

ID 1950 Evaluación del fenómeno de pérdidas de fluido de perforación en yacimientos naturalmente fracturados mediante un modelo numérico que acopla el plano de fractura y la zona permeable.

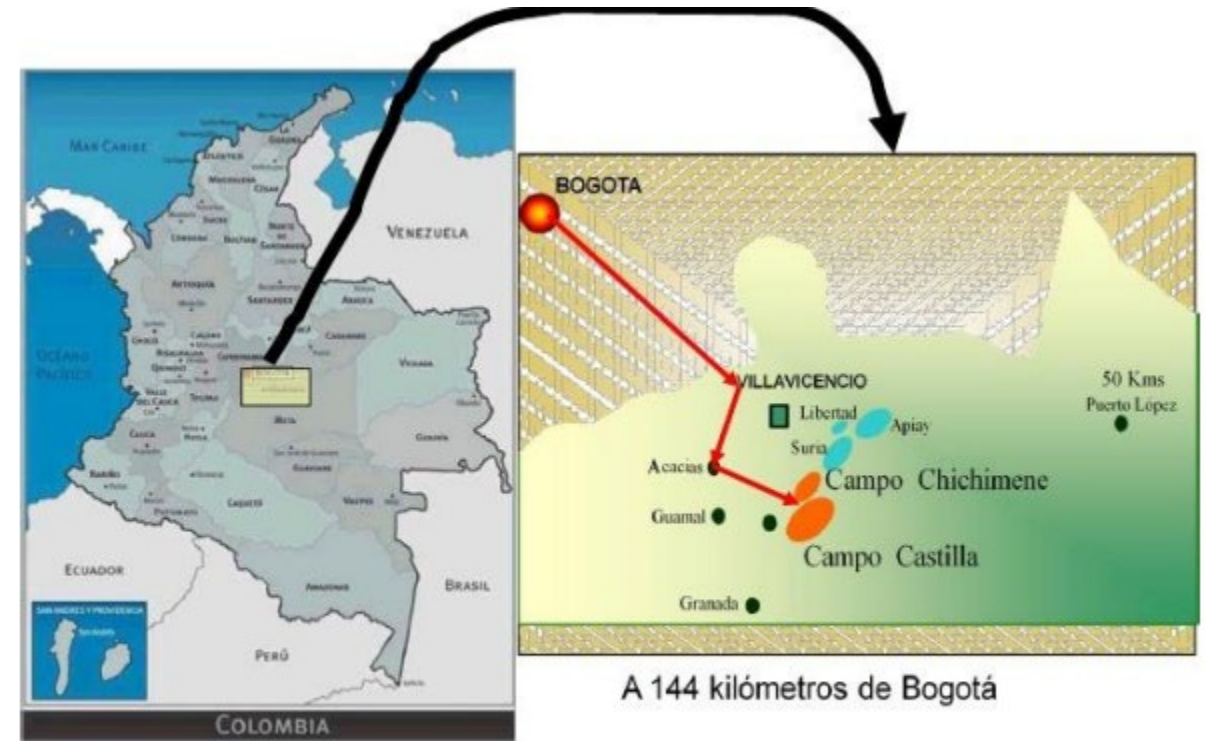
Diego A. Vargas
Darwin Mateus
Zuly Calderón

7 noviembre 2019



Agenda

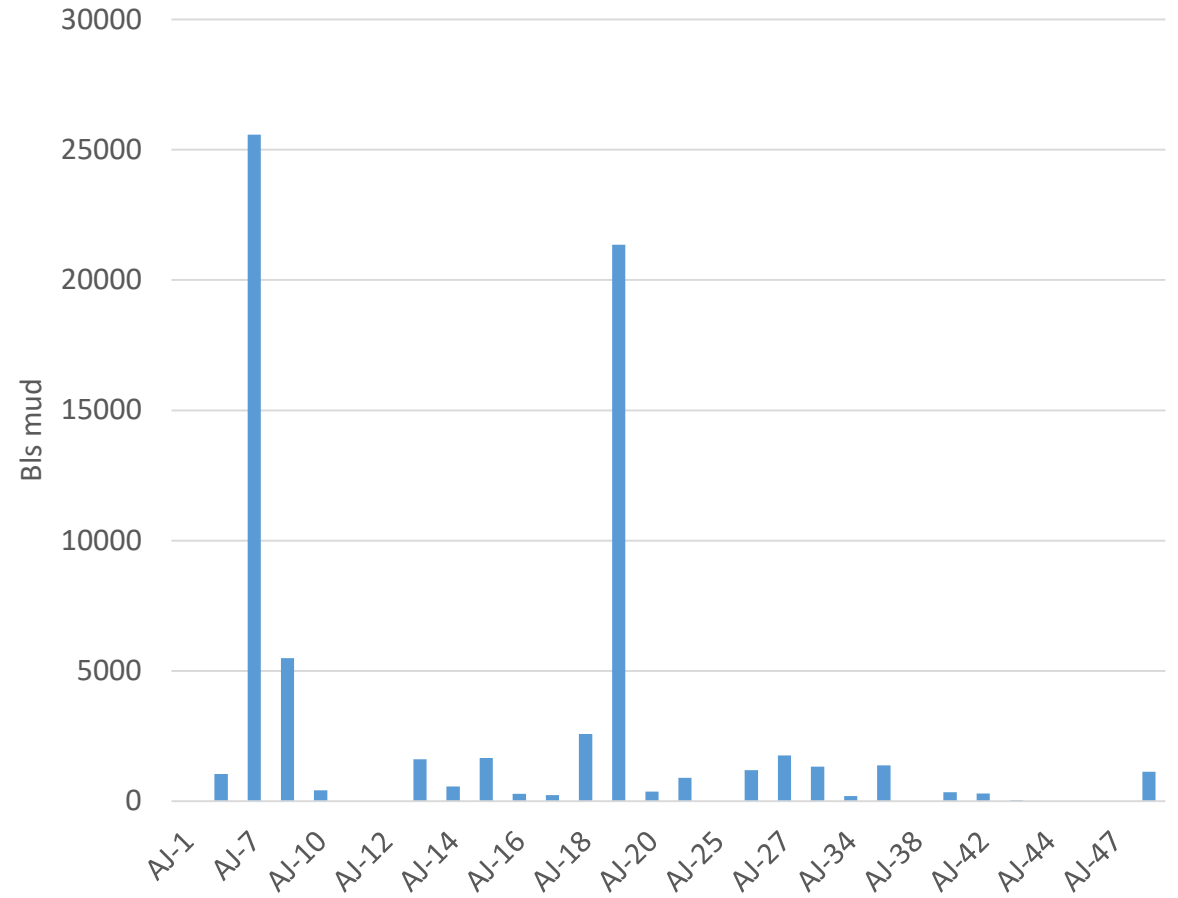
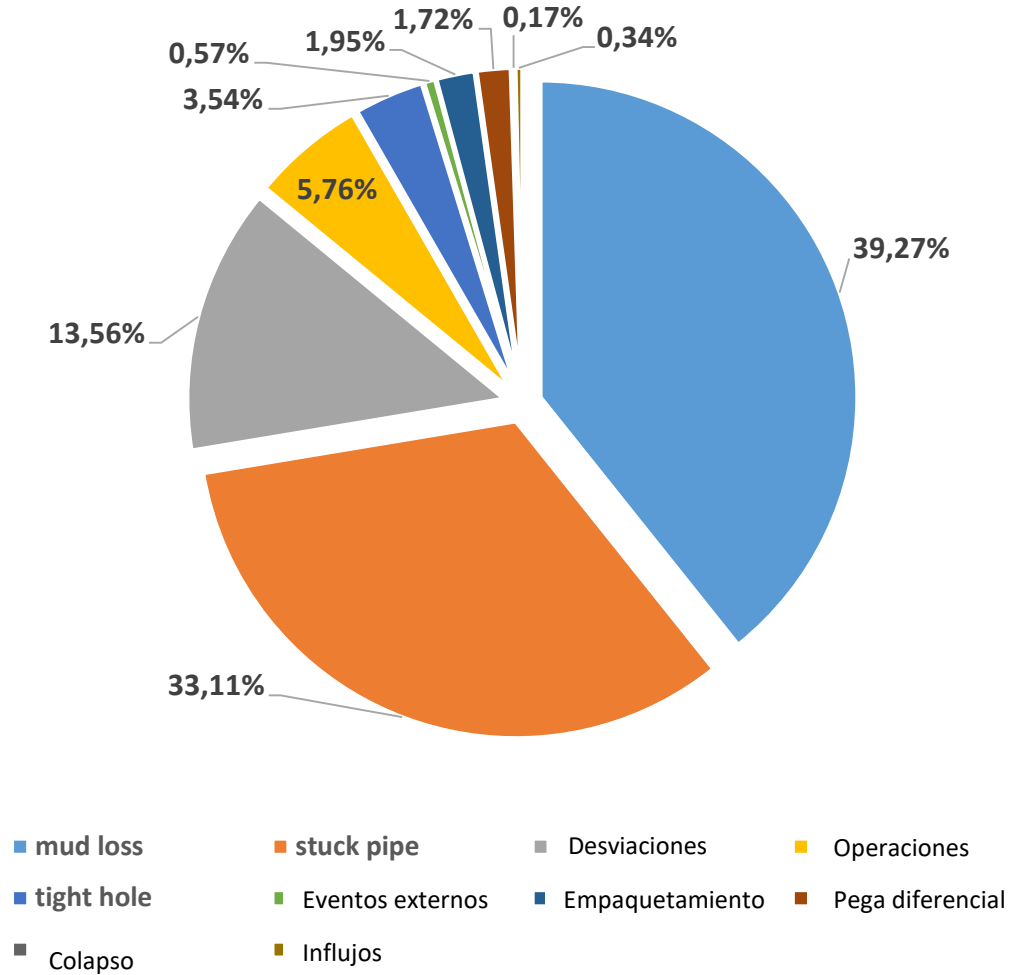
1. Problema
2. Revisión bibliográfica
3. Modelo numérico
4. Una fractura
5. Múltiples fracturas
6. Aplicaciones
7. Conclusiones



Fuente: Colombian basins



Problema



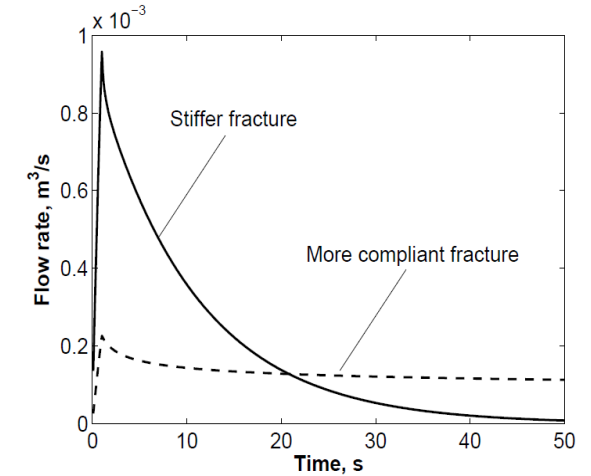
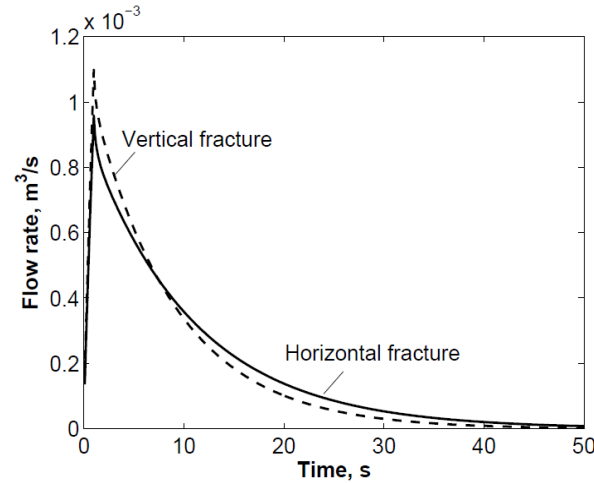
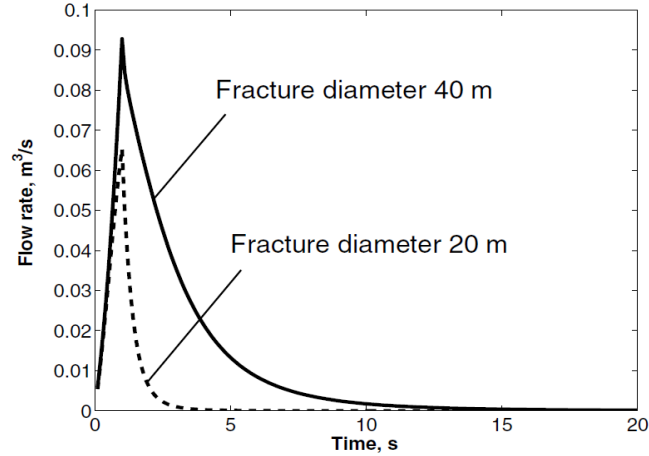


