



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO



Caracterización Automática de Yacimientos Petroleros Naturalmente Fracturados de Triple Porosidad

Rodolfo Camacho, Mario Vásquez, PEMEX

S. Gómez, G. Ramos, C. Minutti, UNAM

CINVESTAV-2015

**Objetivo: Caracterizar el Yacimiento
para predecir la producción en**

**Yacimientos Naturalmente Fracturados
de México**

**Encontrar las propiedades del medio poroso,
en forma automática,**

**Usando pruebas de presión con
*Datos de presión y log-derivada***

Objetivo: Caracterizar el Yacimiento

Necesitamos :

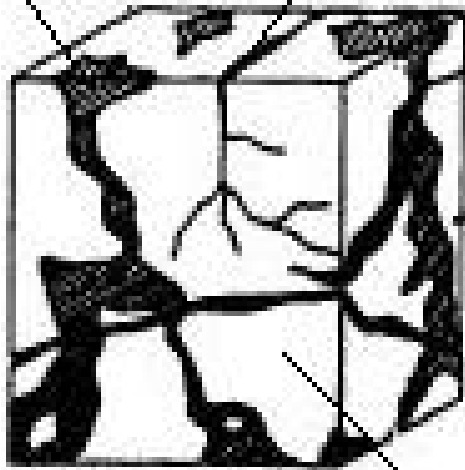
- Utilizar un modelo matemático de flujo
- Desarrollar Métodos Numéricos y de Optimización
- Generar código prototipo para usar en el campo

Robusto: buena interpretación de diferentes datos

Eficiente: Velocidad en casi tiempo real

Trabajamos con un Modelo de Triple Porosidad- Doble Permeabilidad

Vugulos Fracturas



Matriz

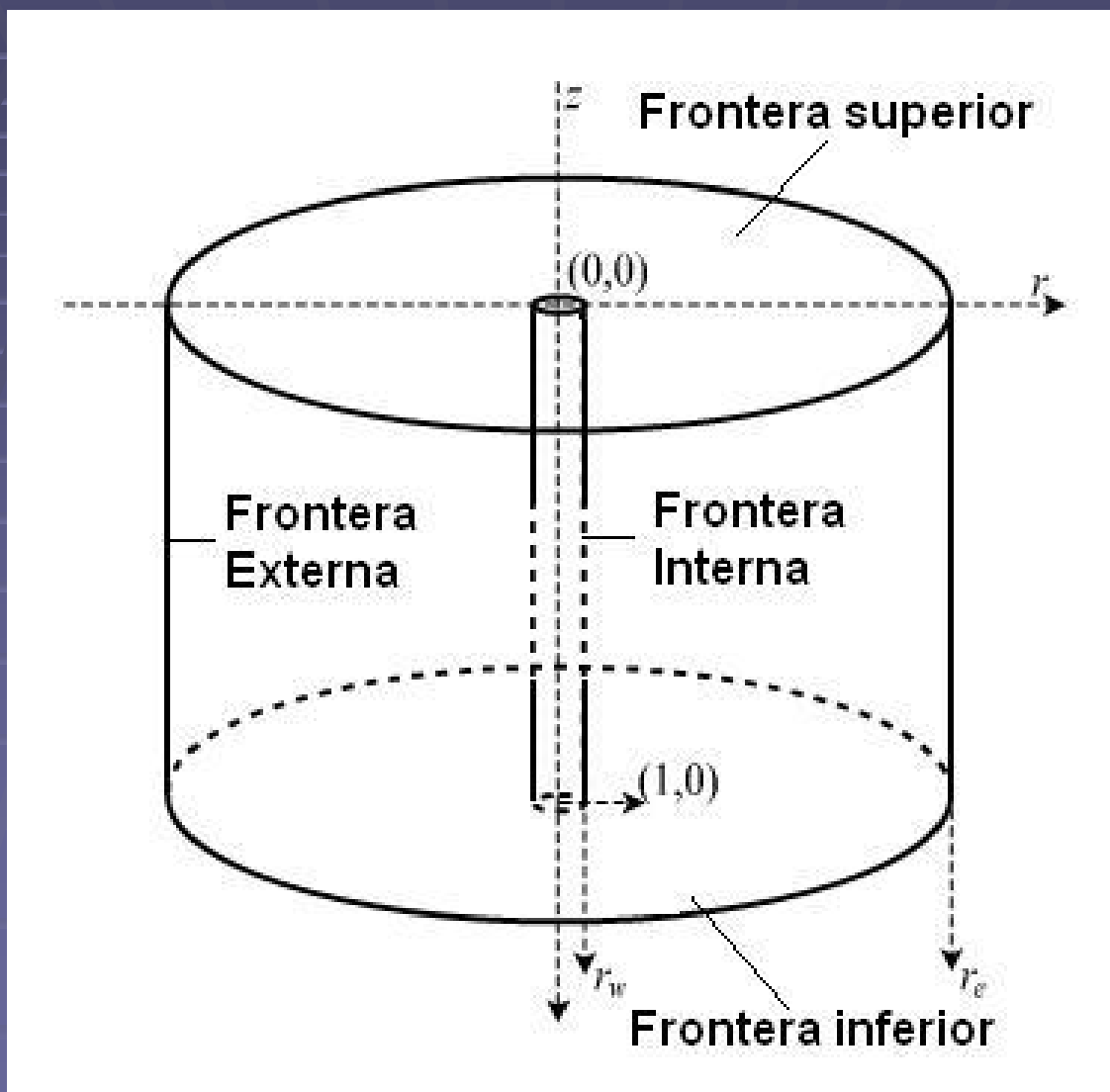
Matriz

Fracturas

Vugulos

Camacho et al, SPE 77689, 2002
Fuentes et al, SPE92116, 2004

Representación esquemática de un yacimiento (Pozos penetrados parcial o totalmente)



Modelo de flujo de Yacimientos de Triple Porosidad

- **Coordenadas cilíndricas (r, z)**
- **Adimensional para lograr graficas estandar (independiente de las dimensiones)**
- **Sistema de tres ecuaciones acopladas, para modelar un yacimiento naturalmente fracturado y vugular (cavidades grandes—mm)**

