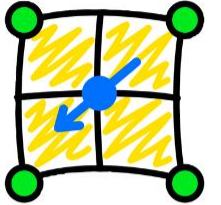


Sahara 4



Webinar: Analizando Reservorios No Convencionales

RTA Tradicional



Introducción

- En este Webinar exploraremos las diferentes herramientas para analizar pozos no convencionales.
- Para ello nos valdremos de un proyecto con información publica de pozos de Estados Unidos, incluyendo los datos mínimos necesarios para hacer RTA, incluyendo la presión dinámica de fondo.
- Para replicar los flujos de trabajo en sus propios proyectos es recomendable ver los videos referidos a NOC, VLP y PVT en nuestro canal de YouTube.



¿Dónde encontrar el proyecto?



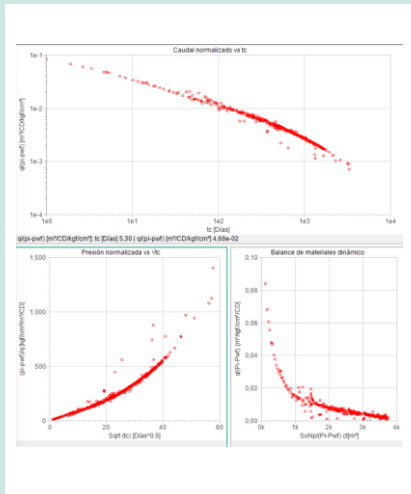
- <https://es.interfaces.com.ar/>
- Sección: *Recursos* → *Descargas*
- *Well Atlas US*



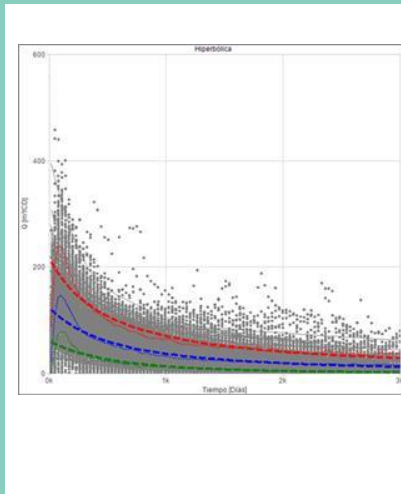


Hoja de ruta: Analizando Reservorios No Convencionales

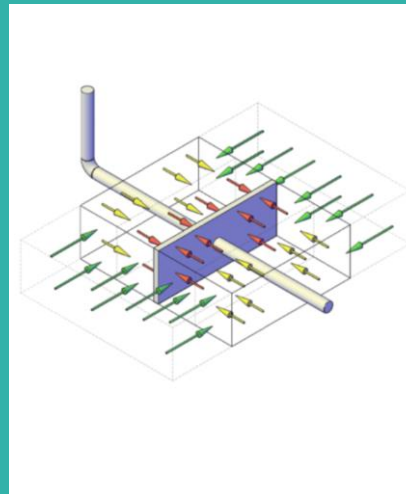
El webinar se organizará en 5 sesiones de complejidad creciente, donde se explorarán distintos flujos de trabajo, con foco en su utilidad práctica.



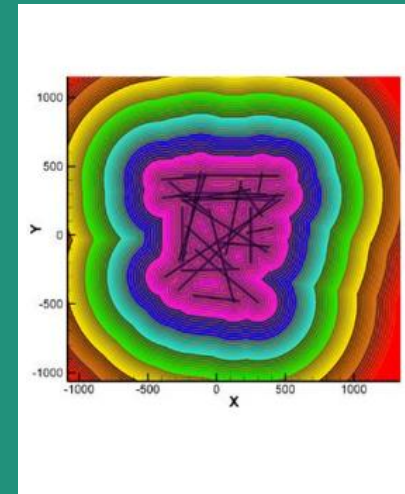
Sesión 1
RTA Tradicional



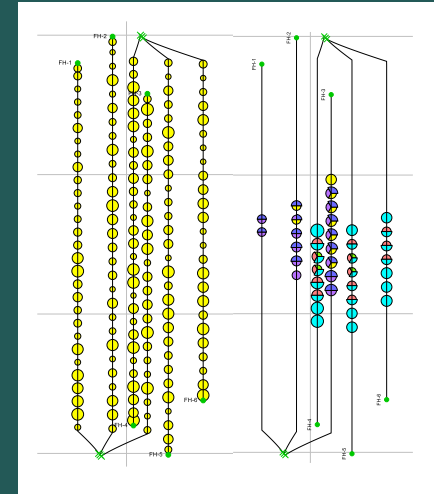
Sesión 2
Declinaciones en
No Convencional



Sesión 3
Modelado Lineal



Sesión 4
RTA Fraccional



Sesión 5
Herramientas de
Visualización
NOC



¿Qué es RTA?

- RTA, o Rate Transient Analysis, es una técnica que utiliza la historia de producción y presión de un pozo para interpretar el flujo de fluidos desde el reservorio hacia el pozo.
- Este análisis permite estimar el volumen de reservorio conectado, evaluar la efectividad de la comunicación con las fracturas e identificar cuándo el pozo comienza a percibir los límites de su área de drenaje.
- El flujo de trabajo general consiste en:
 - Identificar los regímenes de flujo a partir del gráfico de Caudal normalizado vs. t_c .
 - Determinar los parámetros del flujo lineal y el valor de $A\sqrt{k}$ a partir de la pendiente del gráfico de Presión normalizada vs. $\sqrt{t_c}$.
 - Determinar el TELF y estimar el área de drenaje mediante uno de los tres métodos disponibles.