Revisión bibliográfica

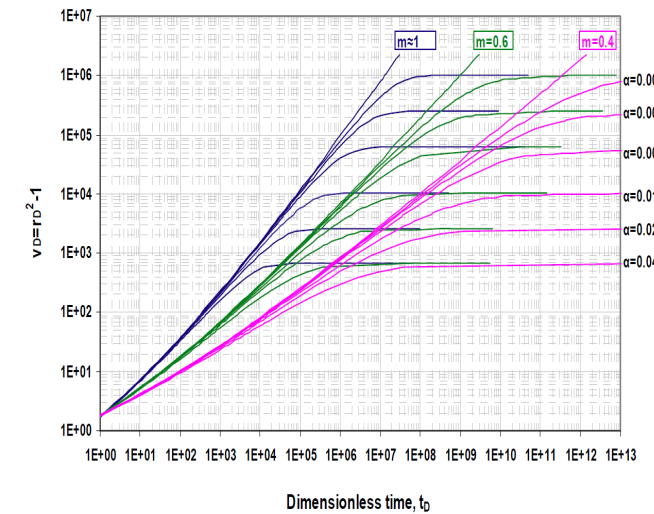
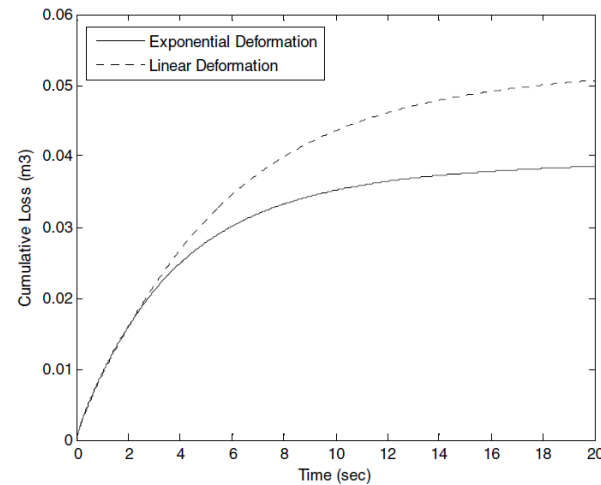
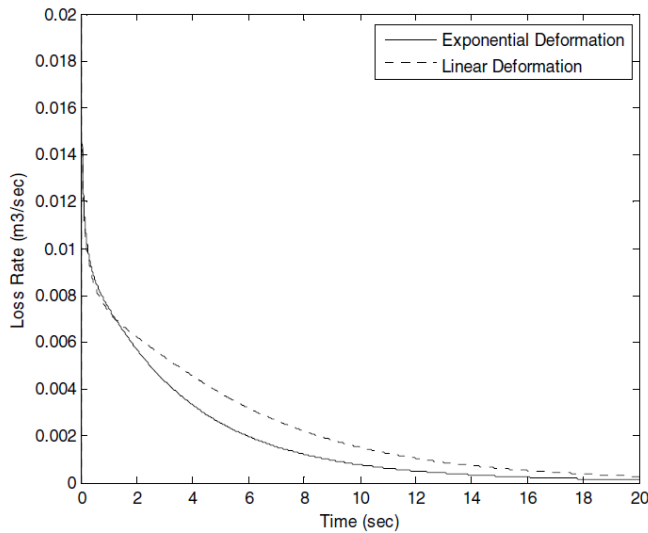
Autor	Newtoniano	No newtoniano	Petrofísica	Geometría
Sanfillipo et. al. (1997)	x		Impermeable	Horizontal Apertura constante Radio de fractura finito.
Liétard et al. 1999		Plástico de Bingham	Impermeable	Radio de fractura infinito
Lavrov y Tronvoll (2005)	x		Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Lavrov y Tronvoll (2004)		Ley de potencia	Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Lavrov y Tronvoll (2005)		Ley de potencia	Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Lavrov y Tronvoll (2006)		Ley de potencia	Impermeable	Horizontal - Vertical Radio de fractura finito
Shahri et al (2011)		Ley de potencia modificada	Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Majidi et al 2008		Ley de potencia modificada	Impermeable	Horizontal Radio de fractura infinito



Revisión bibliográfica

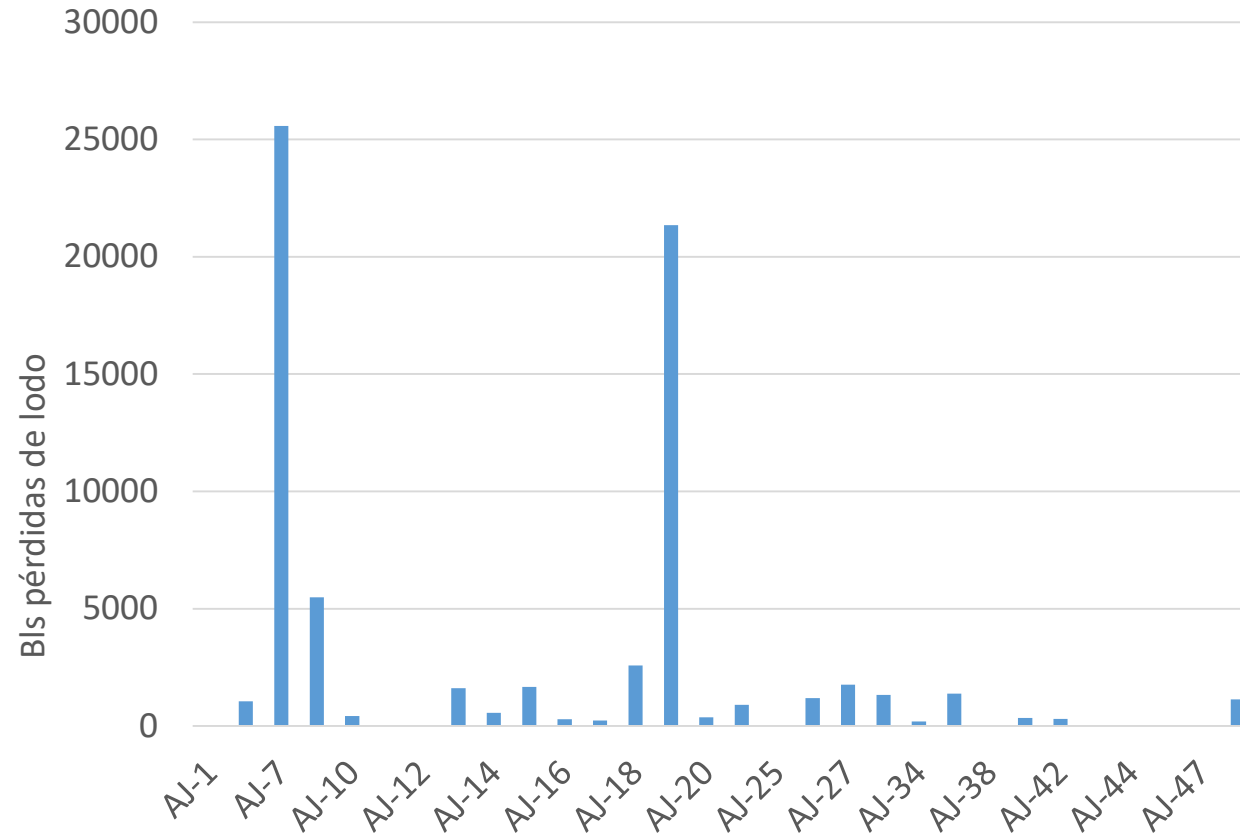


Lavrov and Tronvoll, 2004-2005-2006



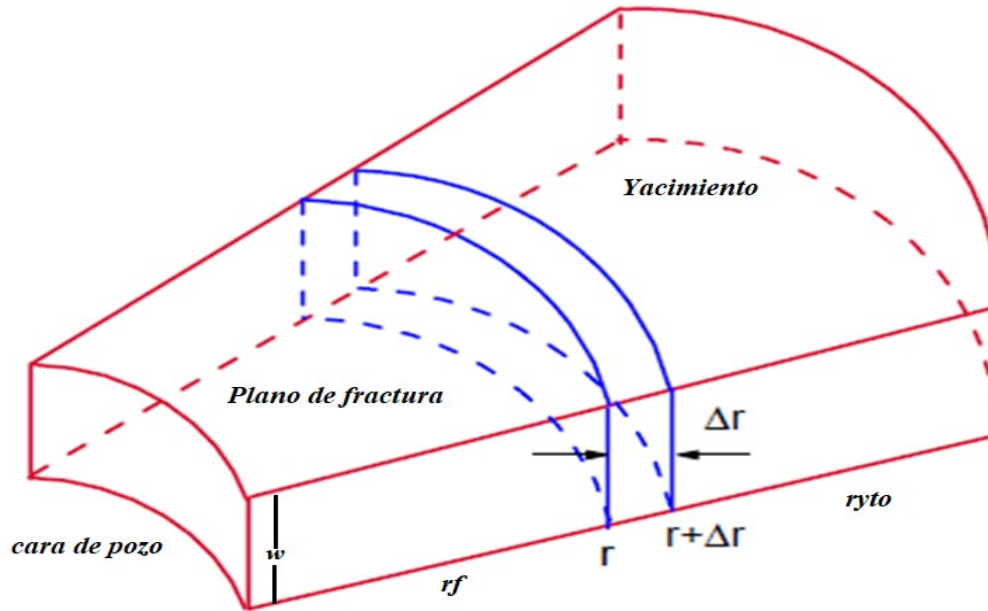


???.





Modelo numérico



Modificado de Escobar 2003

masa entra – masa sale = masa que se acumula

$$(v_r * A * \rho * dt)_{r+\Delta r} - (v_r * A * \rho * dt)_r = (Vol * \rho)_{t+\Delta t} - (Vol * \rho)_t$$

$$\frac{1}{r} (v_r * w) + \frac{d}{dr} (v_r * w) = \frac{d(w)}{dt}$$

Balance en el plano de fractura

$$v_r = ??$$

$$\frac{1}{r} \frac{dp}{dr} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{c_r * \mu * \phi}{k} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Balance en yacimiento

$$v_r = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$



Modelo numérico

Modelo reológico de potencia

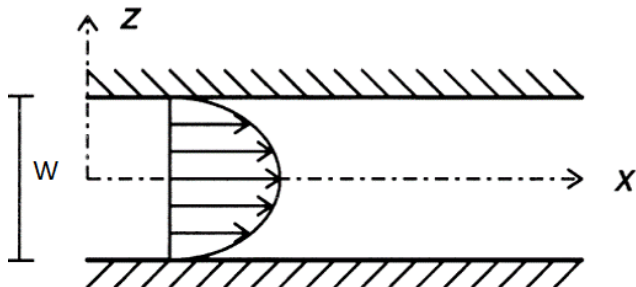
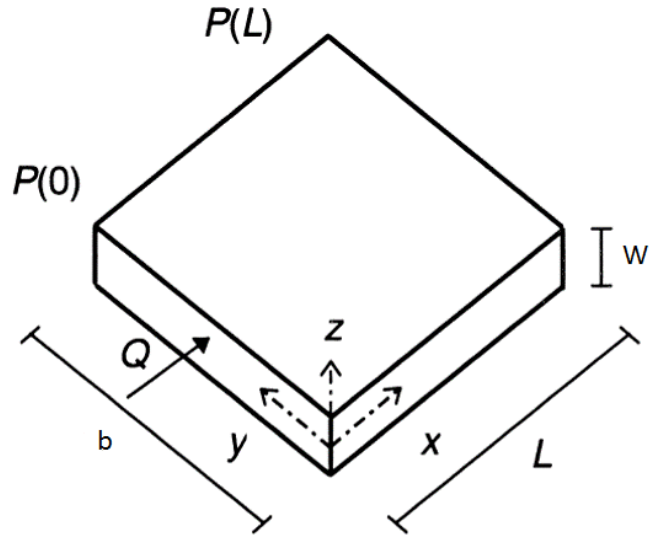
$$\tau_{zx} = -m \left(\frac{\partial v_x}{\partial z} \right)^n$$

