



Interpretación de Pruebas de Presión en Pozos Petroleros con Fracturas Ramificadas de Conductividad Finita

Ing. Freddy Humberto Escobar. Ph.D.
Programa Ingeniería de Petróleos
Universidad Surcolombiana

Ing. Djebbar Tiab. Ph.D.
Department of Petroleum and
Geological Engineering
Universidad de Oklahoma

Ing. Jairo Antonio Sepúlveda. Msc.
Programa Ingeniería de Petróleos
Universidad Surcolombiana

Resumen

Este artículo proporciona nuevos hallazgos en el análisis de presiones de fondo en pozos verticales con fracturas hidráulicas de conductividad finita y en particular el caso de la presencia de fracturas ramificadas.

La introducción de una ramificación introduce más dificultad al tratamiento numérico y matemático de los modelos matemáticos. Las técnicas numéricas requieren la implementación de un método de mallado diferente al tradicional, sistema rectangular para capturar mejor los efectos de no ortogonalidad incurrido por la presencia de la ramificación. En este estudio, se utilizaron mallas PEBI (Bisección PErppendicular) para resolver los modelos matemáticos. Sin embargo, debido a la limitación del simulador solamente una ramificación fue simulada con diferentes posiciones a lo largo de la fractura principal y tres ángulos diferentes entre fractura y ramificación. Se detectaron nuevas respuestas de presión cuando la ramificación está localizada en la punta de la fractura principal y con una leve influencia del ángulo fractura-ramificación. La respuesta de presión es muy similar al caso de fracturas asimétricas que han sido reportado en la literatura.

Se desarrollaron expresiones matemáticas para estimar la longitud de la ramificación fracturada utilizando la filosofía de 'Tiab's Direct Synthesis Technique', la cual básicamente utiliza puntos característicos hallados en un gráfico logarítmico de presión y su derivada. El procedimiento presenta un mayor efecto en el mejoramiento de las técnicas de análisis de pozos fracturados, toda vez que permite el entendimiento de escenarios que no han sido considerados previamente en modelamiento y simulación. La técnica fue verificada con pruebas sintéticas.

Introducción

Inicialmente el fracturamiento hidráulico se consideró una buena técnica de estimulación para aumentar la productividad en yacimientos de baja permeabilidad. Recientemente, la técnica ha sido extendida a yacimientos más permeables para mejorar su producción.

La idea de estudiar el comportamiento de presión en yacimientos que presentan fracturas con bifurcaciones o ramas fue presentada por Germanovich et al (1997a, 1997b), quienes indicaron que las fracturas no son superficiales simétricas planas y rectangulares, sino que presentan patrones irregulares de tamaño variable y con ramificaciones.

Quizá, una de las mejores contribuciones en el análisis de pozos fracturados de conductividad finita fue presentado por Cinco-Ley et al (1976). Ellos introdujeron una solución semianalítica para estudiar el comportamiento de un pozo vertical intersectado por una fractura de conductividad finita. Esta investigación condujo a caracterizar el flujo bilineal y establecer nuevos conceptos acerca de la conductividad de la fractura.

La aplicación de Tiab's Direct Synthesis Technique para analizar el comportamiento de la presión en fracturas de conductividad finita fue presentado por Tiab et al (1999). Berumen (1995) aplicó Tiab's Direct Synthesis Technique a pozos con fracturas asimétricas en yacimientos sensibles a los esfuerzos. Más tarde Berumen et al (1998) efectuaron un estudio detallado acerca de asimetría en las fracturas.

El primer intento en modelar el comportamiento de fracturas con ramificaciones fue presentado por Escobar et al (2001) mediante una solución numérica para fracturas de conductividad infinita. Ellos usaron una malla rectangular para forzar el sistema no ortogonal a serlo. Esta asunción conduce a la pérdida del sentido físico y matemático puesto que las mallas

cartesianas son inflexibles al describir geometrías reales que no siguen el sistema cartesiano y aumenta los efectos de orientación de la malla. El lector es referido a una publicación reciente de Escobar y Tiab (2002) sobre la descripción, limitaciones y aplicaciones de las mallas PEBI.