- Las gráficas usan caudal normalizado $q_N = \frac{q}{P_i - P_{wf}} = \frac{q}{\Delta p}$ o presión normalizada $p_N = \frac{P_i - P_{wf}}{q} = \frac{\Delta p}{q}$ como **eje y**

- Las gráficas usan tiempo corregido como **eje x**, cuya definición habitual es el “tiempo de balance de materiales”

$t_{MBT} = \frac{N_p}{q}$ esto se debe a que la solución de flujo lineal fue deducida para tasa constante. El uso de t_c nos permite

encontrar la solución para casos donde la operación no es a caudal o presión constante.



RTA Tradicional- Paso a paso

0. Premisas

$$\phi c_t \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{k}{\mu} \nabla p \right)$$

Para líquido:

$$\Delta p = P_i - P_{wf}$$

Para gas, idealmente:

$$\Delta m = m(P_i) - m(P_{wf})$$

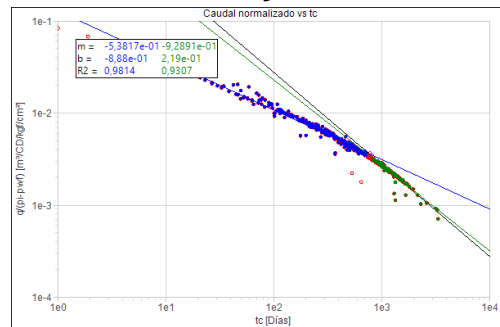
donde:

$$m(p) = 2 \int \frac{p}{\mu_g(p) Z(p)} dp$$

$$t_{MBT} = \frac{N_p}{q}$$

Limpieza de
puntos anómalos

1. Determinar regímenes de flujo



Pendiente 0,5: flujo lineal

$$\frac{\Delta p}{q} = \frac{2B}{A_c \sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{\mu}{k \phi c_t}} \sqrt{t}$$

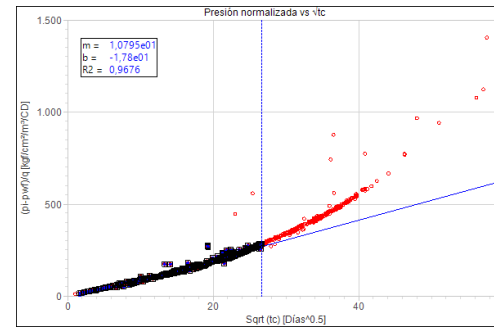
$$\log \left(\frac{\Delta p}{q} \right) = \log(C) + \frac{1}{2} \log(t)$$

Pendiente 1: flujo de borde

$$qB = V_p c_t \frac{d\Delta p}{dt} \quad P_i - \bar{p} = \frac{qB}{V_p c_t} t$$

$$\frac{d \log(\Delta p/q)}{d \log(t)} = 1$$

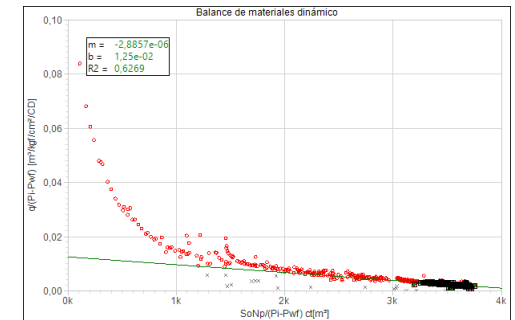
2. Determinar parámetro de flujo lineal



$$Y = \frac{P_i - P_{wf}}{q}$$

$$m = \frac{79.6 B}{A_c \sqrt{k}} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}}$$

3. Definir telf-AD



- a) De forma manual, visual
- b) A partir de una Ad ingresada

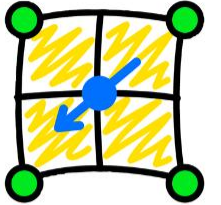
$$Telf = \left[\frac{AD h \phi m c_t}{9B} \right]^2$$

- c) A partir de grafica de FMB

$$Telf = \left[\frac{-b_{FMB} m_{SRTc} c_t}{9 m_{FMB} (1 - S_w)} \right]^2$$



Sahara 4



Webinar: Analizando Reservorios No Convencionales

Declinaciones NOC



Sesión 2: Declinaciones en No Convencional

Hiperbólica

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

Arps (1945)

Duong

$$q = q_1 t^{-m} \exp \left[\frac{a}{1-m} (t^{1-m} - 1) \right] + q_\infty$$

Duong (2010)

Power Law

$$q = q_i \exp[-D_\infty t - D_i t^n]$$

Ilk (2008)

SEDM

$$q = q_i \exp[-(t/\tau)^n]$$

Valkó (2008)

Declinación clásica de Arps, en Sahara existen variantes de usuario y modificada.

Existen varias formas de ajustar su comportamiento en Sahara

Ajusta mejor la etapa temprana del pozo de flujo dominado por fracturas pero comete errores a largo plazo

Separa explícitamente transiente temprano y declinación terminal

Método Empírico, intermedio entre exponencial y Power Law



Análisis de Reservas / Flujo de trabajo PNR

El flujo de trabajo llamado PNR surge como una respuesta al DCA tradicional que contempla aproximar más fielmente el pronóstico de producción de los pozos cuando la operación de los mismos no es a presión constante.