Esfuerzo de corte mediante balance de momento

$$\tau_{zx} = \nabla P |z|$$

Velocidad de flujo a través de las placas

$$v = \frac{n w^{(n+1)/n}}{(2n+1) 2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r}$$





Modelo numérico

Balance de masa para flujo en fracturas

$$\frac{1}{r} (v_r * w) + \frac{d}{dr} (v_r * w) = \frac{d(w)}{dt}$$

Velocidad de flujo a través de las placas

$$v = \frac{nw^{(n+1)/n}}{(2n+1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r}$$

$$\frac{n}{(2n+1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial}{\partial r} \left[w^{(2n+1)/n} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} \right] + \frac{1}{r} \frac{nw^{(2n+1)/n}}{(2n+1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Balance de masa para flujo medios porosos

$$\frac{1}{r} \frac{d\mathbf{p}}{dr} + \frac{\partial^2 \mathbf{p}}{\partial r^2} = \frac{c_r * \mu * \phi}{k} \frac{\partial \mathbf{p}}{\partial t}$$

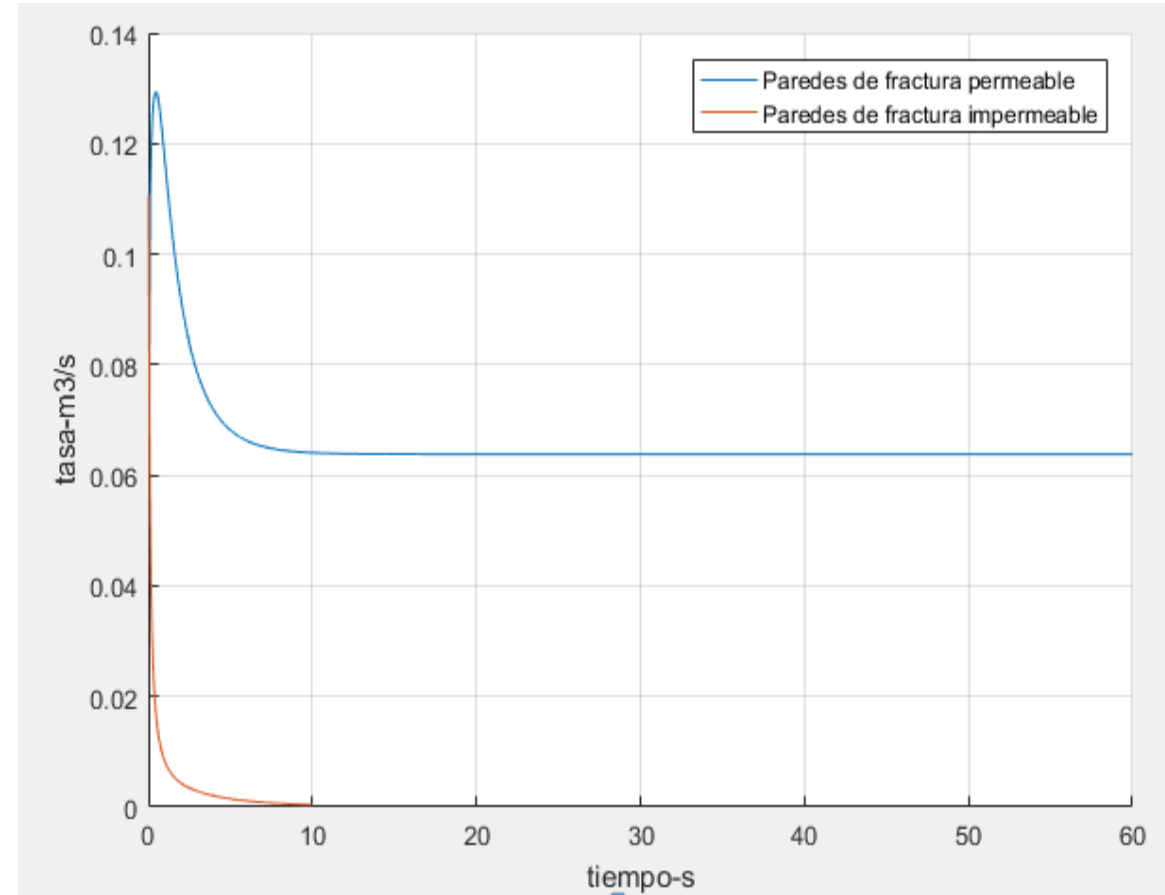
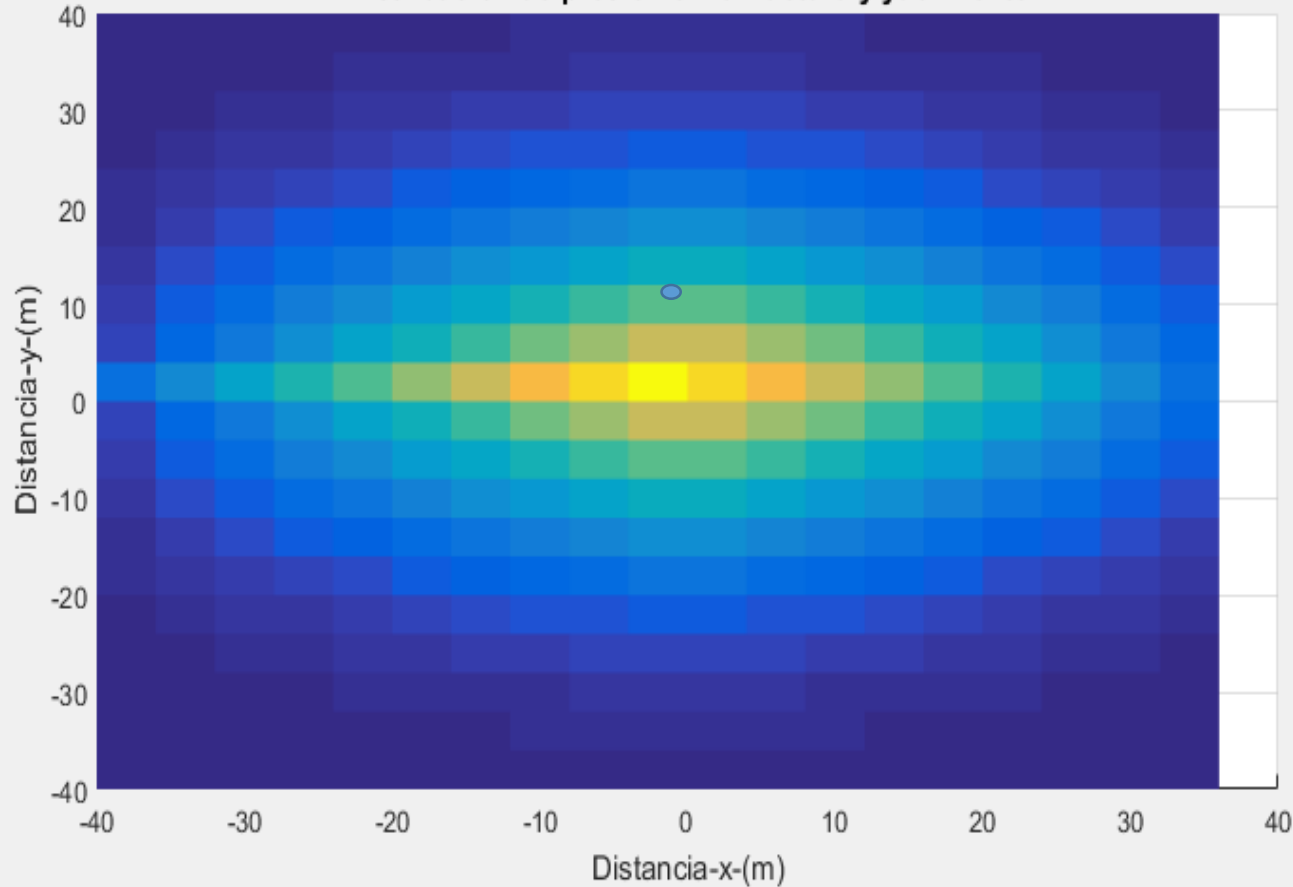
Ley de Darcy