Triple Porosidad– doble permeabilidad (pozos de penetración Total y Parcial)

$$\omega_f \frac{\partial}{\partial t} p_f - \kappa_r \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_f}{\partial r} \right) - \kappa_z \frac{1}{h_D^2} \frac{\partial^2 p_f}{\partial z^2} =$$
$$\lambda_{mf} (p_m - p_f) + \lambda_{vf} (p_v - p_f)$$

Fracturas

$$\omega_m \frac{\partial}{\partial t} p_m = \lambda_{mf} (p_f - p_m) + \lambda_{mv} (p_v - p_m)$$

Matriz

$$\omega_v \frac{\partial}{\partial t} p_v - (1 - \kappa_r) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_v}{\partial r} \right) - (1 - \kappa_z) \frac{1}{h_D^2} \frac{\partial^2 p_v}{\partial z^2} =$$
$$\lambda_{vf} (p_f - p_v) + \lambda_{mv} (p_m - p_v)$$

Vugulos

Modelo de Triple Porosidad

Presión en fracturas, matriz y vórgulos:

$$p_f(t, r, z), p_m(t, r, z), p_v(t, r, z)$$

Permeabilidad radial y vertical:

$$K_r, K_z \in [0, 1]$$

Porosidad relacionada con los coeficientes de almacenamiento:

$$\omega_f, \omega_v, \omega_m = 1 - (\omega_f + \omega_v)$$

Coefficientes de interacción (M-F-V):

$$\lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf}$$

desconocidos

Un Modelo para 3 tipos de yacimientos

Triple Porosidad

Varios casos
Precision es la clave

Doble Porosidad

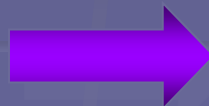
Una $\omega \approx 0$

Una Porosidad

Homogeneo

$\omega_v \approx 0$, $\omega_f \approx 1$

Caracterización



Detectar Automaticamente
PS, PD, PT

Pozos de Penetración Total

Penetración TOTAL: parámetros desconocidos

$$K_r \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_f}{\partial r} \right) - \lambda_{mf} (p_m - p_f) + \lambda_{vf} (p_v - p_f) = \omega_f \frac{\partial p_f}{\partial t}$$

F

$$-\lambda_{mv} (p_m - p_v) - \lambda_{mf} (p_m - p_f) = (1 - \omega_f - \omega_v) \frac{\partial p_m}{\partial t}$$

M

$$(1 - K_r) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_v}{\partial r} \right) + \lambda_{mv} (p_m - p_v) - \lambda_{vf} (p_v - p_f) = \omega_v \frac{\partial p_v}{\partial t}$$

V

ω_v, ω_f = coef. de almacenamiento (porosidades)

$\lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf}$ = transferencia entre matriz-frac-vúgulos

K_r = permeabilidad relativa

Condiciones iniciales y de frontera

Flujo primario solamente en fracturas o en vgulos

Condición inicial

$$p_f(0, r, z) = 0$$

La presión inicial es uniforme a lo largo del yacimiento.

Frontera superior e inferior

$$p_f(t, r, 0) = p_f(t, r, 1) = 0$$

Presión constante tratado como gas o agua.

Condiciones iniciales y de frontera

Frontera interior:

El pozo es una línea vertical y de flujo constante.

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p_f(t, r, z)}{\partial r} \right) = -\frac{H(z - h_1) - H(z - h_p)}{h_p} = -1$$

Frontera exterior:

El yacimiento es infinito.

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p_f(t, r, z) = 0$$

$$\left(\kappa r_D \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} + (1 - \kappa) r_D \frac{\partial p_{Dv}}{\partial r_D} \right) \Big|_{r_D=1} = -1$$

$$p_{wD} |_{C_D=0} = p_{Df} |_{r_D=1} - (s r_D) \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} = p_{Dv} |_{r_D=1} - (s r_D) \frac{\partial p_{Dv}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1}$$

Cond. de
Frontera

$$\bar{p}_{wD} = \frac{1}{\tau^2 C_D + 1/\bar{p}_{wD} |_{C_D=0}}$$

Efectos de Pozo

○ = **PARAMETROS DESCONOCIDOS**

Para trabajar con DATOS REALES necesitamos trabajar con variables con dimensiones y necesitamos

$$p_{wD} = \frac{1}{141.2} \frac{h}{q\mu B} (k_f + k_v) \Delta p_{wf}$$

$$t_D = \frac{0.0002637}{\mu r_w^2} \frac{k_f + k_v}{\phi_f c_f + \phi_m c_m + \phi_v c_v} t$$

Otro **PARAMETRO DESCONOCIDO**

**La solución Analítica
del sistema de ecuaciones se obtiene usando
la transformada de Laplace
(τ = tiempo de Laplace)**

$$\mathcal{L}_t(p(t, r, z)) = \hat{p}(\tau, r, z) = \int_0^{\infty} p(t, r, z) e^{-\tau t} dt.$$

La solución para pozos de penetración Total

$$\hat{p}_f(\tau, r) = \frac{K_0(\beta(\tau)r)}{\tau\beta K_1(\beta(\tau))}$$

$$\beta_k(\tau) = h(\tau, \omega_f, \omega_v, \lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf})$$

$$\Gamma_k = [\cos(k\pi(h_1 + h_p)) - \cos(k\pi h_1)]$$

9 Parámetros que hay que estimar

$$x = \omega_v, \omega_f, \lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf}, \kappa, s, C_D, k_f + k_v$$

Coeficientes que debemos encontrar: identificar

Coeficiente almacenamiento en vgulos = ω_v

Coeficiente almacenamiento en fracturas = ω_f

Coeficiente de transferencia matriz-fracturas = λ_{mf}

Coeficiente de transferencia matriz-vgulos = λ_{mv}

Coeficiente de transferencia vgulos-fracturas = λ_{vf}

Permeabilidad relativa = K

Daño causado por el pozo en la formación = s

Efecto de almacenamiento = C_D

Permeabilidad Total [cP] = K_T

Pozos de Penetración Parcial

MODELO DE FLUJO

Triple Porosidad – doble permeabilidad

$$\omega_f \frac{\partial}{\partial t} p_f - \kappa_r \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_f}{\partial r} \right) - \kappa_z \frac{1}{h_D^2} \frac{\partial^2 p_f}{\partial z^2} =$$
$$\lambda_{mf} (p_m - p_f) + \lambda_{vf} (p_v - p_f)$$