Se basa en que para tiempos muy grandes, el factor b de Arps es equivalente al inverso de la pendiente de caudal normalizado vs tiempo:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

$$q(t) \propto t^{-1/b}$$

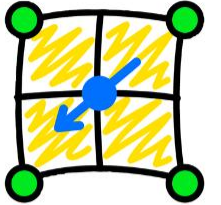
$$\log q = C - \frac{1}{b} \log t$$

$$m = -\frac{1}{b} \quad \Rightarrow \quad b = -\frac{1}{m}$$

Se compara el resultado de EUR informado por este b con el EUR obtenido de la gráfica de caudal normalizado contra acumulada al extender la regresión de los mismos puntos al IP límite

Xie et al (2012): SPE 159273

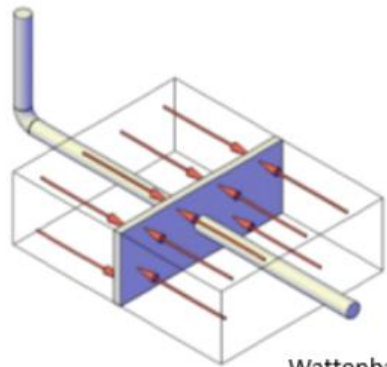
Sahara 4



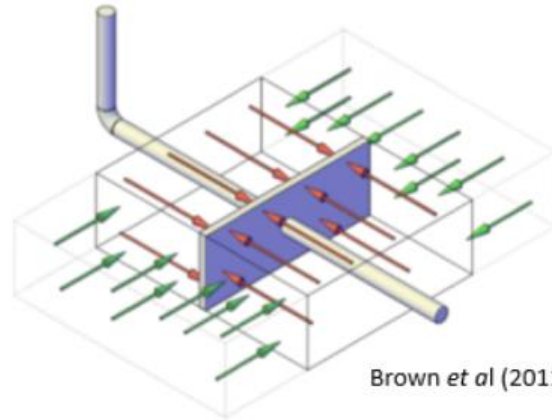
Webinar: Analizando Reservorios No Convencionales

Modelos Analíticos NOC

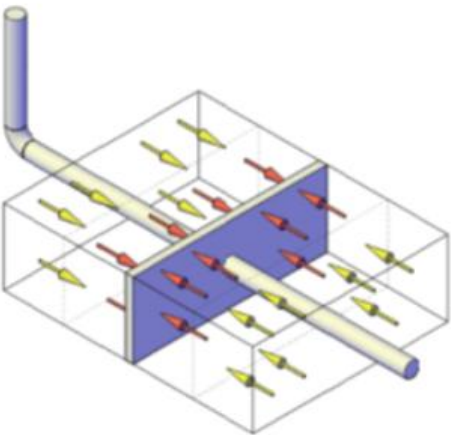
Modelos de Flujo Lineal en Sahara 4



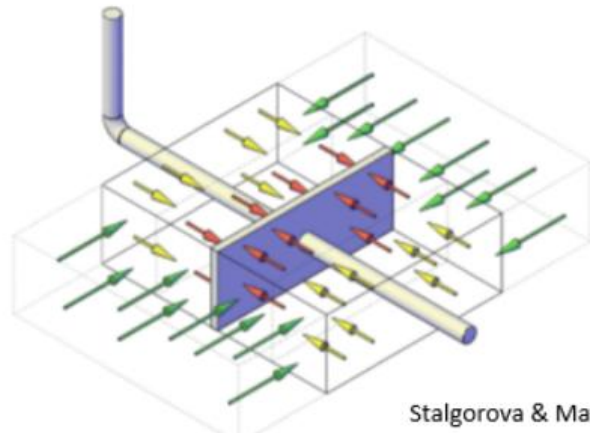
Wattenbarger *et al* (1998)



Brown *et al* (2011)



Stalgorova & Mattar (2012)

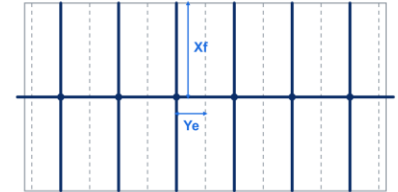


Stalgorova & Mattar (2012)

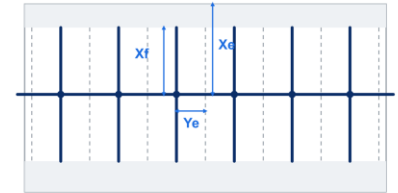
$$\frac{\partial p}{\partial t} = \eta \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \quad \eta = \frac{k}{\phi \mu c_t}$$



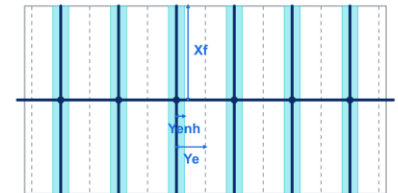
Wattenbarger *et al.* (1998)



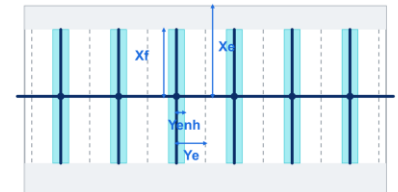
Brown *et al.* (2011)



Stalgorova & Mattar (2012)