$$v_r = \frac{k}{\mu} \frac{\partial \mathbf{p}}{\partial r}$$



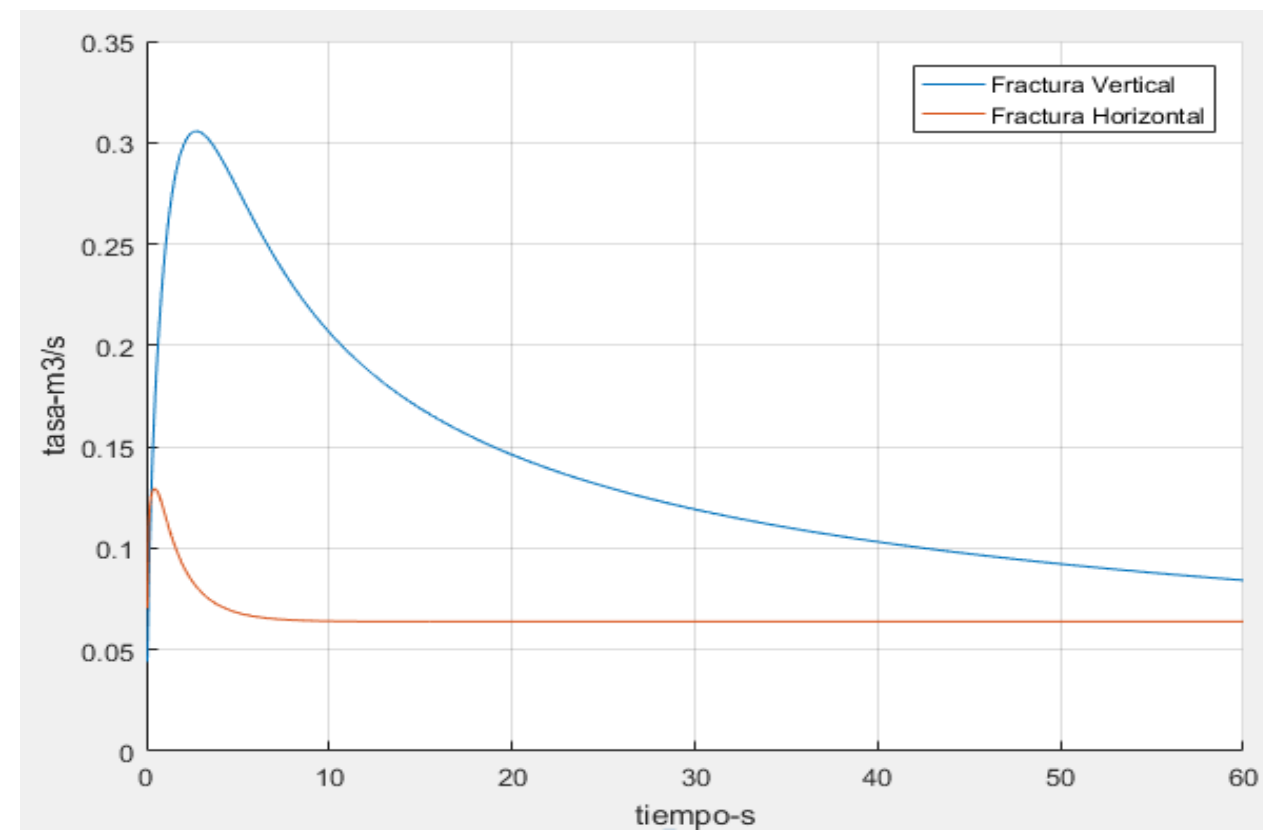
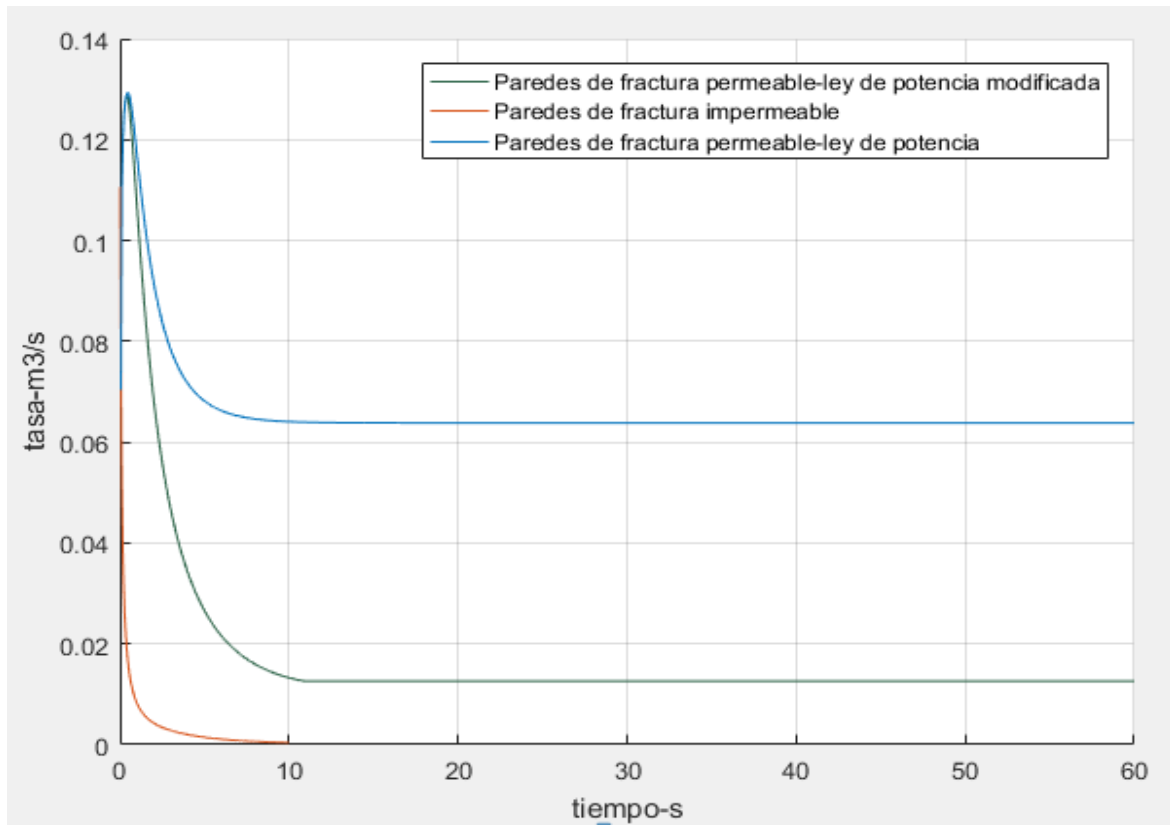
Aplicación una fractura

Distribución de presión en la fractura y yacimiento



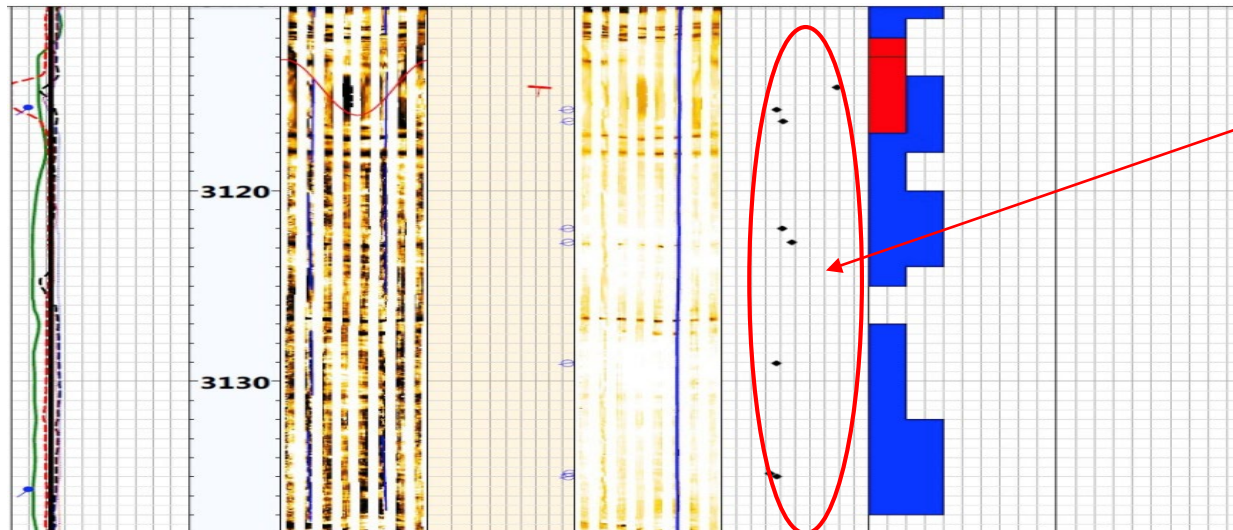


Aplicación una fractura





N W-E S HoleDevDip 0 deg 90 BIT 10 in 20 DI48_S 10 in 20 DI26_S 10 in 20 CALY_S 10 in 20 CALX_S 10 in 20 GR_S 0 gAPI 150	Reference (ft) 1:50	N W-E S Classification Breakout Induced fracture Open-fracture Partially-open Dip_TRU 0 dega 90	P1A2_C_S 0 deg 360 Borehole Image 16.52 238.9 CML_DYN 0 MMHO 2.6e+02 Image Orientation* N E S W N 0 90 180 360	FVA_APPARENT 0 mm 10	Partially-open-fracture_COUNT Open-fracture_COUNT Induced fracture_COUNT Partially-open-fracture_COUNT 0 unitless 5 Open-fracture_COUNT 0 unitless 5 Induced fracture_COUNT 0 unitless 5	Breakout_COUNT Breakout_COUNT





Modelo numérico

$$\text{masa entrada} - \text{masa salida} \pm \text{masa}^{\text{fuentes}}_{\text{sumideros}} = \text{masa}^{\text{acumulada}}_{\text{agotada}}$$

Balance de masa para flujo en fracturas

$$\frac{1}{r} (v_r * w) + \frac{d}{dr} (v_r * w) = \frac{d(w)}{dt}$$

Velocidad de flujo a través de las placas

$$v = \frac{nw^{(n+1)/n}}{(2n+1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r}$$

$$\frac{n}{(2n+1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial}{\partial r} \left[w^{(2n+1)/n} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} \right] + \frac{1}{r} \frac{nw^{(2n+1)/n}}{(2n+1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Balance de masa para flujo medios porosos

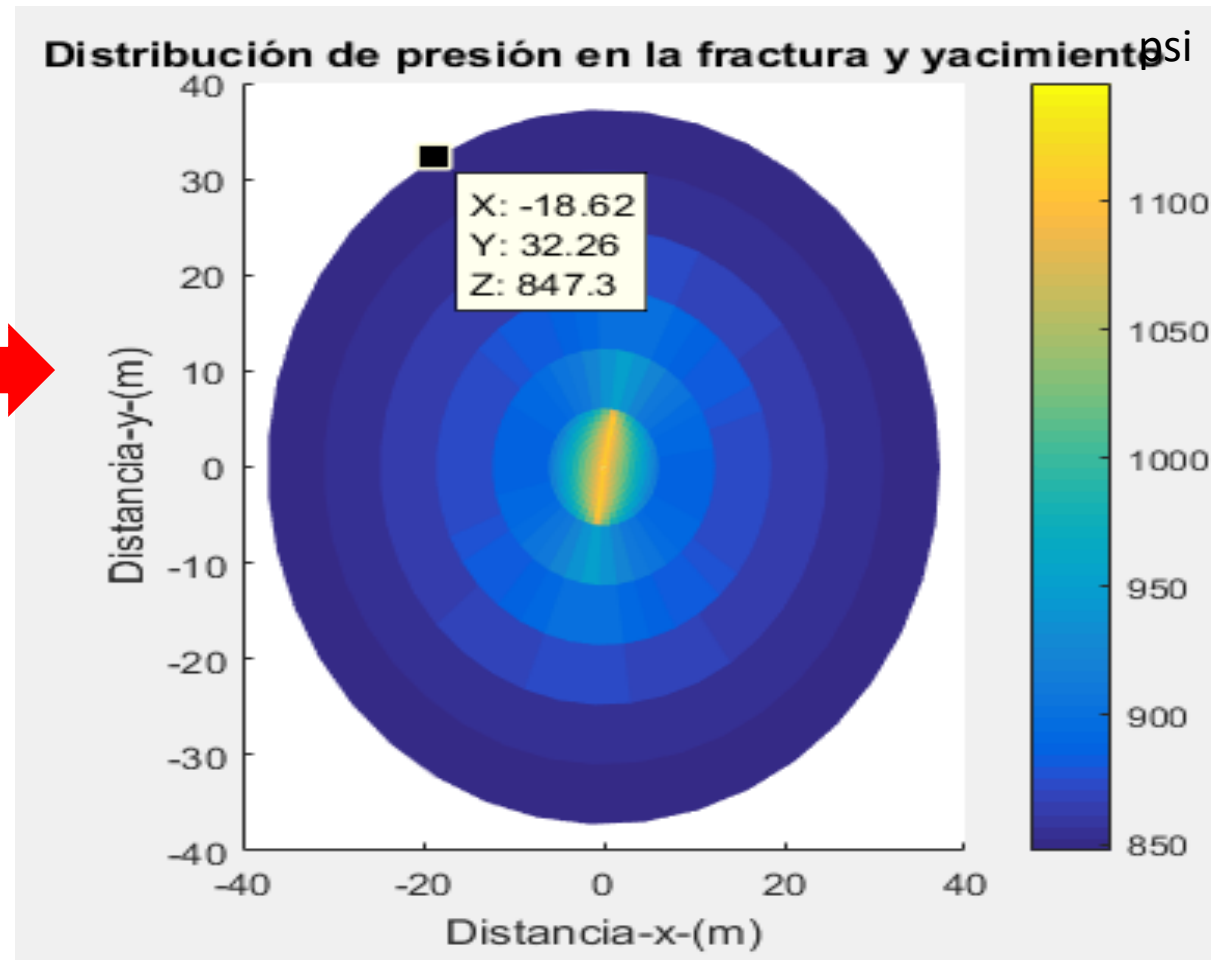
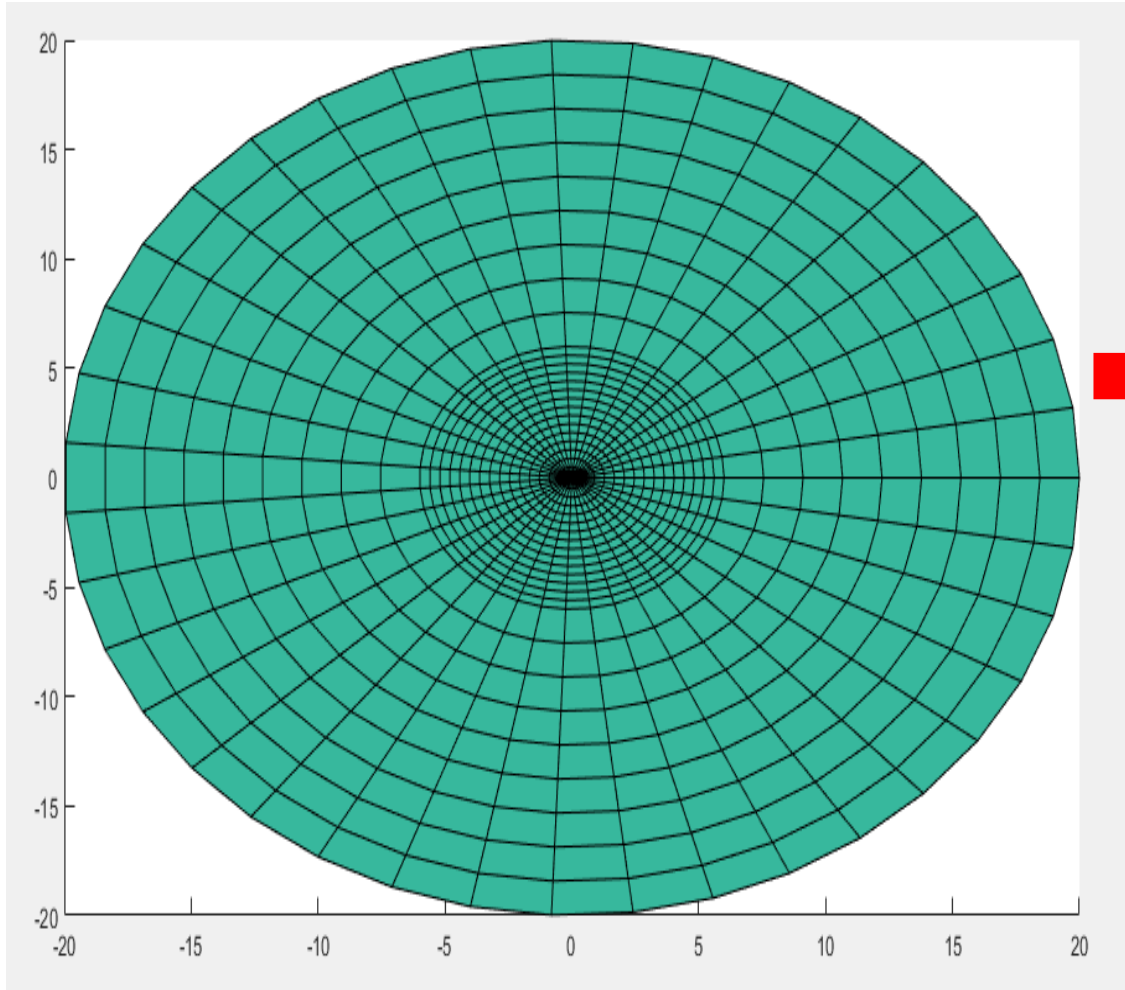
$$\frac{1}{r} \frac{dp}{dr} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} \pm \frac{\hat{q}\mu}{\rho k} = \frac{c_r * \mu * \phi}{k} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Ley de Darcy