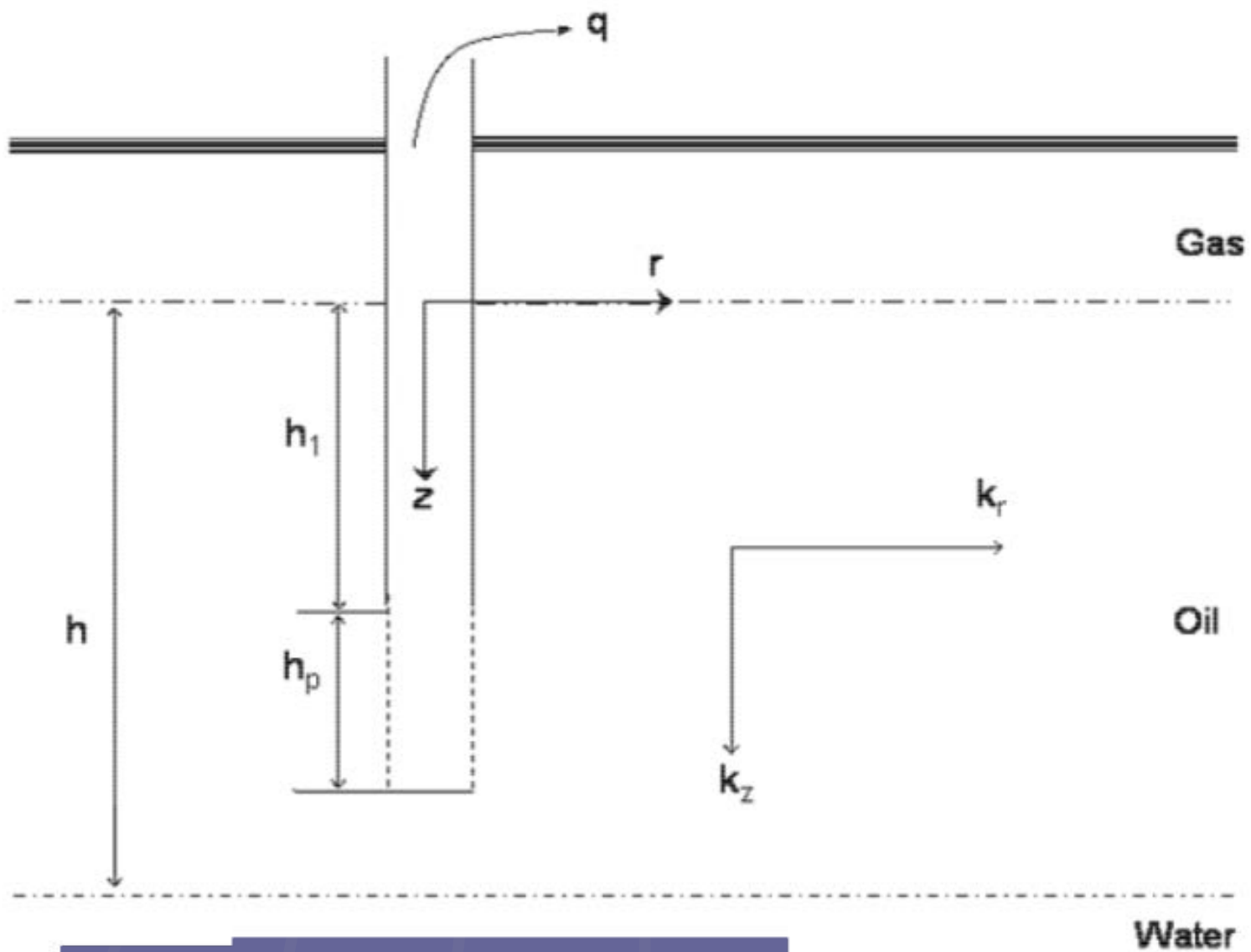
Fractura

$$\omega_m \frac{\partial}{\partial t} p_m = \lambda_{mf} (p_f - p_m) + \lambda_{mv} (p_v - p_m)$$

Matrix

$$\omega_v \frac{\partial}{\partial t} p_v - (1 - \kappa_r) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_v}{\partial r} \right) - (1 - \kappa_z) \frac{1}{h_D^2} \frac{\partial^2 p_v}{\partial z^2} =$$
$$\lambda_{vf} (p_f - p_v) + \lambda_{mv} (p_m - p_v)$$

Vugulos



La solución para Pozos de Penetración Parcial

$$\langle \hat{p}_f(\tau) \rangle = \frac{2}{\pi^2 h_p^2 \tau} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\Gamma_k^2}{k^2} \mathbf{K}_0(\beta_k(\tau))$$

$$\beta_k(\tau) = h(\tau, \omega_f, \omega_v, \lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf})$$

$$\Gamma_k = [\cos(k\pi(h_1 + h_p)) - \cos(k\pi h_1)]$$

Problema a resolver

- Para pozos de penetración parcial:

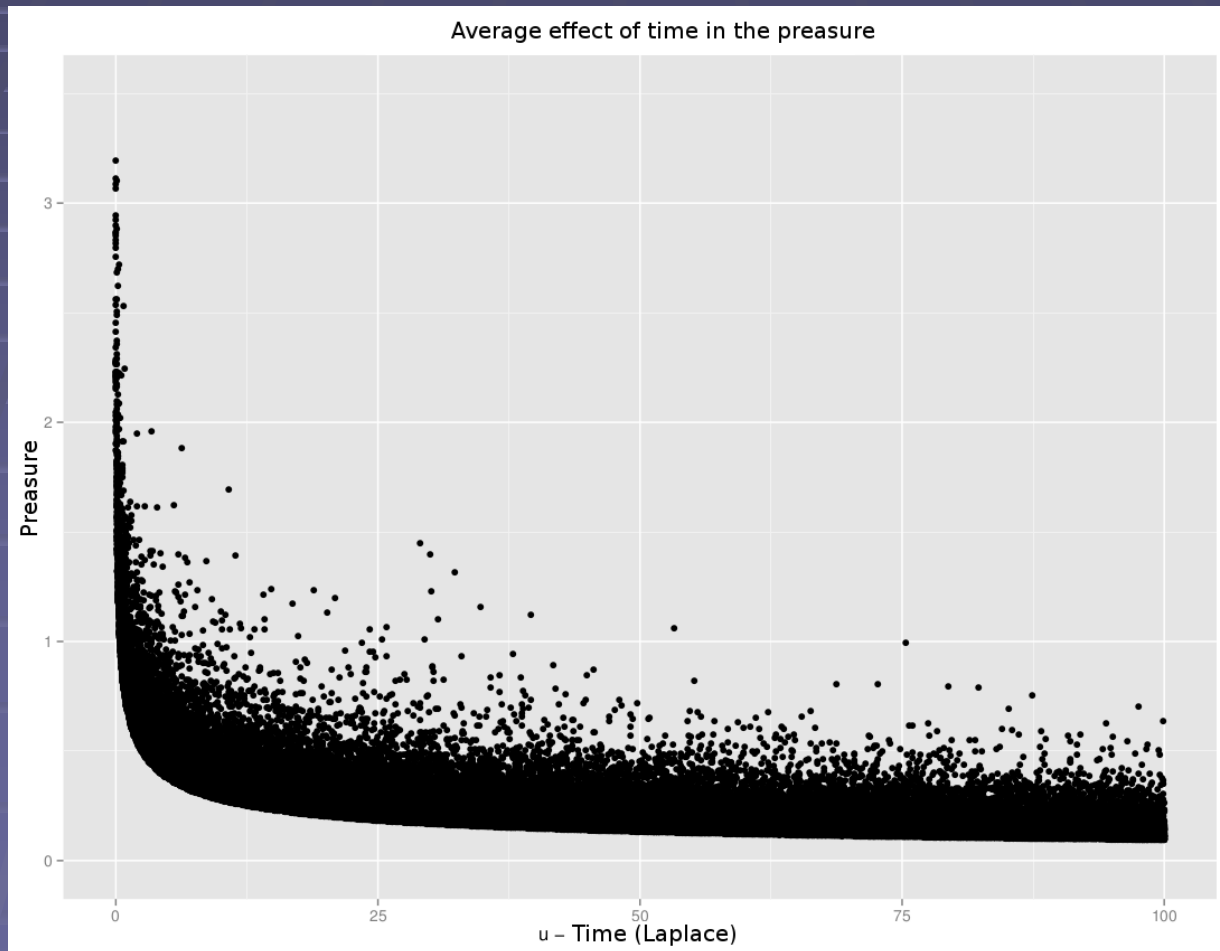
Calcular con suficiente precisión la suma infinita usando aceleración de series

$$\langle \hat{p}_f(\tau) \rangle = \frac{2}{\pi^2 h_p^2 \tau} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\Gamma_k^2}{k^2} \mathbf{K}_0(\beta_k(\tau))$$

13 Parámetros que hay que estimar

$$X = (\omega_f, \omega_v, \lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf}, \kappa_r, \kappa_z, h_D, h_{1D}, h_{pD}, s_f, s_v, c_D) \in \mathbb{R}^{13}$$