Formulación Matemática

La Fig. 1, ilustra una vista esquemática de la situación del yacimiento en la cual estamos interesados. Las siguientes asunciones fueron establecidas:

- ❖ Yacimiento circular (única capa) drenado por un pozo hidráulicamente fracturado.
- ❖ Medio poroso isotrópico, homogéneo y limitado por sellos superiores e inferiores.
- ❖ Efectos gravitacionales despreciables.
- ❖ No se tiene en cuenta daño y almacenamiento.
- ❖ El yacimiento y la fractura están completamente saturados por un líquido ligeramente compresible y de viscosidad constante que fluye bajo régimen lámina.
- ❖ Ningún tipo de reacción química toma lugar en el medio poroso.
- ❖ Rata de producción constante. El fluido entra al pozo procedente únicamente de la fractura.
- ❖ No hay dilatación ni compactación en el sistema.
- ❖ No existe interacción mecánica entre fractura y ramificación.

De acuerdo a las asunciones enumeradas arriba, la ecuación diferencial parcial que gobierna el flujo de fluidos en el yacimiento es:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{Q(x_i, y_i, t)\mu}{hk} = \frac{\phi c_i \mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

La Ec. (1) está sometida a las siguientes condiciones iniciales y de frontera:

$$p(x, y, 0) = p_i \quad (2)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x'}(x', y', t) = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial p}{\partial y'}(x', y', t) = 0 \quad (4)$$

donde x' y y' se definen como:

$$x' = (x - a) \cos \omega + (y - b) \sin \omega \quad (5)$$

$$y' = -(x - a) \sin \omega + (y - b) \cos \omega \quad (6)$$

La ecuación diferencial que gobierna el flujo en la fractura es:

$$\frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p_f}{\partial y^2} - \frac{\mu q_f(x, y, t)}{k_f w h x_f} + \frac{\mu q_w(t)}{k_f w h x_f} = \frac{\mu \phi_f c_{ff}}{k_f} \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (7)$$

Con condiciones iniciales y de frontera:

$$p_f(x, y, 0) = p_i \quad (8)$$

$$\frac{\partial p_f}{\partial x}(x_f, 0, t) = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial p_{fd}}{\partial X_D}(1, 0, t_D) = 0 \quad (10)$$

Condiciones de continuidad y compatibilidad:

$$q_f(x, y, t) = q(x, y, t) \quad (11)$$

$$p_f(x, y, t) = p(x, \frac{w}{2}, t) \quad (12)$$

$$p_f(x, y, t) = p(x, -\frac{w}{2}, t) \quad (13)$$

$$k_f \frac{\partial p_f}{\partial y} \Big|_{Fractura} = k \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{Yacimiento} \quad (14)$$

Condiciones en el pozo:

$$q_w = \frac{1}{2x_f} \int_{-x_f}^{x_f} q_f(x, t) dx + \frac{wh\phi_f c_{ff}}{2} \int_{-x_f}^{x_f} \frac{\partial p_f}{\partial t} dx \quad (15)$$

Definiendo el volumen poroso en la fractura como:

$$V_{pf} = wh\phi_f x_f \quad (16)$$

Luego:

$$q_w = \frac{1}{2x_f} \left[\int_{-x_f}^{x_f} q_f(x, t) dx + V_{pf} c_{ff} \int_{-x_f}^{x_f} \frac{\partial p_f}{\partial t} dx \right] \quad (17)$$

Detalle sobre la derivación de las Ecs. 1 a la 17 fue presentado por Escobar (2002).

Este modelo fue resuelto numéricamente. En virtud a que la ramificación no pudo simularse como tal, ésta fue simulada como si fuese un pozo horizontal, toda vez, que el comportamiento matemático de fracturas y pozos horizontales es el mismo. Comparación con el trabajo de Berumen et al (1998) permite aceptar la veracidad de dicho reemplazo. Tres ángulos diferentes fractura-ramificación y tres longitudes diferentes de la ramificación fueron considerados. La ramificación se une a la fractura principal en tres puntos diferentes a lo largo de la fractura principal (punta, mitad y pozo).

Resultados

Para los casos en los que la ramificación arranca en una posición diferente a la de la punta de la fractura principal, no se observó ninguna respuesta de presión diferente al caso en que la ramificación es inexistente. Cuando la ramificación arranca en la punta de la fractura principal, los resultados utilizando ramificaciones de 20, 40 y 60 % del tamaño de la fractura principal se asemejan a las soluciones para fracturas simétricas presentada por Berumen et al (1998). Ver Fig. 2. El incremento en el ángulo fractura-ramificación ocasiona pequeñas pérdidas de presión adicionales, pero su impacto no es significativo.