$$v_r = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$



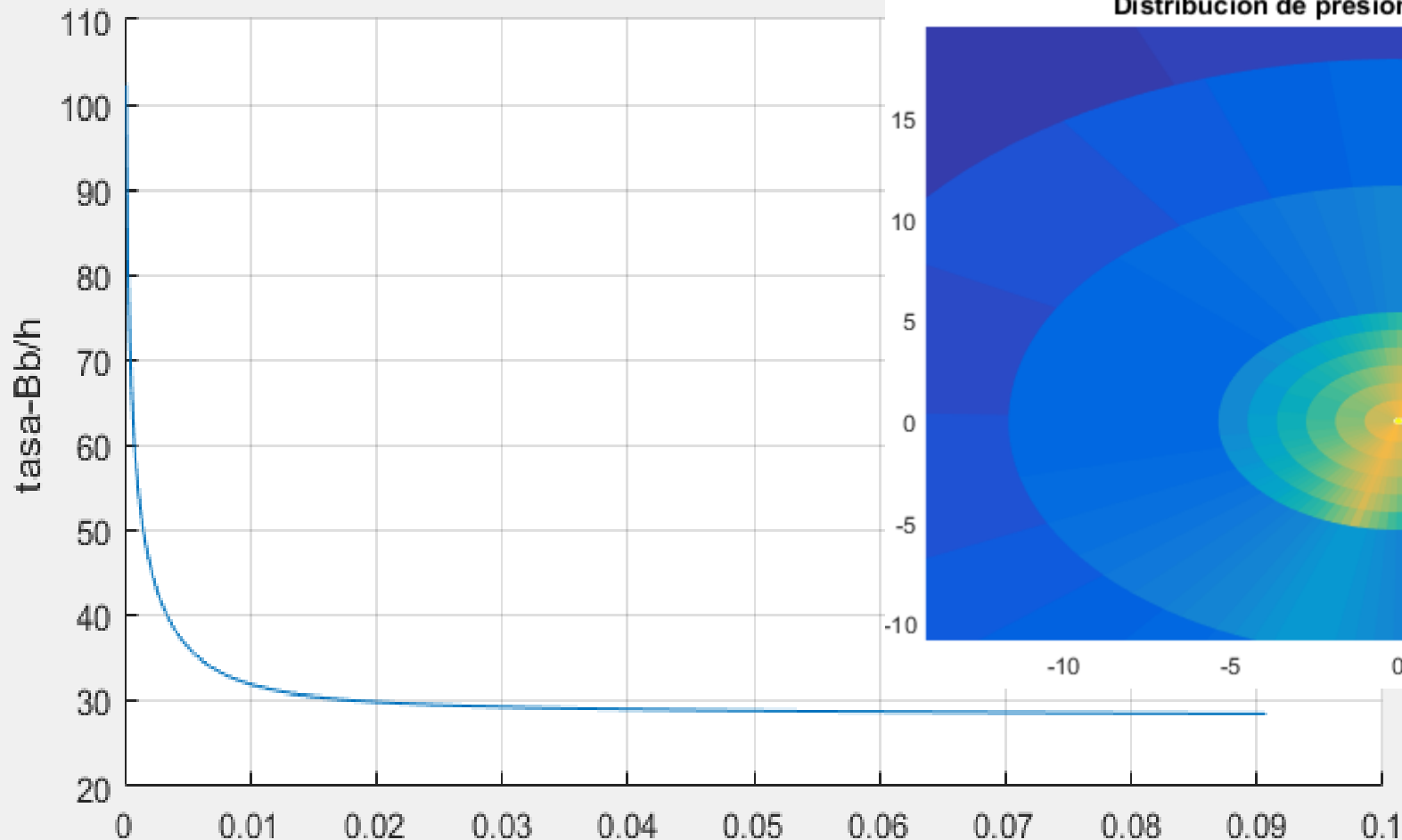
Aplicación múltiples fracturas



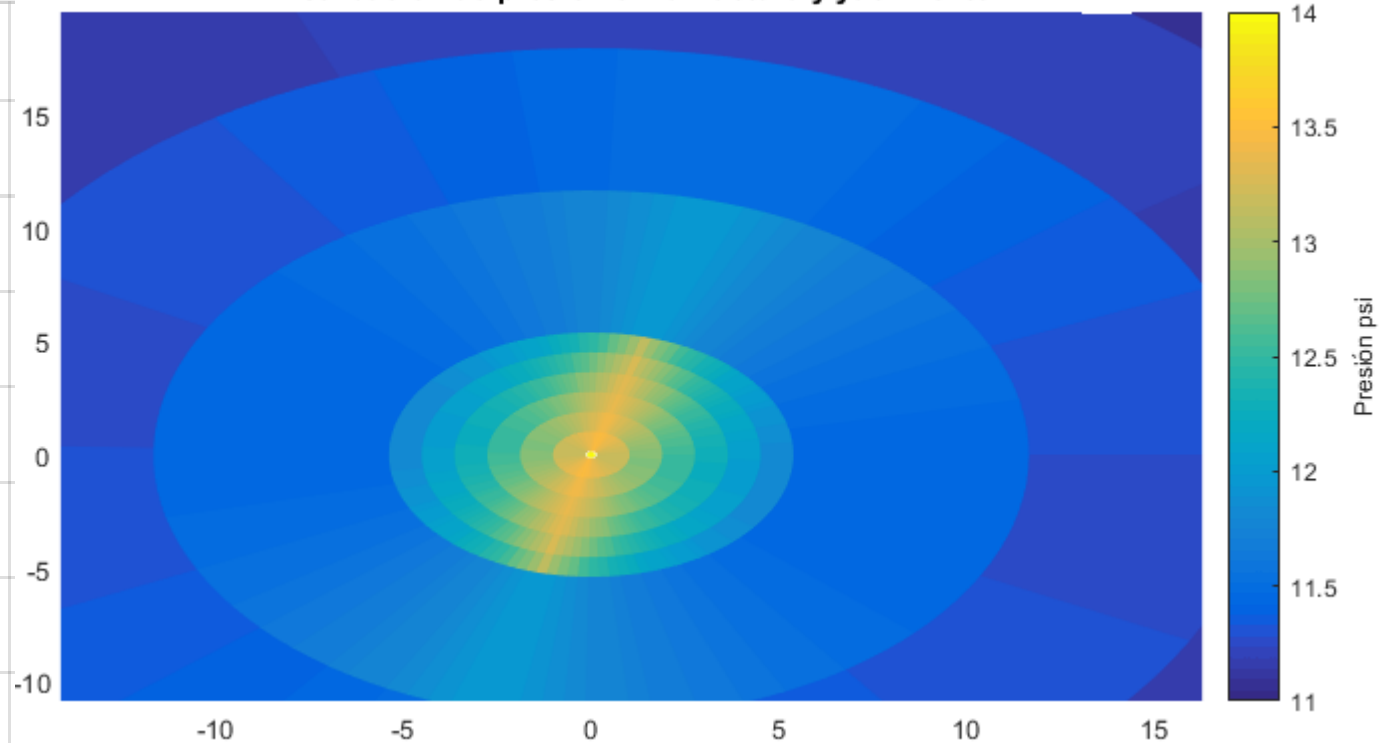


Aplicación múltiples fracturas

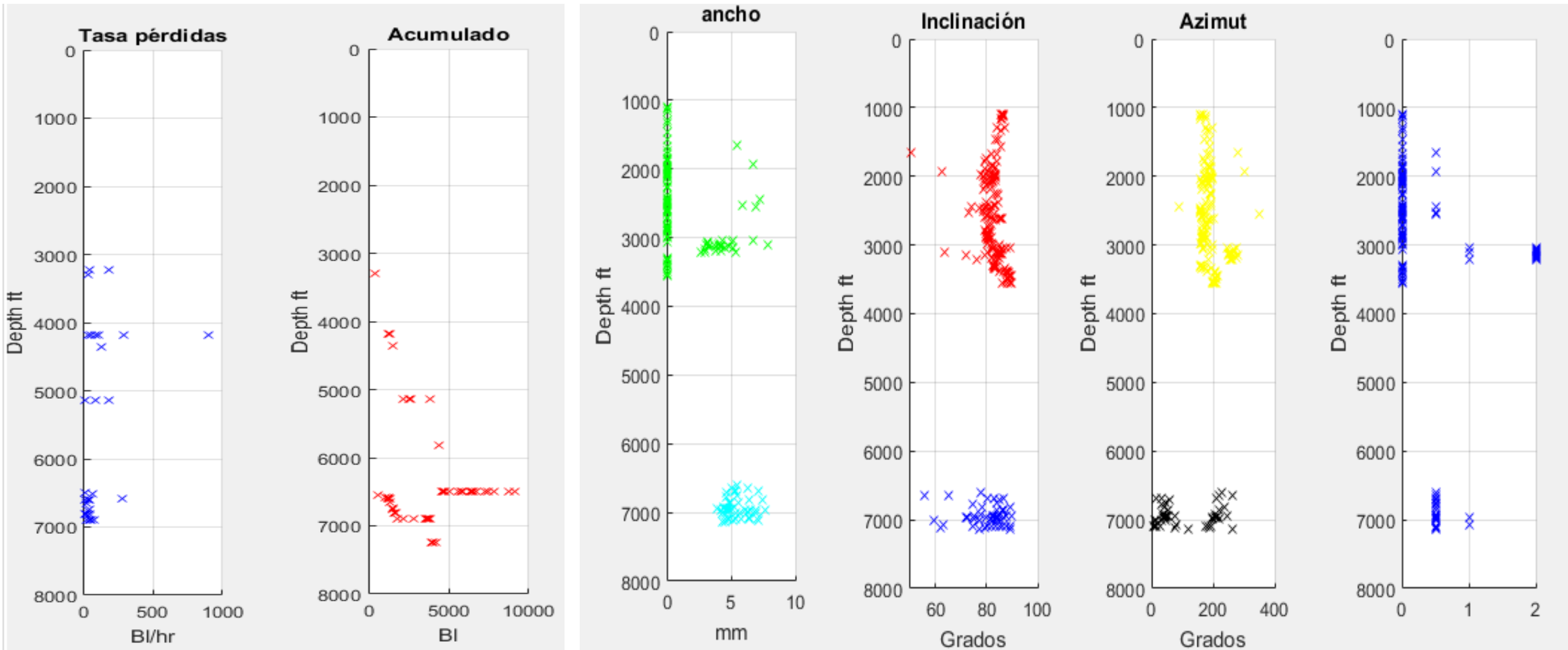
Pérdidas de circulación



Distribución de presión en la fractura y yacimiento



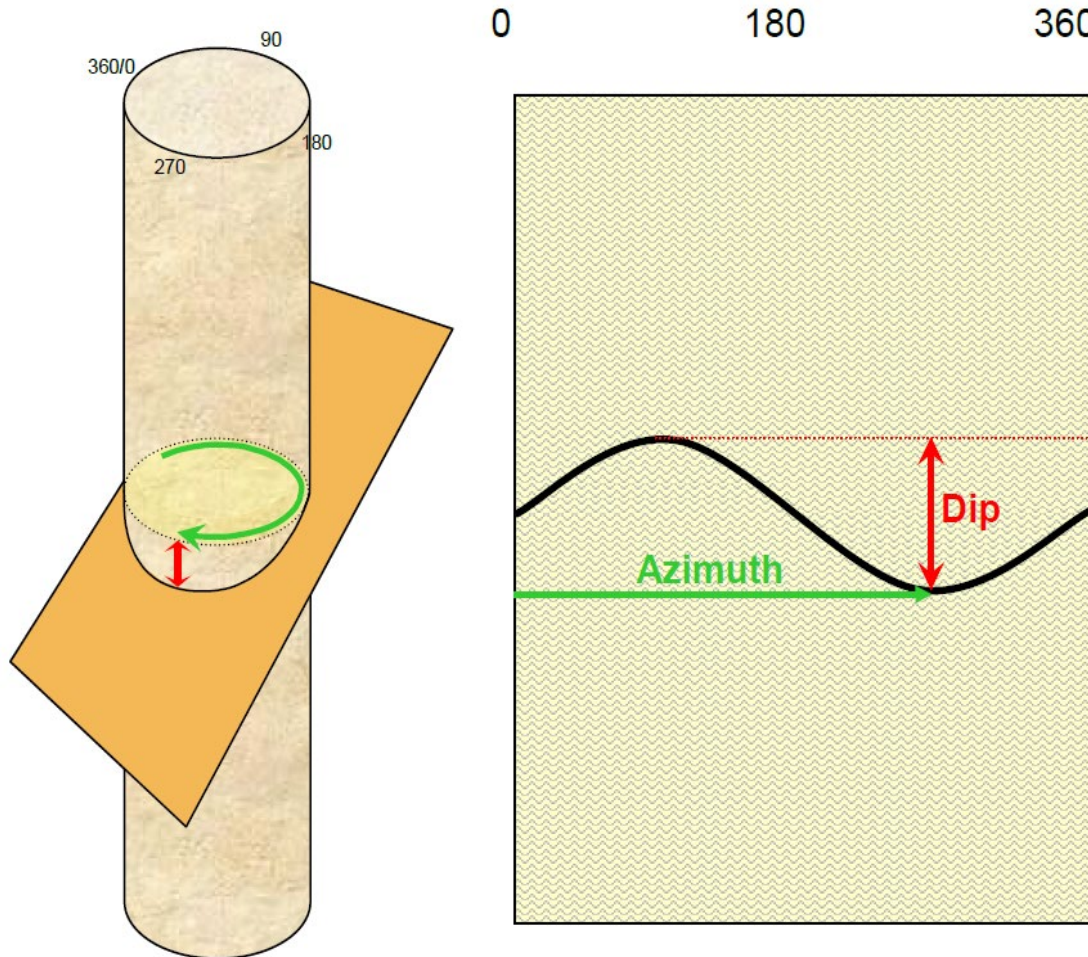
Aplicación múltiples fracturas



Información de ancho de fractura, inclinación, azimut y tipo de fractura (0= Breakout, 0.5=parcialmente abierta, 1=abierta 2=inducidas).