Sensibilidad de la Presión para 100,000 conjuntos de parámetros aleatorios



Sensibilidad a los parámetros

Sensibilidad de la presión a los parámetros a lo largo del tiempo

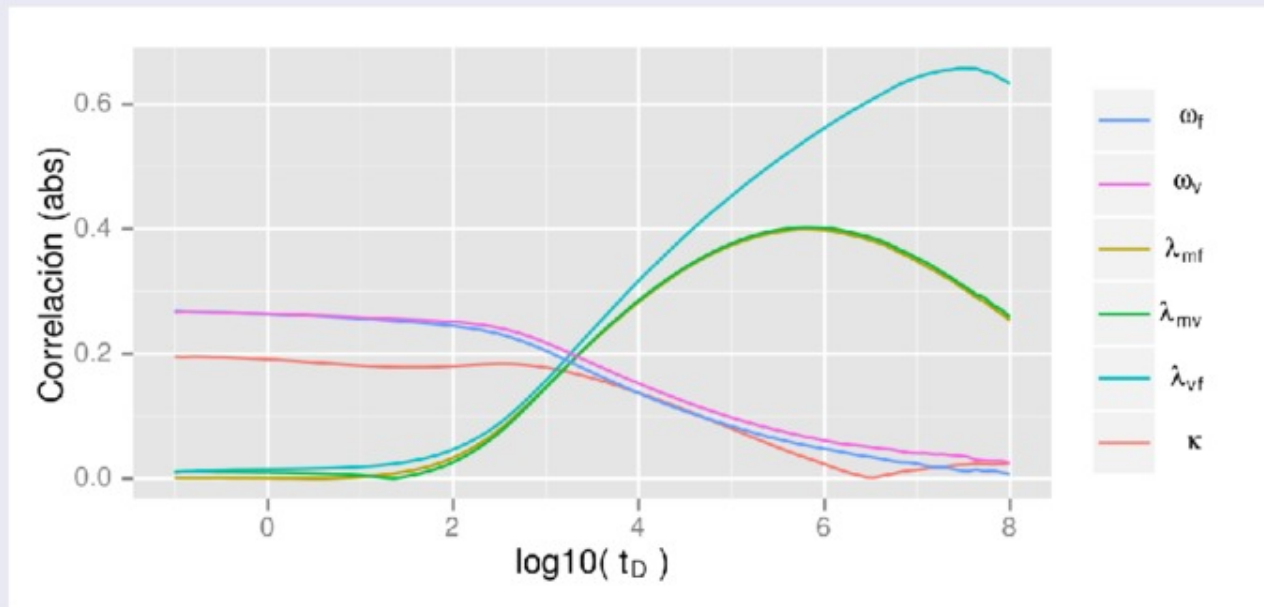


Figura: Sensibilidad de la presión

Sensibilidad a los parámetros C_D y s

Sensibilidad de la presión a los parámetros C_D y s a lo largo del tiempo

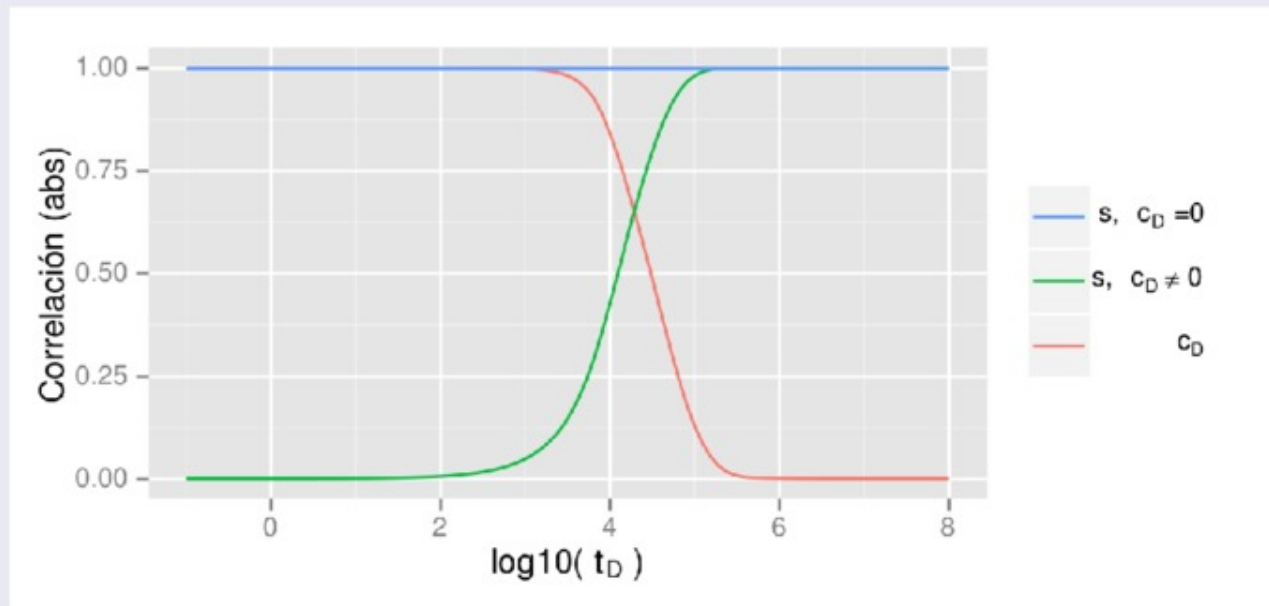


Figura: Sensibilidad de la presión

Correlación de los parámetros con la presión

Correlación ($c_D = s = 0$)

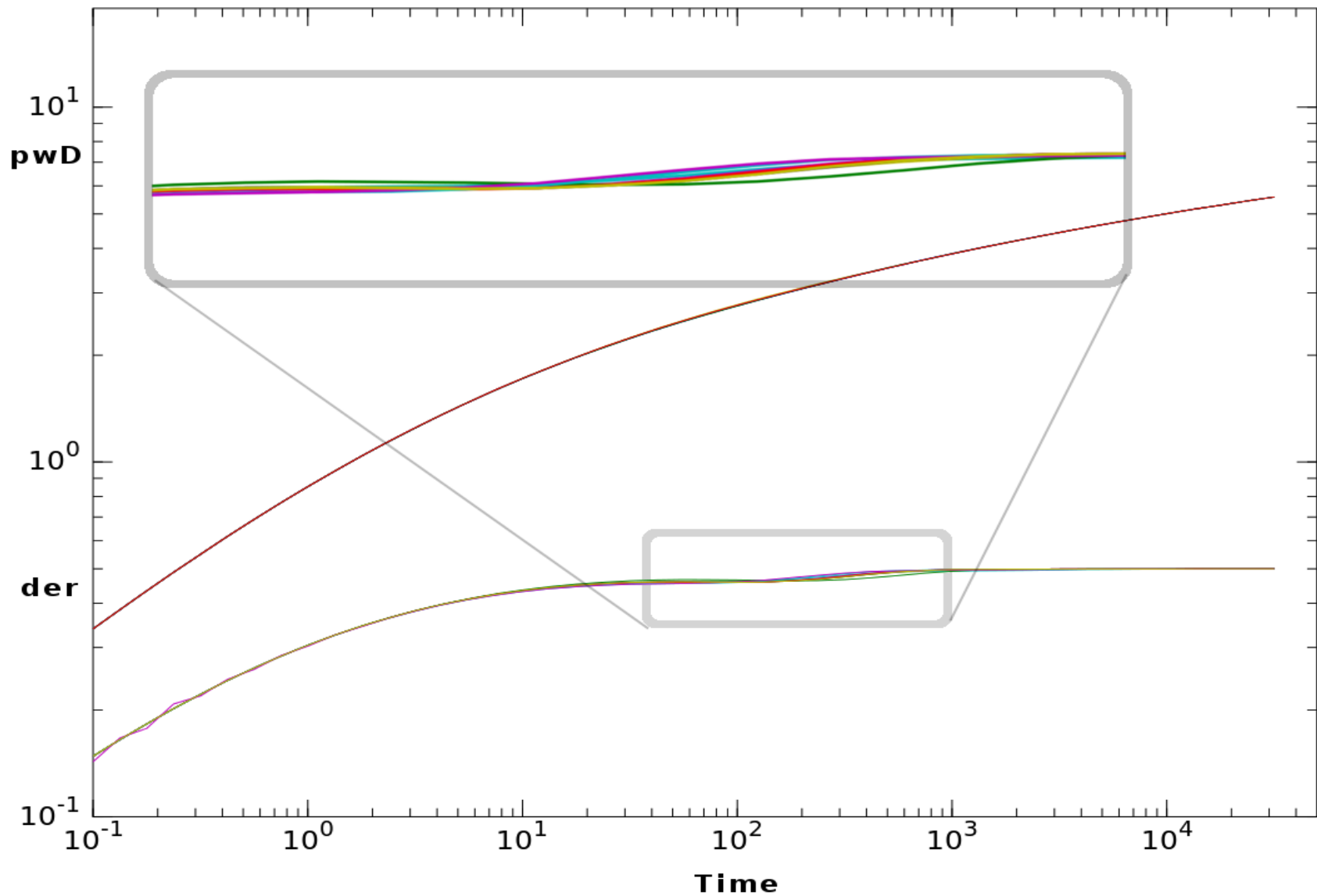
	wf	wv	lmf	lmv	lvf	k	u
pwDs	-0.14	-0.17	0.00	0.00	0.00	-0.16	-0.79