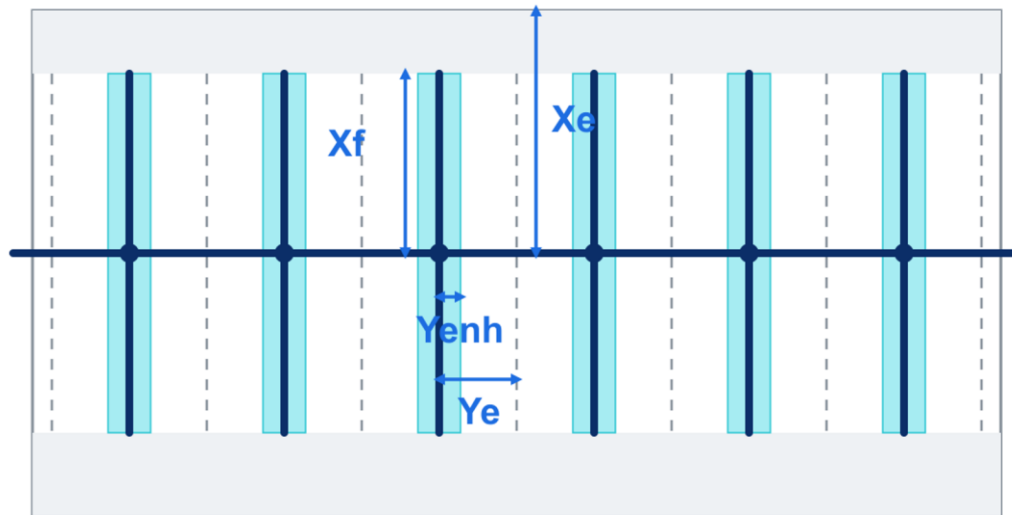


Stalgorova & Mattar (2012)



Modelado del pozo P22

Stalgarova & Mattar (2012)



Longitud de Rama Horizontal: 1595 metros

P22 • Restricciones geométricas — Mattar 2

Concepto	Ecuación	Resultado P22	Restricción física
Número de fracturas	$N_f = N_{etapas}$	47	Una fractura efectiva por etapa.
Espaciamiento entre fracturas	$S_f = \frac{L_{eff}}{N_f} = 2Y_e$	33.94 m	Es el centro-a-centro idealizado entre etapas.
Semiespaciamiento	$Y_e = \frac{L_{eff}}{2N_f}$	16.97 m	Cada fractura tiene Y_e hacia cada plano de simetría.
Distancia entre pozos	$D_{ww} = 2X_e$	380 m	Se asume que el límite externo es el plano medio hacia el pozo vecino.
Semidistancia al pozo vecino	$X_e = \frac{D_{ww}}{2}$	190 m	Distancia desde P22 al plano de simetría interpozo.
Ancho de zona mejorada	$0 < Y_{enh} < Y_e$	$0 < Y_{enh} < 16.97$ m	No puede invadir el plano de simetría entre fracturas.
Longitud de fractura	$0 < X_f < X_e$	$0 < X_f < 190$ m	Si $X_f \geq 190$ m, la fractura alcanza o sobrepasa el plano de simetría con el pozo vecino.

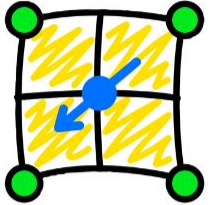
✓ Propiedades Geomecánicas → $\gamma = 3.0 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$