La conductividad de la ramificación se redujo 75 y 50 % del valor de la fractura principal. Aunque se observaron incrementos en la caída de presión de cerca al 0.15 % y 0.21 %, el efecto en el gráfico de la derivada de presión no es notorio. Para el caso de $X_{f(D)} = 60\%$ con $C_{fd} = 1$, es difícil identificar la presencia de la

ramificación. Esto, porque la baja conductividad no permite una respuesta rápida de la punta de la fractura, lo cual si ocurre en sistemas con más alta conductividad. Para el caso de fracturas con conductividad moderada, la presencia de la ramificación puede ser vista (ver Fig. 3). La ramificación enmascara el flujo bilineal, pero tiende a reducir a medida que la ramificación se hace más corta. Sin embargo, la presencia de una pendiente de aproximadamente 0.34 puede ser confundido con el flujo biradial en fracturas simétricas de conductividad infinita. Luego si se sospecha la presencia de una fractura ramificada es recomendable simular el caso de fractura infinita para comparar con la respuesta de presión del pozo. Para más detalle el lector es referido al trabajo presentado por Escobar (2002).

TIAB'S DIRECT SYNTHESIS TECHNIQUE

El procedimiento detallado de cálculo fue presentado por Tiab et al (1999). Para complementar la metodología presentada en dicha referencia, las siguientes expresiones se usan para determinar la longitud de la ramificación:

$$x_{fb} = \left[\frac{k^2 h m_{BL}}{2141827.8 b_{Df} Bc \mu^2 (0.0002637 k / \phi \mu c_i)^{m_{Df}} \phi t_{BFLi}^{m_{Df}-0.25}} \right]^{1/2(1-m_{Df})} \quad (18)$$

$$x_{fb} = \left[\frac{k^2 h m_i t_{BFLi}^{0.5-m_{Df}}}{1070913.9 b_{Df} Bc \mu^2 (0.0002637 k / \phi \mu c_i)^{m_{Df}} \phi} \right]^{1/2(1-m_{Df})} \quad (19)$$

$$x_{fb} = \left[\frac{0.00013185 k q}{b_{Df} c_i \mu (0.0002637 k / \phi \mu c_i)^{m_{Df}} \phi t_{BFLi}^{m_{Df}}} \right]^{1/2(1-m_{Df})} \quad (20)$$

$$x_{fb} = \left[\frac{(t \cdot \Delta p')_{BFLi} k^2 h}{535456.96 b_{Df} Bc \mu^2 (0.0002637 k / \phi \mu c_i)^{m_{Df}} \phi} \right]^{1/2(1-m_{Df})} \quad (21)$$

Ejemplo

Los datos de una prueba de declinación de presión simulada se presenta en la Fig. 4. Los datos utilizados en la simulación se dan a continuación:

$k = 10$ md	$h = 54$ ft
$x_f = 250$ ft	$x_{fb} = 75$ ft (angle of 30°)
$\phi = 12$ %	$c_i = 5 \times 10^{-5}$ 1/psi
$\mu = 1.45$ cp	$q = 700$ BPD
$B = 1.23$ rb/STB	
$r_w = 0.3$ ft	$C_{ID} = 10$

Determine permeabilidad, conductividad de la fractura, daño y longitud de la ramificación.

Solución:

Paso 1 – Un gráfico log-log de presión y derivada se presenta en la Fig. 4.

Paso 2 – Se observa flujo bilineal y otra pendiente de 0.336 que corresponde a la ramificación. El flujo lineal no se observa y el flujo radial es ligeramente divisible.

Paso 3 – No se identifica pendiente unitario luego no se estima el almacenamiento.

Paso 4 – Del gráfico se lee: $(\Delta p)_{BL1} = 65$ psi y $(t \cdot \Delta p')_{BL1} = 16.25$ psi, la conductividad de la fractura se calcula de:

$$k_f w = 194746 \frac{1}{\sqrt{\phi \mu c_i k}} \left(\frac{q \mu B}{h (\Delta p)_{BL1}} \right)^2 = 25830 \text{ md-ft}$$

Paso 5 – Los siguientes valores característicos se leen de la Fig. 4: $t_R = 2702.7$ hrs y $\Delta p_R = 784.85$ psi. Luego el daño se calcula por:

$$s = 0.5 \left[\frac{(\Delta p)_R}{(t \cdot \Delta p')_R} - \ln \left(\frac{k t_R}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = 0.5 \left[\frac{784.85}{155.9} - \ln \left(\frac{10.46(2702.7)}{0.12(1.45)(1.23)(5 \times 10^{-5})0.3^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S = -5.923$$

Paso 6 - La longitud media de la fractura está dada por:

$$x_f = \frac{1.92173}{e^s \frac{3.31739k}{r_w w k_f}} = 253.51 \text{ ft}$$

Paso 7 - La conductividad de fractura se estima mediante:

$$C_{fd} = \left(\frac{k_f}{k}\right) \left(\frac{w_f}{x_f}\right) = \frac{25830}{10.46 * 253.5} \approx 10$$

Paso 8 - La pendiente de la ramificación, m_{bf} , e intercepto, b_{bf} , son, respectivamente, 0.336 psi/hr y 1.15987 hr. El tiempo de intersección de la línea recta de la ramificación con la línea de flujo bilineal es, $t_{BFBLi} = 6 \times 10^{-3}$ hr.