Correlación ($c_D \neq 0, s \neq 0$)

	wf	wv	lmf	lmv	lvf	k	u
pwDs	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.89

	s	cD
pwDs	0.18	-0.11

Efecto de λ en las curvas en tiempo real



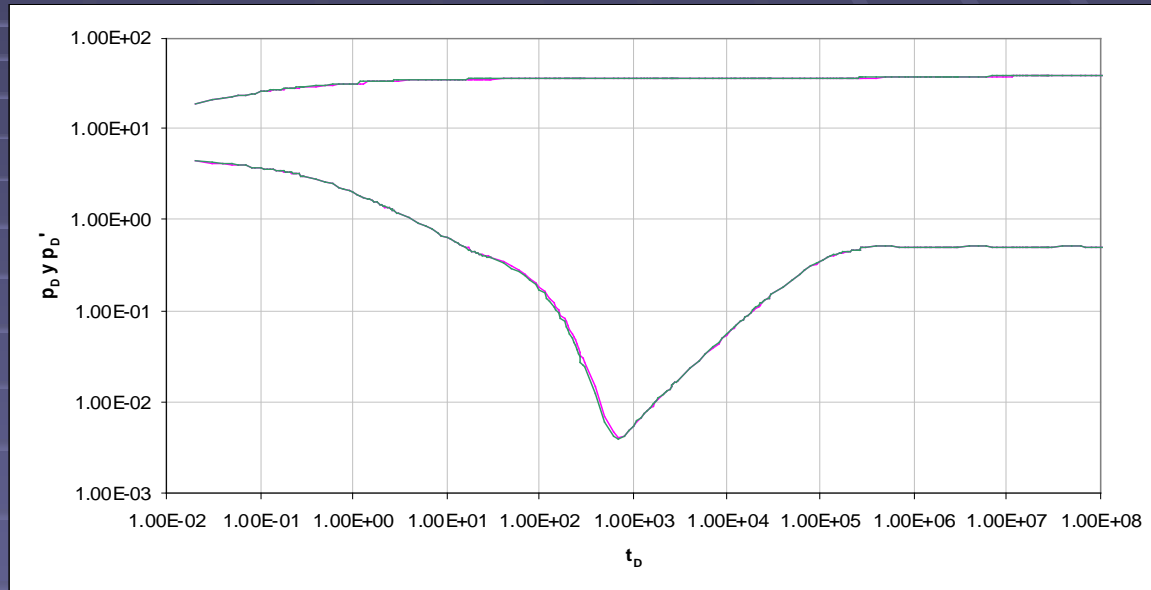
2. Estimación de los coeficientes del modelo “Caracterización del yacimiento”

Problema Inverso usando
Optimización

Datos para la Caracterización

“log-derivada”

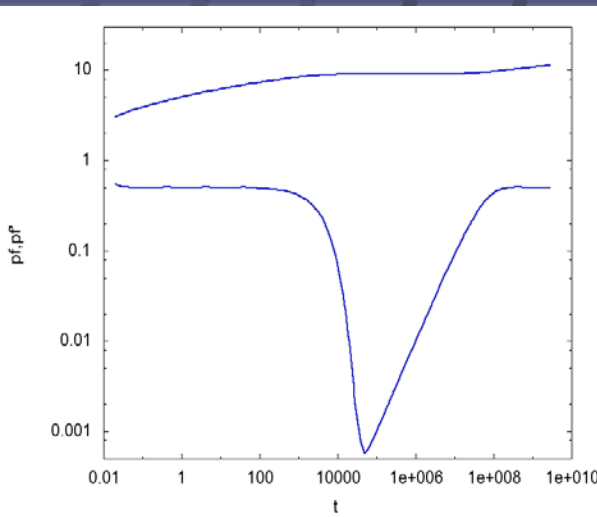
$$\frac{d}{d(\log(t))} p(t)$$



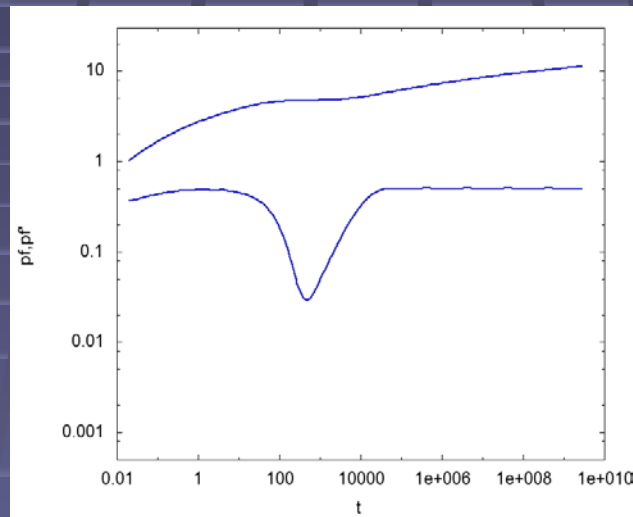
Objetivo:

Obtener los coeficientes que reproducen las graficas

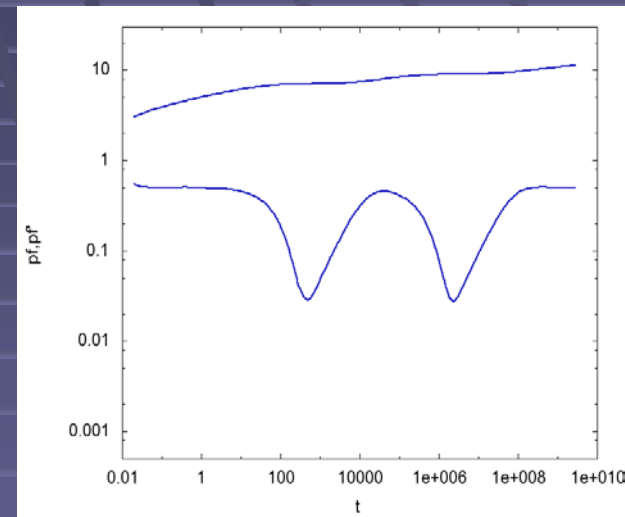
Sencilla, Doble y Triple porosidad DATOS tipicos



Sencilla



Doble



Triple

En la práctica, en el caso de porosidad triple, existen efectos paralelos que pueden producir una curva que parece de porosidad doble **escondiendo** la verdadera naturaleza del flujo.