✓ Pseudotiempo → Cambio de μ_g y c_t con la presión

✓ Skin → Daño por cambio de geometría y entrada al pozo



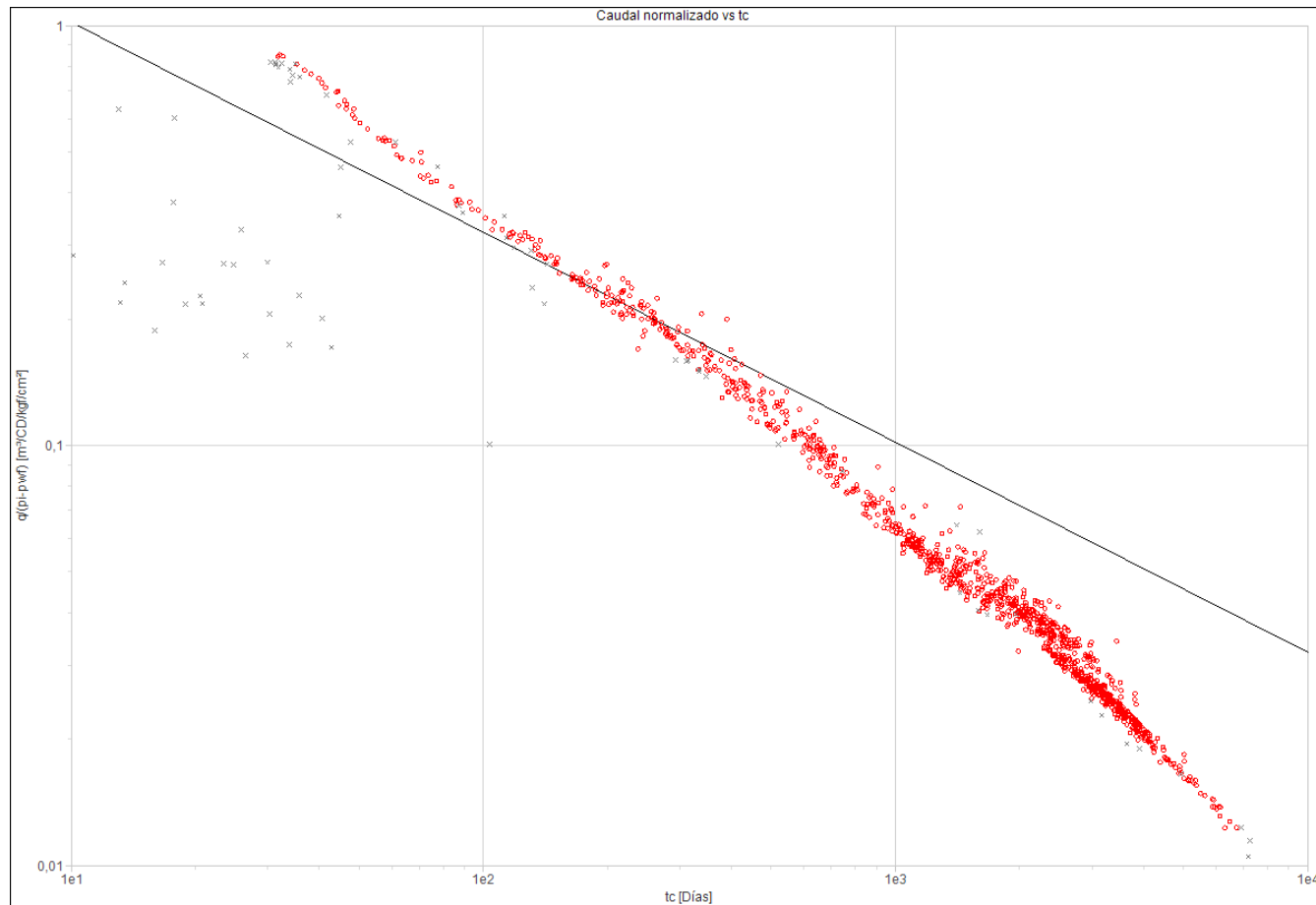
Sahara 4



Webinar: Analizando Reservorios No Convencionales

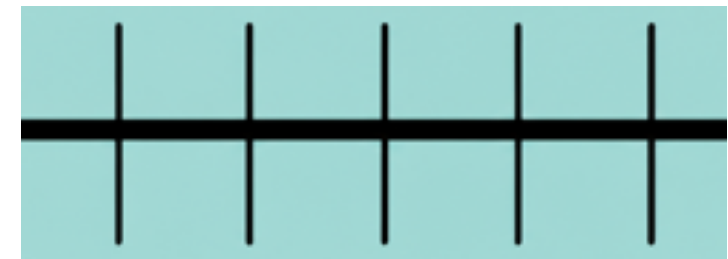
RTA Fraccional

Las limitaciones del modelo tradicional



¿Se cumplen las premisas de RTA Tradicional?

- ¿Fracturas simétricas e igualmente equiespaciadas?
- ¿Fluido monofásico?
- ¿Sin aporte de la matriz?



¿Qué es el RTA Fraccional?

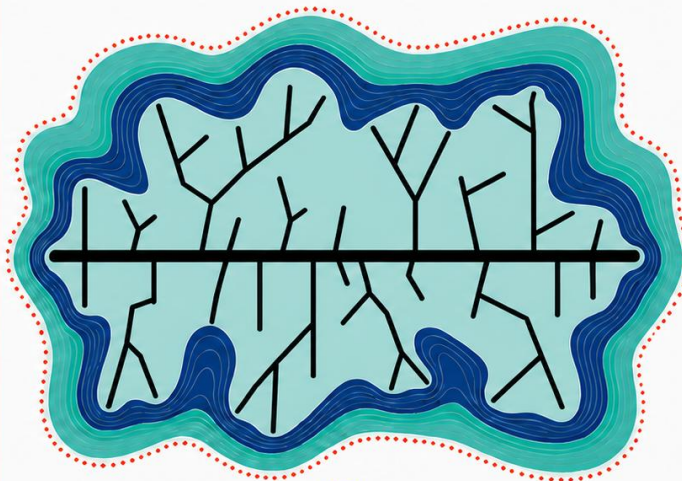
El RTA Fraccional extiende el RTA tradicional para representar flujos que no son lineales ideales, mediante un parámetro de dimensión fraccional llamado delta (δ).

