición necesaria para la continuidad de cualquier proyecto.

## Nomenclatura

**Nota:** Debido a la evolución de las gráficas en referencia a través de la diversa autoría inherente, hay parámetros específicos que se han definido con dos diferentes nomenclaturas, con el objetivo preciso y necesario de respetar derechos de autoría, motivo por el cual las gráficas no han sido modificadas.

A	=	Área de drenaje, acres
Bopd	=	Barriles de aceite por día
bpd	=	Barriles por día
brl	=	Barriles
CA	=	Concentración de arena en fractura, lb/pie <sup>2</sup>
C <sub>Fd</sub>	=	Conductividad adimensional
CR	=	Conductividad relativa, pulgadas
FCD=		Factor de conductividad de fractura (adimensional)
Fw	=	fracción de agua, %
hf	=	Altura de fractura, pies
H	=	Espesor del intervalo tratado, pies
Ix	=	Relación de longitudes (de fractura/radio de drenaje)
J, Jfs	=	Índice de productividad, (bopd/psi), después de fractura
J <sub>b</sub>	=	Índice de productividad adimensional
Jo, Ji	=	Índice de productividad (bopd/psi), antes de fractura
k, Kform	=	Permeabilidad original de formación
Kf	=	Permeabilidad del empaque de fractura, Md
KfWf	=	Conductividad de fractura, (capacidad de flujo), mD-pie
L, Xf	=	Longitud de fractura apuntalada, pies

lb/gal	=	Libra por gal (peso de arena por volumen de fluido de fractura)
lb/pie <sup>2</sup>	=	Libra por pie cuadrado (peso de arena por Área de fractura)
ln	=	Logaritmo natural
mD	=	Millidarcys
m <sup>3</sup>	=	Metros cúbicos
MM \$	=	Millones de pesos mexicanos
Nprop	=	Número de apuntalante (adimensional)
psi	=	Libras por pulgada cuadrada
re	=	Radio de drenaje, pies
RGA	=	Relación gas-aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
rw	=	Radio del pozo, pulgadas
W, Wf	=	Ancho de fractura apuntalada, pulgadas
3D	=	Tridimensional

## Agradecimiento

El autor expresa su agradecimiento a autoridades específicas de Petróleos Mexicanos y a la Gerencia de HYG Chemical de México por el permiso y las facilidades otorgadas para la elaboración de este trabajo técnico.

## Referencias

1. Cinco-Ley, H. y Samaniego V., F. 1977. Effect of Wellbore Storage and Damage on the Transient Pressure Behavior of Vertically Fractured Wells. Artículo presentado en SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, octubre 9-12. SPE-6752-MS. <https://doi.org/10.2118/6752-MS>.
2. Economides, M. J., Oligney, R. E. y Valkó, P. 2002. *Unified Fracture: Bridging the Gap Between Theory and Practice*. Alvin, Texas: ORSA Press.
3. McGuire, W. J. y Sikora, V. J. 1960. The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity. *J Pet Technol* **12** (10): 72-74. <https://doi.org/10.2118/1618-G>.
4. Meyer, B. R. 2005. Method Optimizes Frac Performance. *The American Oil & Gas Reporter* (December).
5. Prats, M., Hazebroek, P. y Strickler, W. R. 1962. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Compressible-Fluid Case. SPE J. 2 (02): 87-94. SPE-98-PA. <https://doi.org/10.2118/98-PA>.

## Semblanza del autor

### Javier Ballinas Navarro

Ingeniero Petrolero, inició su trayectoria en 1976 en el IMP; trabajó con Halliburton durante 21 años alcanzando la Gerencia de Ingeniería en México.

Colaboró en Corelab de México durante cinco años, y otras empresas del ramo de estimulaciones. De 2009 a 2015 trabajó en Weatherford en tecnologías de fracturamiento. Miembro de la SPE, tiene más de 40 trabajos técnicos abordando temas de terminaciones de pozos petroleros y geotérmicos en diversos congresos.

Ha impartido cursos en todos los centros operativos de Pemex, UNAM, IPN y en Sudamérica. Es experto certificado en fracturamientos hidráulicos y estimulaciones en pozos petroleros y geotérmicos.