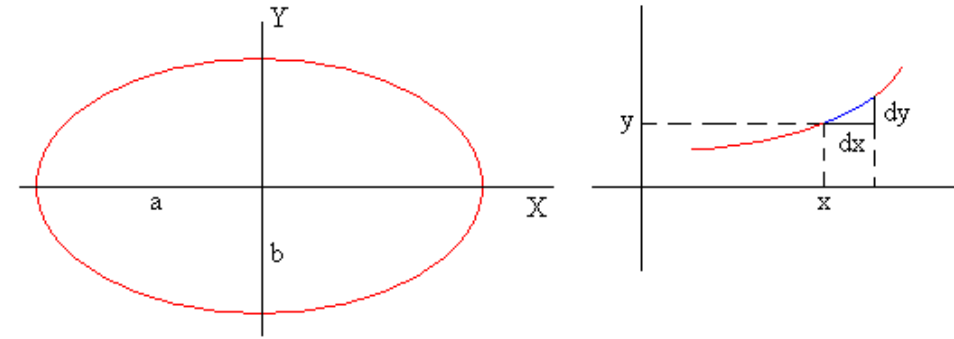


Aplicación múltiples fracturas



$b = \text{radio}$ $a = \text{radio} / \cos(\text{dip})$

Una elipse está caracterizada por su semieje mayor a y su semieje menor b .



La ecuación de una elipse es

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1$$

La longitud de un pequeño arco de una curva es,

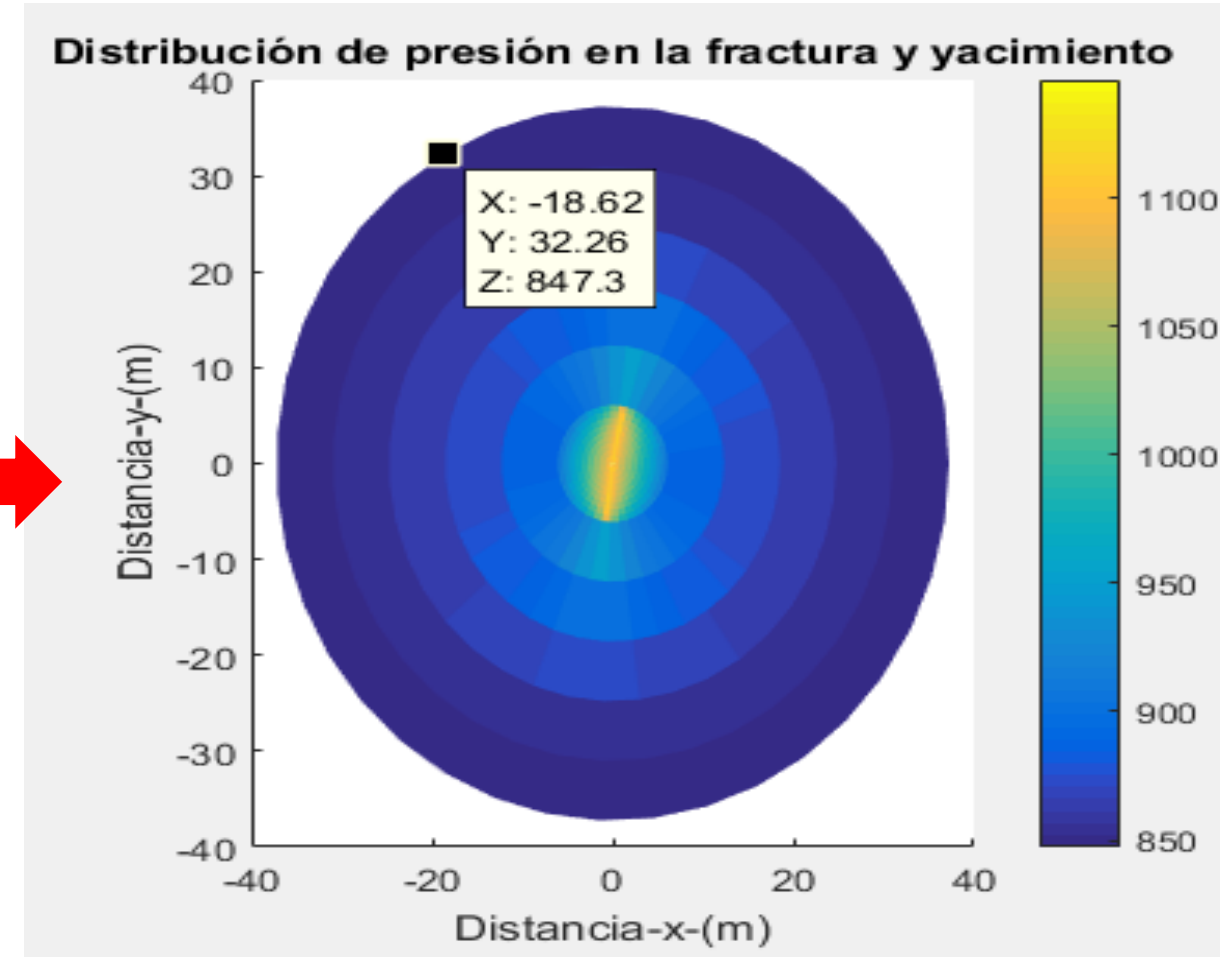
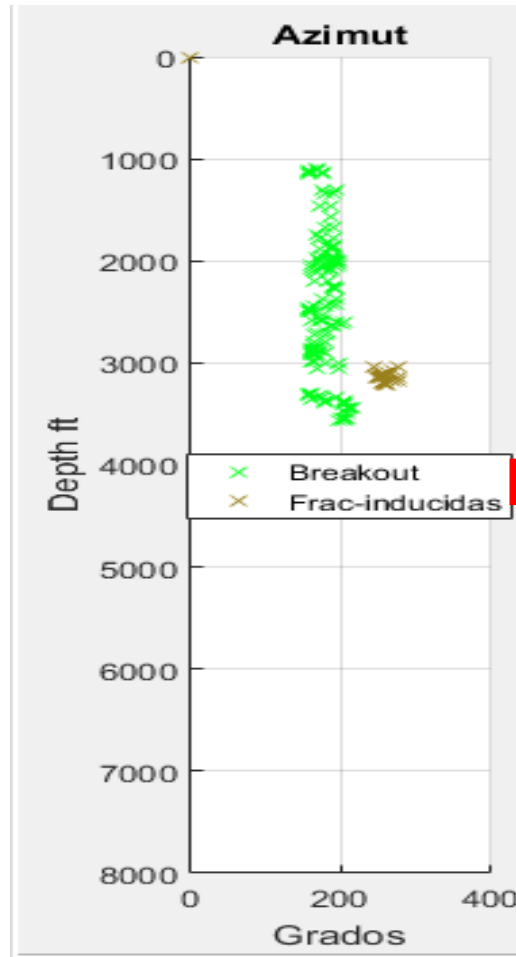
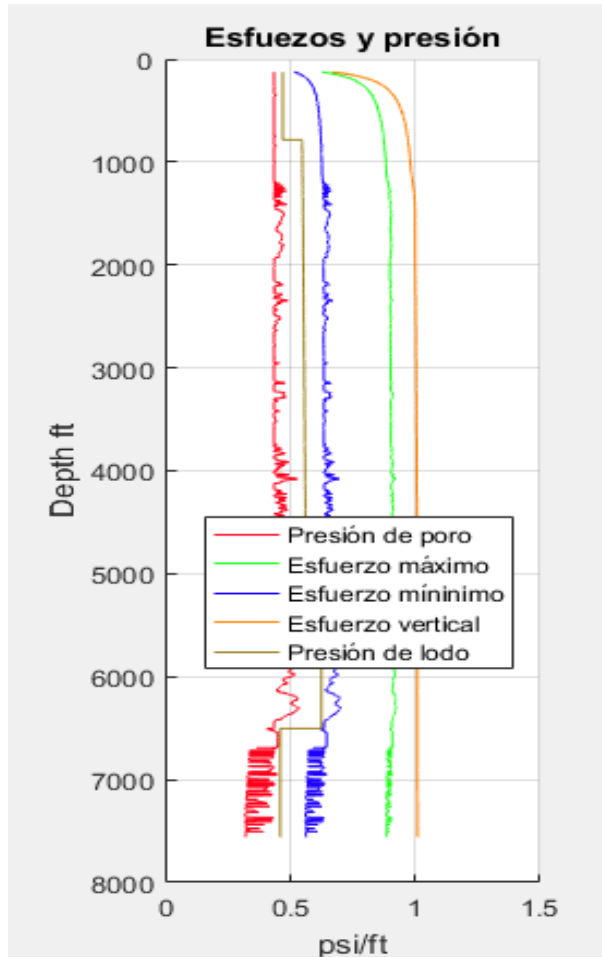
$$\sqrt{dx^2 + dy^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} dx$$