RTA TRADICIONAL



Log-Log

RTA FRACCIONAL



Log-Log

Hipótesis geométrica

$$V_c(x, \delta) \propto x^{2\delta}$$

$$A(x) \propto X_{mf} h x^{2\delta-1}$$

$$dPN \propto \frac{dx}{x^{2\delta-1}}$$

$$dPN \propto x^{1-2\delta} dx$$

$$PN \propto x^{2-2\delta}$$

$$PN \propto (\sqrt{t_{MB}})^{2-2\delta}$$

$$PN \propto t_{MB}^{1-\delta}$$

$$\log(PN) = \log(C) + (1 - \delta) \log(t_{MB})$$

$$\delta = 1 - m$$

$$\text{RTA Tradicional} \rightarrow \delta = 0.5$$

$$PN = \frac{P_i - P_{wf}}{q B} = \frac{\Delta p}{q B}$$

$$dPN \propto \frac{dx}{A(x)}$$

Ecuación de Difusividad

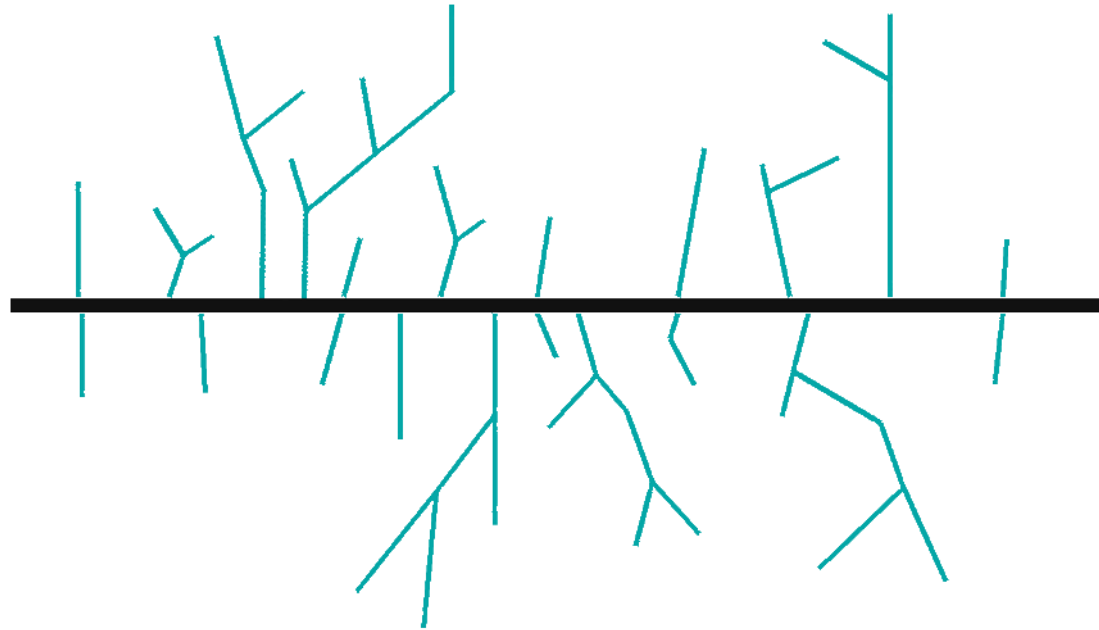
$$x \propto \sqrt{t_{MB}}$$

Zanganeh B. and Acuña, J.A. 2022. Fractional Dimension RTA in Unconventional Wells: Application in Multi-phase Analysis, History Matching, Forecasting and Interference Evaluation. URTeC: 3724391



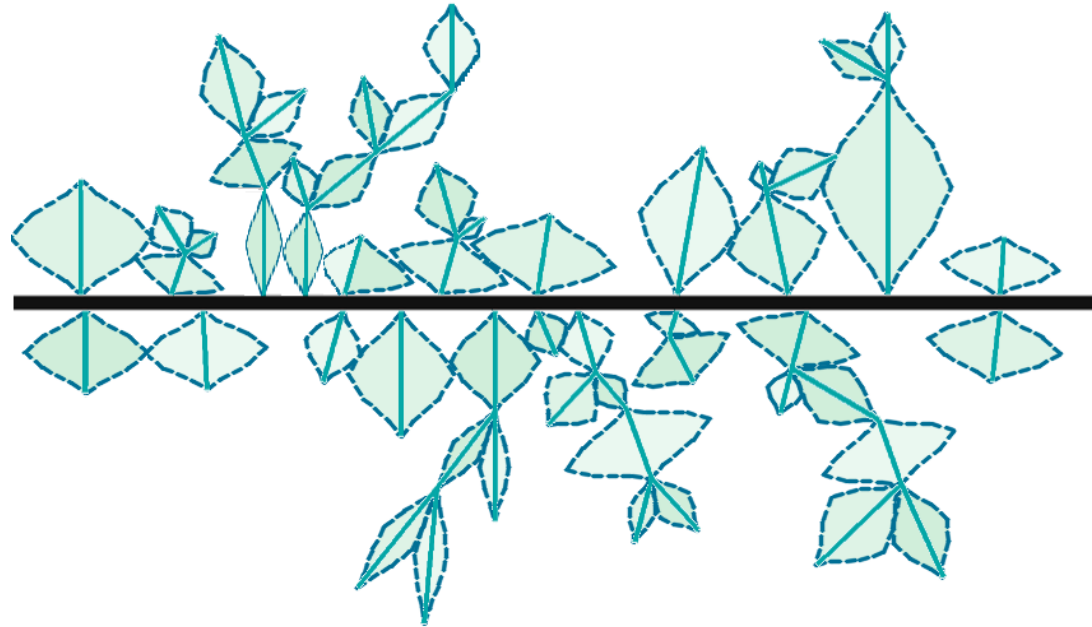
¿Qué es el modelo Butterfly y para qué sirve?

El modelo Butterfly simula la respuesta de presión o caudal de un pozo fracturado mediante una o más zonas de flujo fraccional equivalente. A partir del ajuste de la historia real, permite inferir la geometría efectiva y la conectividad del volumen drenado.



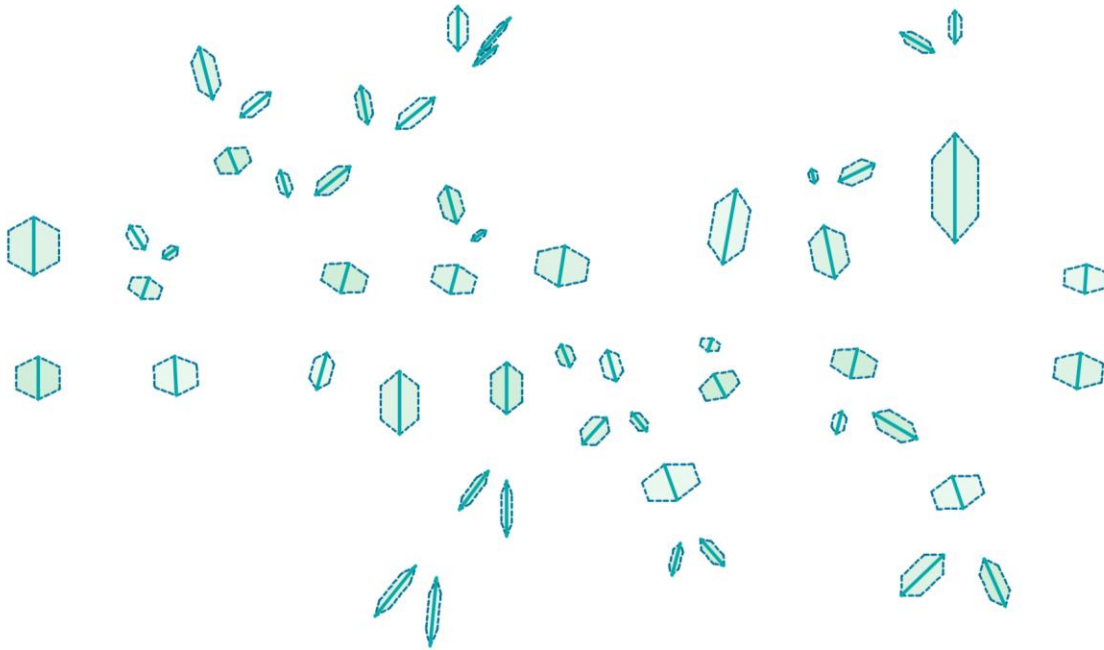
¿Qué es el modelo Butterfly y para qué sirve?