Optimización en el tiempo de Laplace

Identificación de los coeficientes:

$$X = (\omega_f, \omega_v, \lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf}, \kappa_r, \kappa_z, h_D, h_{1D}, h_{pD}, s_f, s_v, c_D) \in \mathbb{R}^{13}$$

$$\text{Min } F = \left\| \hat{p}_f(\tau, x) - \text{data}(\tau) \right\|_2^2$$

$$\text{data}(\tau) = L(\text{data}(t))$$

Sujeto a:

$$x_1 + x_2 \leq 1$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$$

El gradiente analítico puede obtenerse: ¡VELOCIDAD!

Transformación de los DATOS que están en Tiempo Real al espacio Laplace

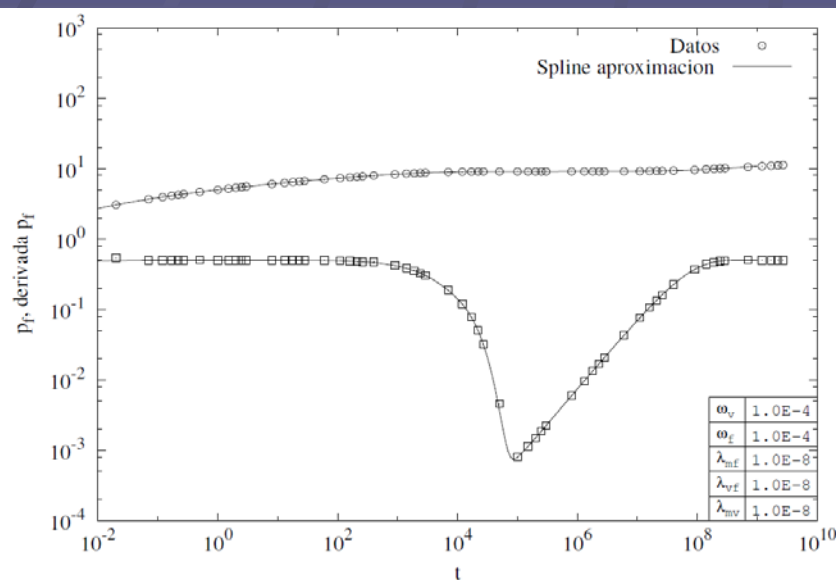
Datos Originales

$$\begin{matrix} t_0 & p_0 \\ t_1 & p_1 \\ \vdots & \vdots \\ t_N & p_N \end{matrix}$$

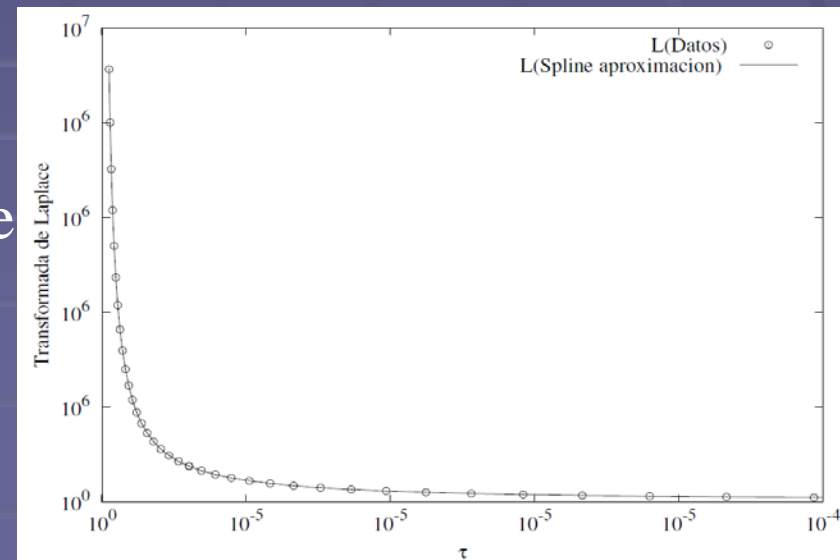
$$L(data) = \int_0^{\infty} data \cdot e^{-t\tau} dt$$

Datos en Laplace

$$\begin{matrix} \tau_0 & \hat{p}_0 \\ \tau_1 & \hat{p}_1 \\ \vdots & \vdots \\ \tau_N & \hat{p}_N \end{matrix}$$



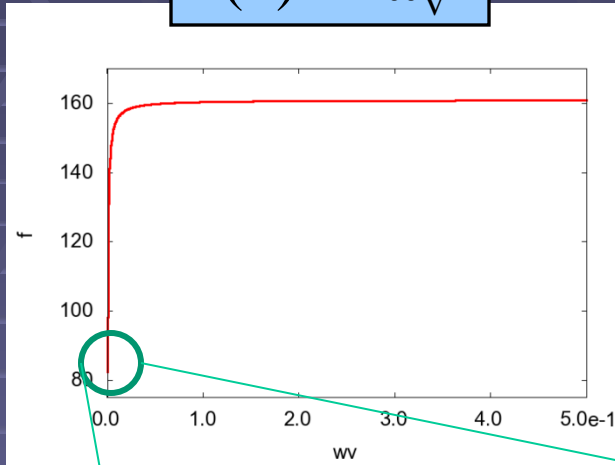
Laplace



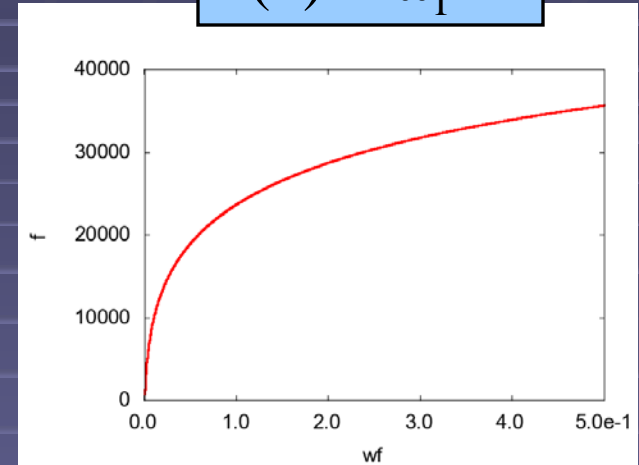
SENSIBILIDAD DE LA FUNCION OBJETIVO

Los valles pueden ser muy estrechos (agujas del orden 10^{-5} , 10^{-7})