Paso 9 - EL valor de $(t^* \Delta p')_{BF1} = 24 \text{ psi a } t=1 \text{ hr}$. La longitud de la ramificación se obtiene con la Ec. (21).

$$x_{fb} = \left[\frac{24(10.46)^2(54)}{535456.96(1.16)(1.23)(5 \times 10^{-3})1.45^2 \left(\frac{0.0002637(10.46)}{0.12(1.45)(5 \times 10^{-3})} \right)^{0.336} (0.12)} \right]^{0.753}$$

$$x_{fb} = 320.23$$

Puesto que la ramificación es mayor que la fractura principal:

$$x_{fb} = 320.23 - 251.51 = 66.7 \text{ ft}$$

Paso 10 - Recalculé la longitud de la ramificación con la Ec. 18:

$$x_{fb} = \left[\frac{10.46^2(54)(64.996)}{21418278(1.15)(1.23)(5 \times 10^{-3})1.45^2 \left(\frac{0.0002637(10.46)}{0.12(1.45)(5 \times 10^{-3})} \right)^{0.336} (0.12)0.006^{0.988}} \right]^{0.753}$$

$$x_{fb} = 332.51 \text{ ft}$$

$$x_{fb} = 332.51 - 253.51 = 79 \text{ ft}$$

Nota: Las ecuaciones que se presentan en éste ejemplo se tomaron de la referencia 4.

Conclusiones

- 1) La respuesta de presión de una fractura ramificada que inicia ya sea en el pozo o la mitad de la fractura principal es prácticamente la misma del caso sin ramificación.

- 2) La verificación para aceptar la simulación de una ramificación como si fuese un pozo horizontal fue realizada comparando con los resultados de Berumen et al (1998) con una desviación absoluta cercana al 1.5 %.
- 3) La reducción de la conductividad de la ramificación y del ángulo fractura-ramificación no afecta significativamente la respuesta de presión del sistema.
- 4) Tiab's Direct Synthesis Technique se extendió para estimar la longitud de la ramificación.

Nomenclatura

c_f	Compresibilidad del fluido o de la formación Formation, 1/psi
c_f	Compresibilidad del fluido o de la formación Formation, 1/psi
c_{if}	Compresibilidad total en la fractura, 1/psi
h	Espesor del yacimiento, ft
k	Permeabilidad de la formación, md
$k_f w$	Conductividad de la fractura, md-ft
p	Presión, psi
p_i	Presión inicial del yacimiento, psi
q	Caudal, BPD
r_w	Radio del pozo, ft
q_f	Caudal en la fractura
q_w	Caudal en el pozo
s	Daño
t	Tiempo, hr
$t^* \Delta p'$	Derivada de presión, psi
V_{pf}	Volumen poroso de la fractura
x_f	Longitud media de la fractura, ft
x_{fb}	Longitud media de la ramificación, ft
w	Ancho de fractura, ft
Δp	Caida de presión, psi
ϕ	Porosidad, fracción

Sufijos

1	1 hr
Bf	ramificación
BF1	Ramificación a 1 hr
BFBLi	Intersección ramificación-bilineal
BFLi	Intersección ramificación-lineal
BL	Bilineal
BLLi	Intersección bilineal-lineal

<i>BL1</i>	Bilineal a 1 hr
<i>LI</i>	Lineal a 1 hr
<i>LRi</i>	Intersección Lineal-Radial
<i>O</i>	Oil
<i>R</i>	radial
<i>RBLi</i>	Intersección Radial-bilineal
<i>RLi</i>	Intersección Radial-linear