El modelo Butterfly simula la respuesta de presión o caudal de un pozo fracturado mediante una o más zonas de flujo fraccional equivalente. A partir del ajuste de la historia real, permite inferir la geometría efectiva y la conectividad del volumen drenado.



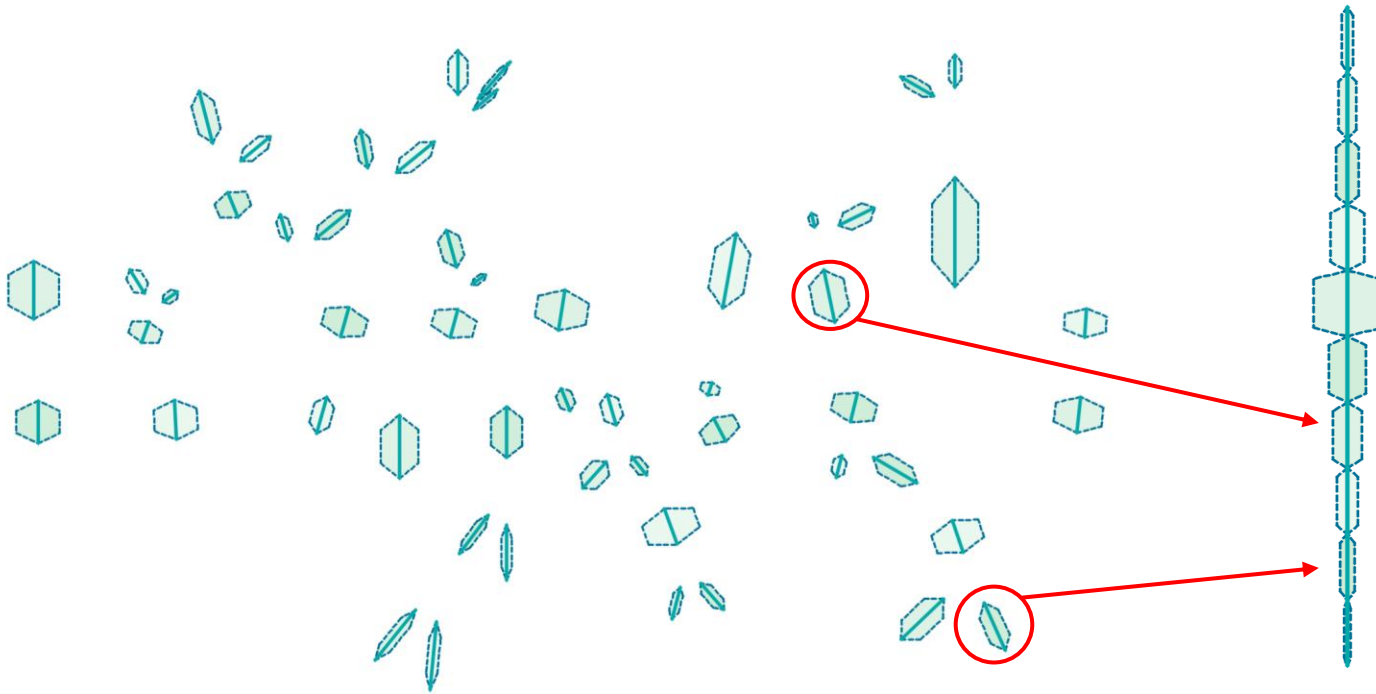
¿Qué es el modelo Butterfly y para qué sirve?

El modelo Butterfly simula la respuesta de presión o caudal de un pozo fracturado mediante una o más zonas de flujo fraccional equivalente. A partir del ajuste de la historia real, permite inferir la geometría efectiva y la conectividad del volumen drenado.



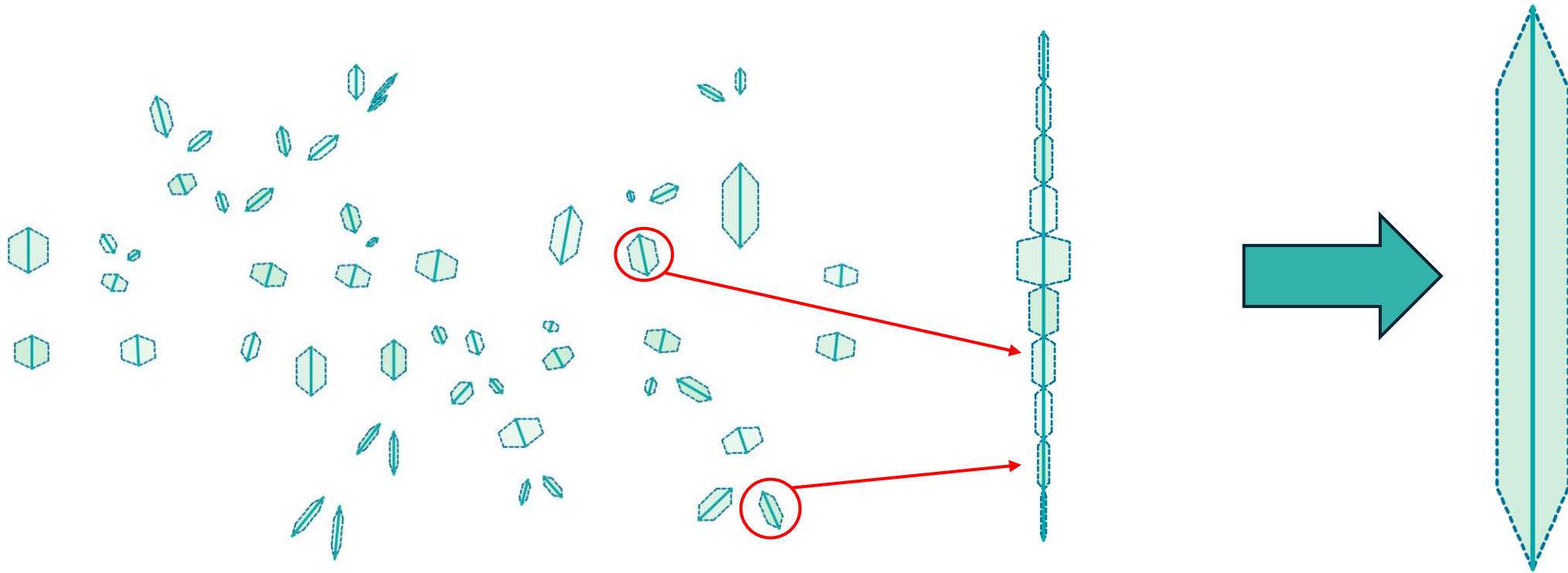
¿Qué es el modelo Butterfly y para qué sirve?