La longitud del perímetro de la elipse es cuatro veces la longitud de la parte de la elipse comprendida en un cuadrante.

$$L = \oint \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} dx = 4 \int_0^a \sqrt{1 + \frac{b^2 x^2}{a^2(a^2 - x^2)}} dx = \frac{4}{a} \int_0^a \sqrt{\frac{a^4 - a^2 x^2 + b^2 x^2}{(a^2 - x^2)}} dx$$



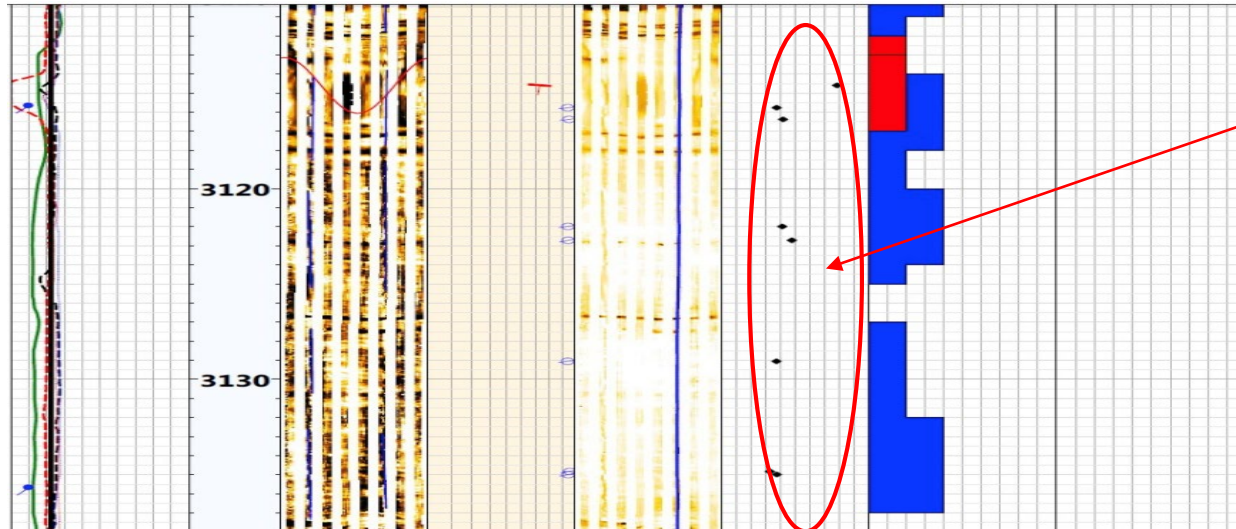
Aplicación múltiples fracturas



Esfuerzos del modelo geomecánico propuesto. b: azimuth para breakout y fracturas inducidas.



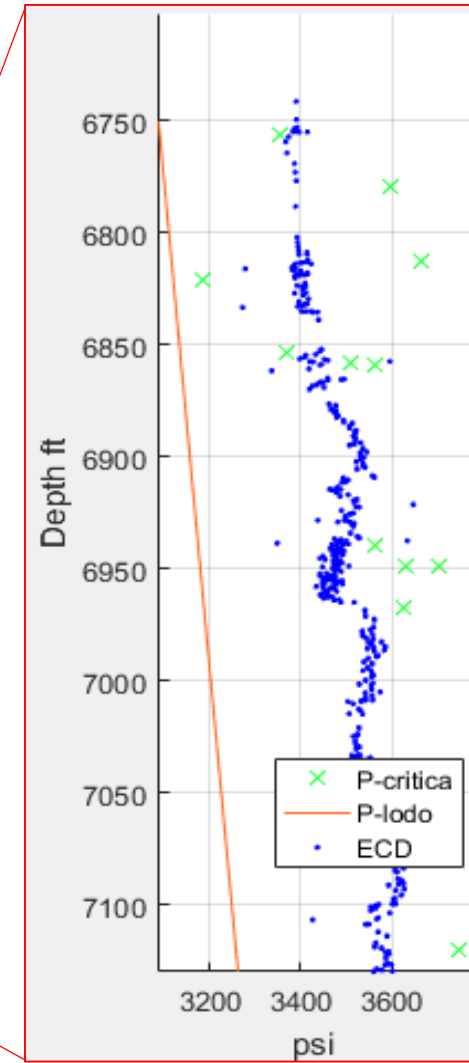
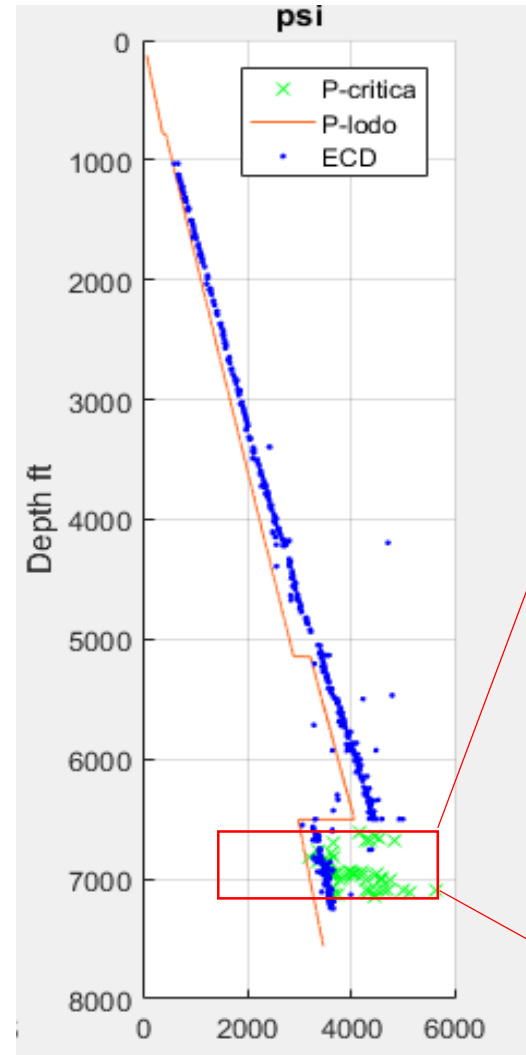
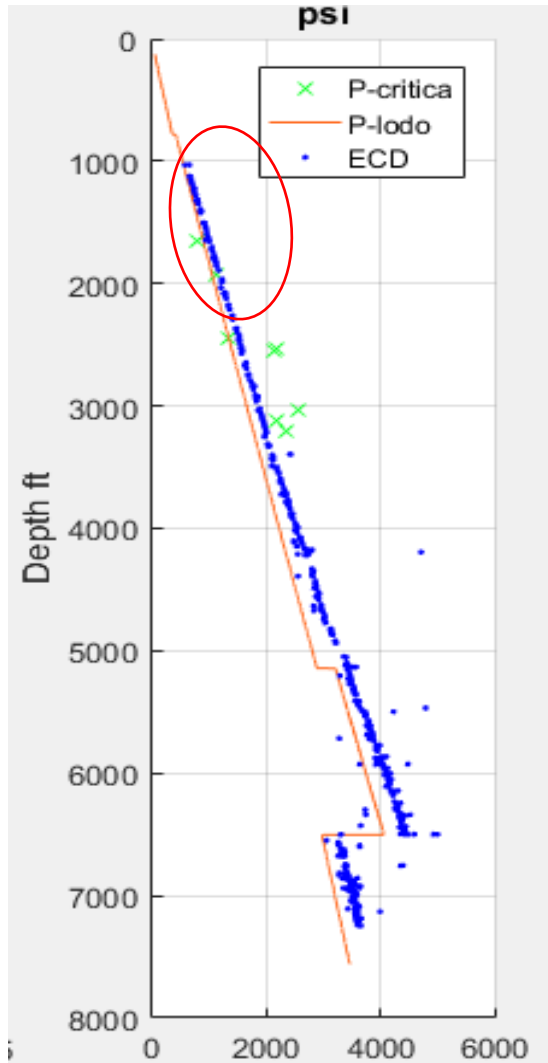
N W-E S HoleDevDip 0 deg 90 BIT 10 in 20 DI48_S 10 in 20 DI26_S 10 in 20 CALY_S 10 in 20 CALX_S 10 in 20 GR_S 0 gAPI 150	Reference (ft) 1:50	N W-E S Classification Breakout Induced fracture Open-fracture Partially-open Dip_TRU 0 dega 90	P1AZ_C_S 0 deg 360 Borehole Image 1.26 1.6 CML_STAT -7.5 MMHO 8.4 Image Orientation* N E S W N 0 90 180 360	FVA_APPARENT 0 mm 10	Induced fracture_COUNT 0 unitless 5	Breakout_COUNT 0 unitless 5



Todas estarán abiertas????