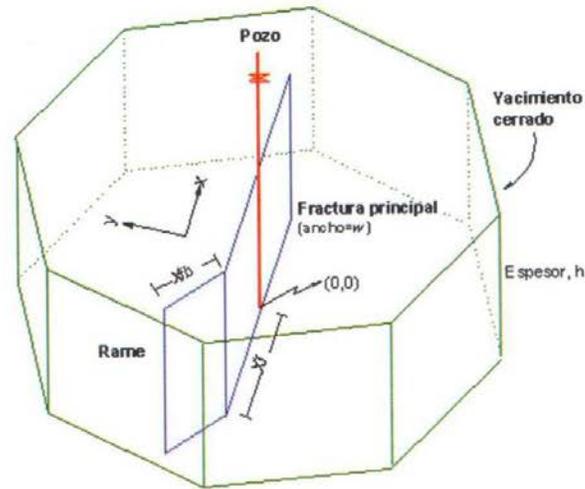


Fig. 1. Vista esquemática del sistema yacimiento-fractura

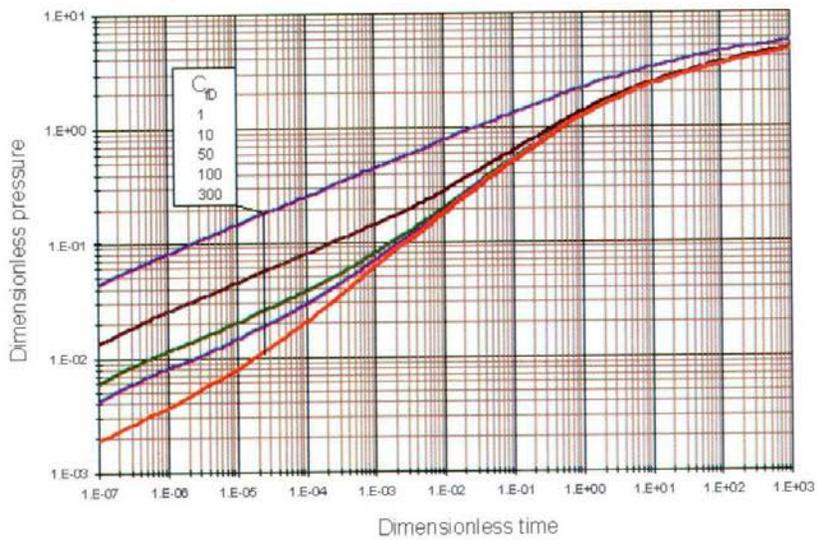


Fig. 2. Respuesta de presión en pozo fracturado con ramificación de 20 % del tamaño de la fractura principal.

Referencias

1. **Germanovich, L. N.**, Astakhov, D. K., Mayerhofer, J. S. and Ring, L. M.: «Hydraulic Fracture with Multiple Segments I. Observations an Model Formulation.» Int. J. Rock. Mech. & Sci. 34 : 3-4, Paper No. 00097, 1997a.
2. **Germanovich, L. N.**, Astakhov, D. K., Mayerhofer, J. S. and Ring, L. M.: «Hydraulic Fracture with Multiple Segments II. Effect of Interaction.» Int. J. Rock. Mech. & Sci. 34 : 3-4, Paper No. 00098, 1997b.
3. **Cinco-Ley, H.**, Samaniego, V. F. and Rodriguez, F.: «Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Fracture». Paper SPE 6014 presented at the SPE-AIME 51st Annual Fall Technical Conference and Exhibition, held in New Orleans, LA, Oct. 3-6, 1976.
4. **Tiab, D., Azzougen, A.**, Escobar, F. H., and Berumen, S.: «Analysis of Pressure Derivative Data of a Finite-Conductivity Fractures by the 'Direct Synthesis Technique'». Paper SPE 52201 presented at the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, March 28-31, 1999 and presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, 21-23 April 1999.
5. **Berumen-Campos, Sergio.**: «Evaluation of Fractured Wells in Pressure-Sensitive Formations.» PhD Dissertation. The University of Oklahoma. 1995.
6. **Berumen, S.**, Rodriguez, F and Tiab, D.: «An Investigation of Fracture Asymmetry on the Pressure Response of Fractured Wells». Paper SPE 38972 presented at the 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, Aug. 30-Sept-3, 1997.
7. **Escobar, F. H.**, Tiab, D. and Jokhio, S.: «Pressure Analysis for a Well Intersected by a Hydraulic Fracture with Multiple Segments». Paper SPE 71035 presented at the SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference held in Keystone, CO. May. 21-23, 2001.
8. **Escobar, F.H.**, and Tiab, D. «PEBI Grid Selection for Simulation of Transient Pressure Analysis». SPE 76783, **Proceedings**, SPE Western regional Meeting/AAPG Pacific Section Joint Meeting, Anchorage, Alaska, May 20-22, 2002
9. **Escobar, F .H.** «Application of PEBI Grid Simulation to Analyze Pressure-Transient Behavior of Hydraulically Fractured Vertical Wells». Ph.D. Dissertation. The University of Oklahoma, 2002.