El modelo Butterfly simula la respuesta de presión o caudal de un pozo fracturado mediante una o más zonas de flujo fraccional equivalente. A partir del ajuste de la historia real, permite inferir la geometría efectiva y la conectividad del volumen drenado.



¿Qué es el modelo Butterfly y para qué sirve?

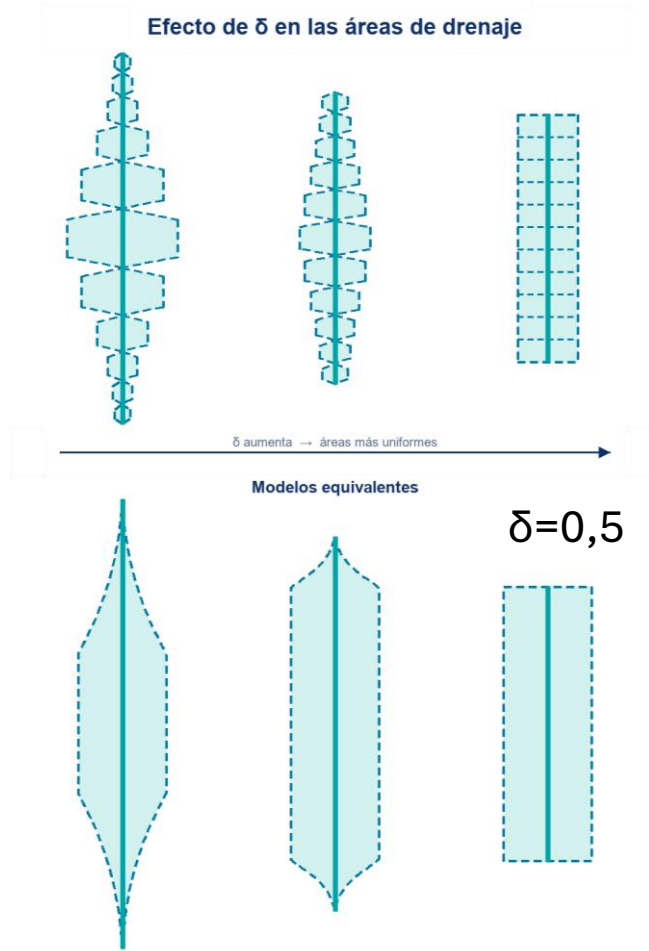
El modelo Butterfly simula la respuesta de presión o caudal de un pozo fracturado mediante una o más zonas de flujo fraccional equivalente. A partir del ajuste de la historia real, permite inferir la geometría efectiva y la conectividad del volumen drenado.



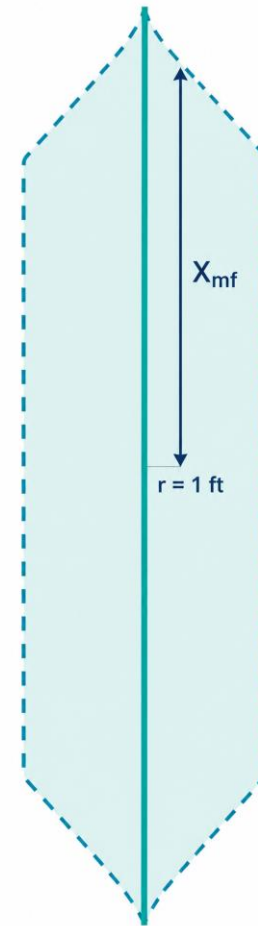
¿Cuáles son los resultados del modelo Butterfly?



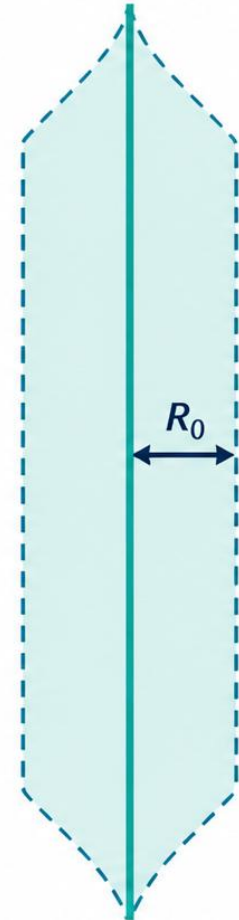
CFV



δ



X_{mf}



R_0