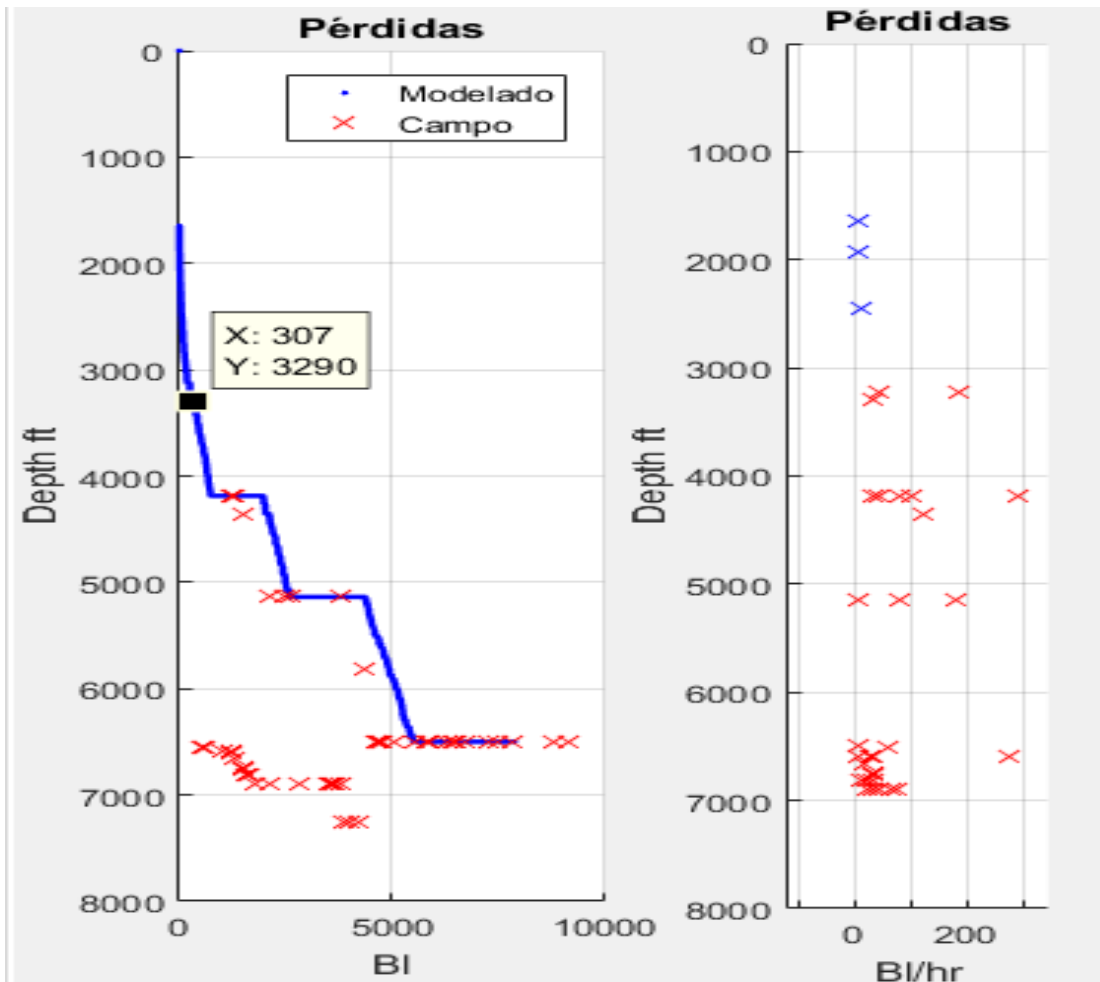


Aplicación múltiples fracturas





Aplicación múltiples fracturas

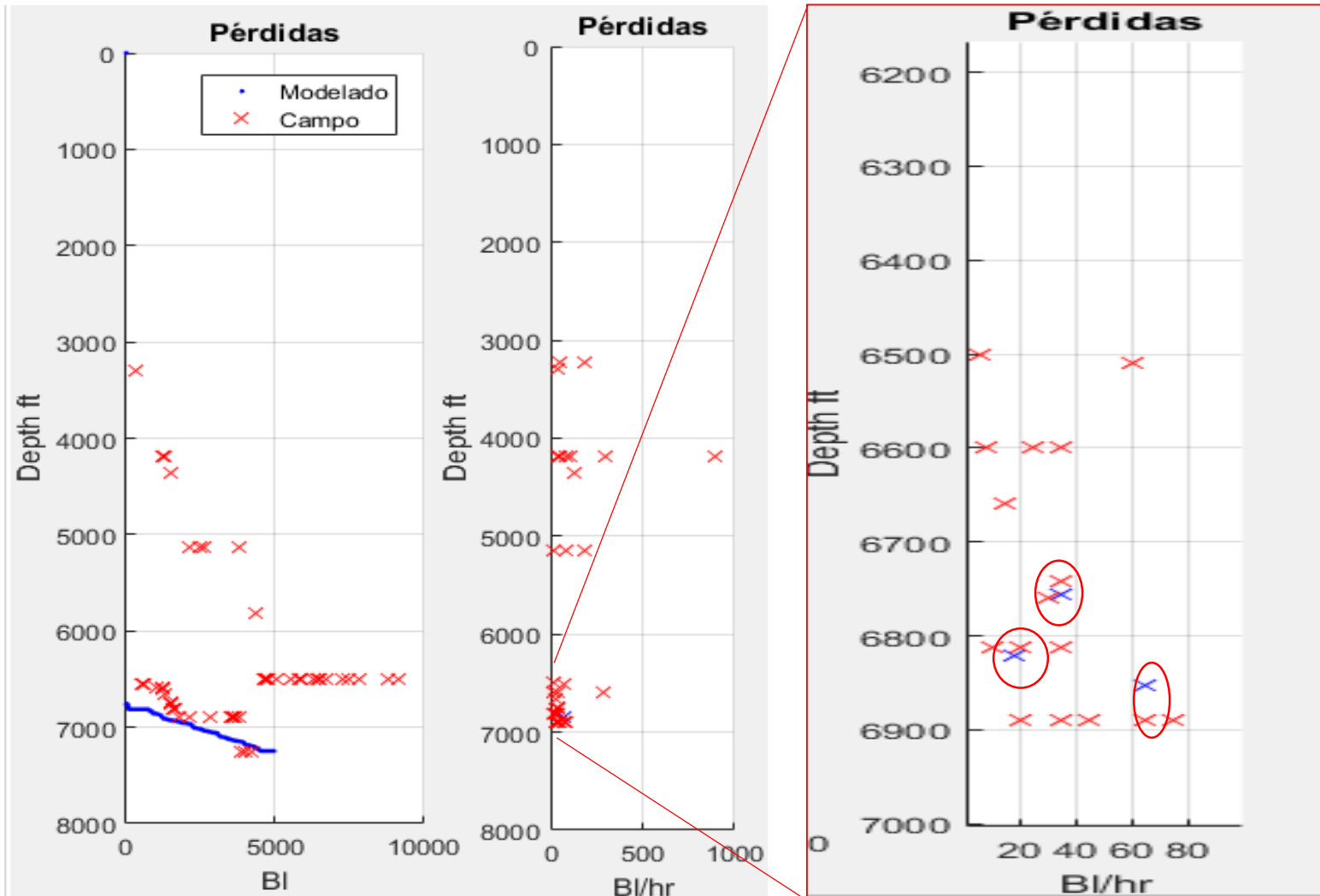


Volumen de pérdidas
acumulado para la fase 12 ¼

Tasas de pérdidas modeladas
(color azul) comparada con las
reportadas en campo



Aplicación múltiples fracturas



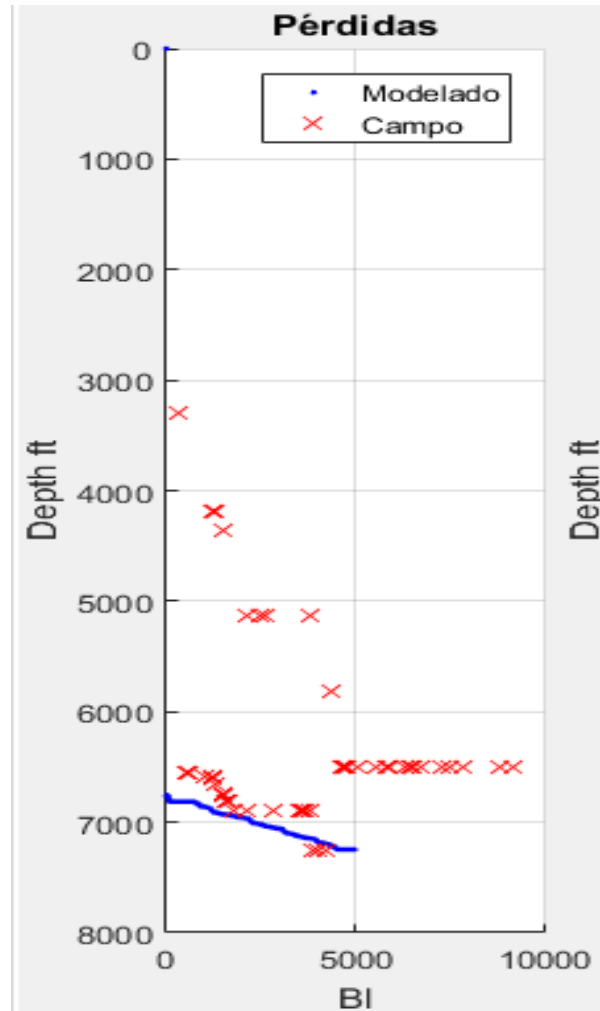
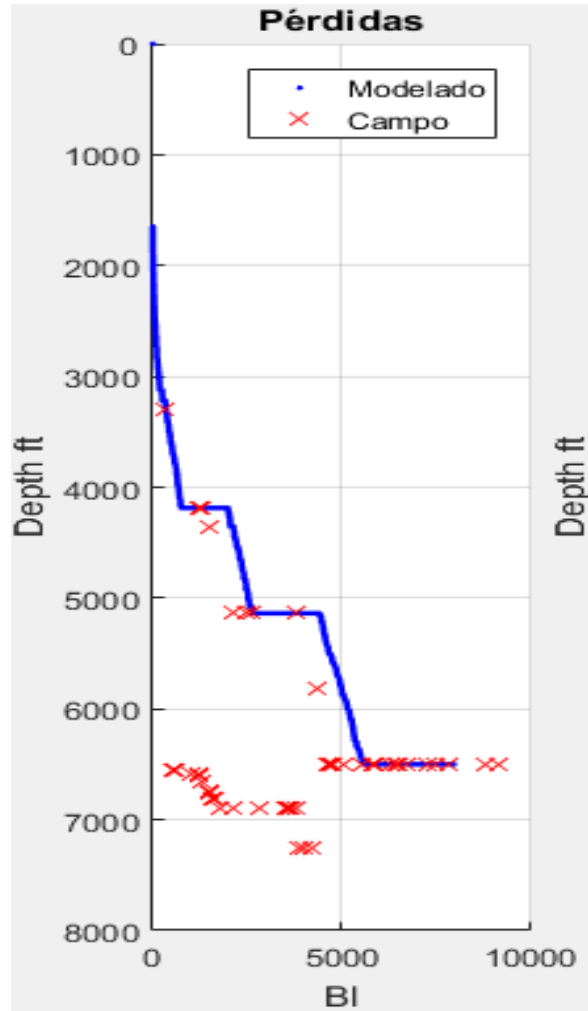
Volumen acumulado para la fase 8 ½

Tasas de pérdidas modeladas (color azul) comparada con las reportadas en campo

Ampliación de la zona de estudio para evidenciar las tasas de pérdidas.



Aplicación múltiples fracturas



**Tasa de pérdidas modelada para fase
12 ¼ y B) para fase 8 ½**



Conclusiones

- Es posible modelar múltiples fracturas en una fase, usando el modelo acoplado propuesto en coordenadas cilíndricas y adicionando el término de fuentes y sumideros para simular el flujo en el plano de fractura como una inyección.
- Cada fractura se puede modelar en los primeros 10 minutos para obtener la tasa de flujo, después de ese tiempo la tasa sigue constante por tanto no es necesario gastar tiempo de computo.
- Es posible estimar la presión crítica y determinar cuáles fracturas son potenciales canales de flujo
- El modelo usado en formaciones permeables si se acerca a lo reportado en campo

Bibliografía

Ghalambor, A., Salehi, S., Shahri, M. P., & Karimi, M. (2014, February 26). Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168123-MS

Lavrov, A., & Tronvoll, J. (2004, January 1). Modeling Mud Loss in Fractured Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/88700-MS

Lavrov, A., & Tronvoll, J. (2005, January 1). Mechanics of Borehole Ballooning in Naturally-Fractured Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/93747-MS

Majidi, R., Miska, S. Z., Thompson, L. G., & Yu, M. (2008, January 1). Quantitative Analysis of Mud Losses in Naturally Fractured Reservoirs: The Effect of Rheology. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/114130-MS

Sanfillippo, F., Brignoli, M., Santarelli, F. J., Bezzola, C. 1997. Characterization of conductive fractures while drilling. Paper SPE 38177 presented at the SPE European Formation Damage Conference, 2-3 June, The Hague, Netherlands.

Ghalambor, A., Salehi, S., Shahri, M. P., & Karimi, M. (2014, February 26). Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168123-MS

Shahri, M. P., Zeyghami, M., and Majidi, R. 2012. Investigation of fracture ballooning-breathing using an exponential deformation law and Herschel-Bulkley fluid model. Special Topics & Reviews in Porous Media-An International Journal, 3(4), 341–351.

Shahri, M. P., and Mehrabi, M. 2012. A New Approach in Modeling of Fracture Ballooning in Naturally Fractured Reservoirs. Paper SPE 103564 presented at the SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Dec 10 - 12, Kuwait City, Kuwait.

Lietard, O., Unwin, T., Guillot, D., Hodder, M. 1996. Fracture width LWD and drilling mud/LCM selection guidelines in naturally fractured reservoirs. Paper SPE 36832 presented at the European Petroleum Conference, 22- 24 October, Milan, Italy.

Vittorio Di Federico DISTART, July 1997 Non-Newtonian Flow in a Variable Aperture Fracture Idraulica, Universit`a di Bologna, Viale Risorgimento 2, Bologna 40136, Italy

**GRACIAS POR SU
ATENCIÓN**