$$x(1) = \omega_v$$



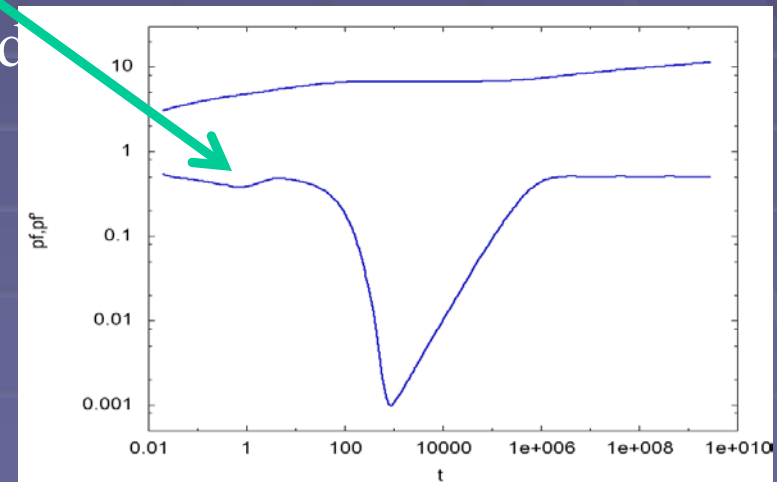
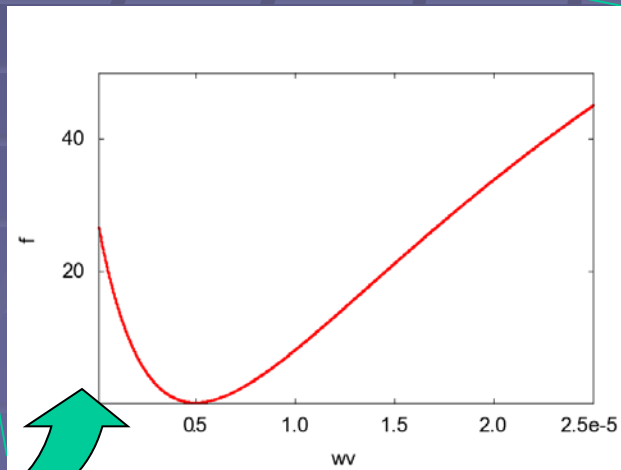
$$x(2) = \omega_f$$



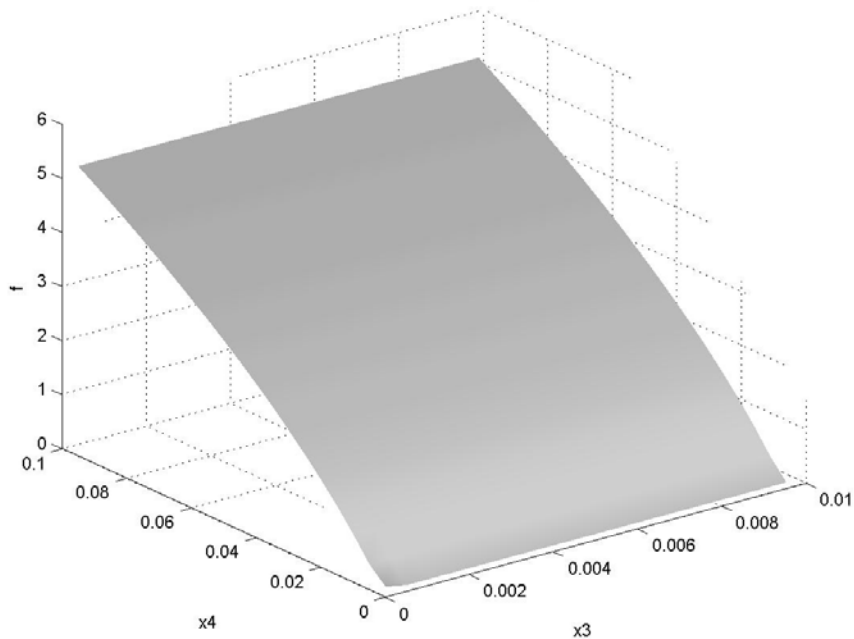
DATOS
Triple
Porosidad

Zoom

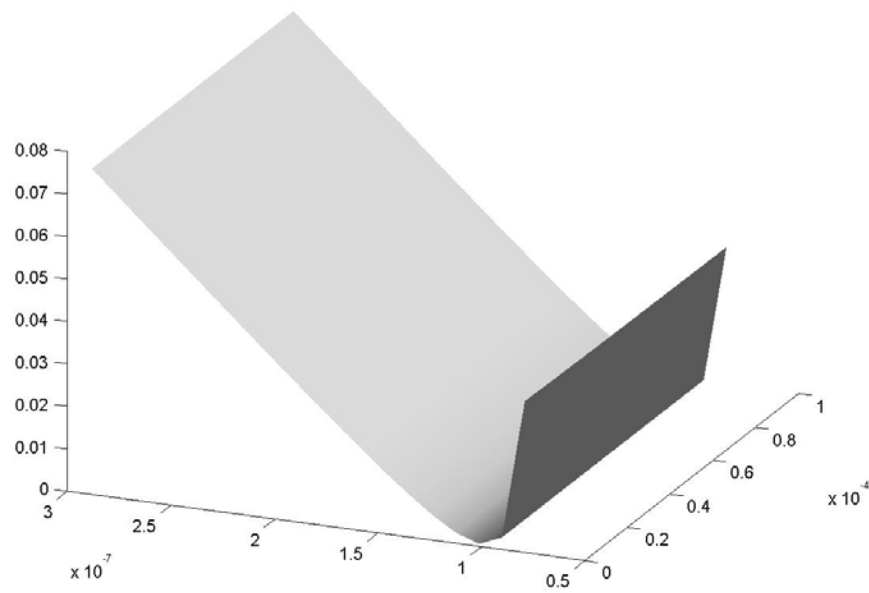
10^{-5}



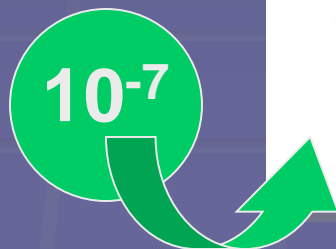
Problema 4 Sens. Variables x3 y x4



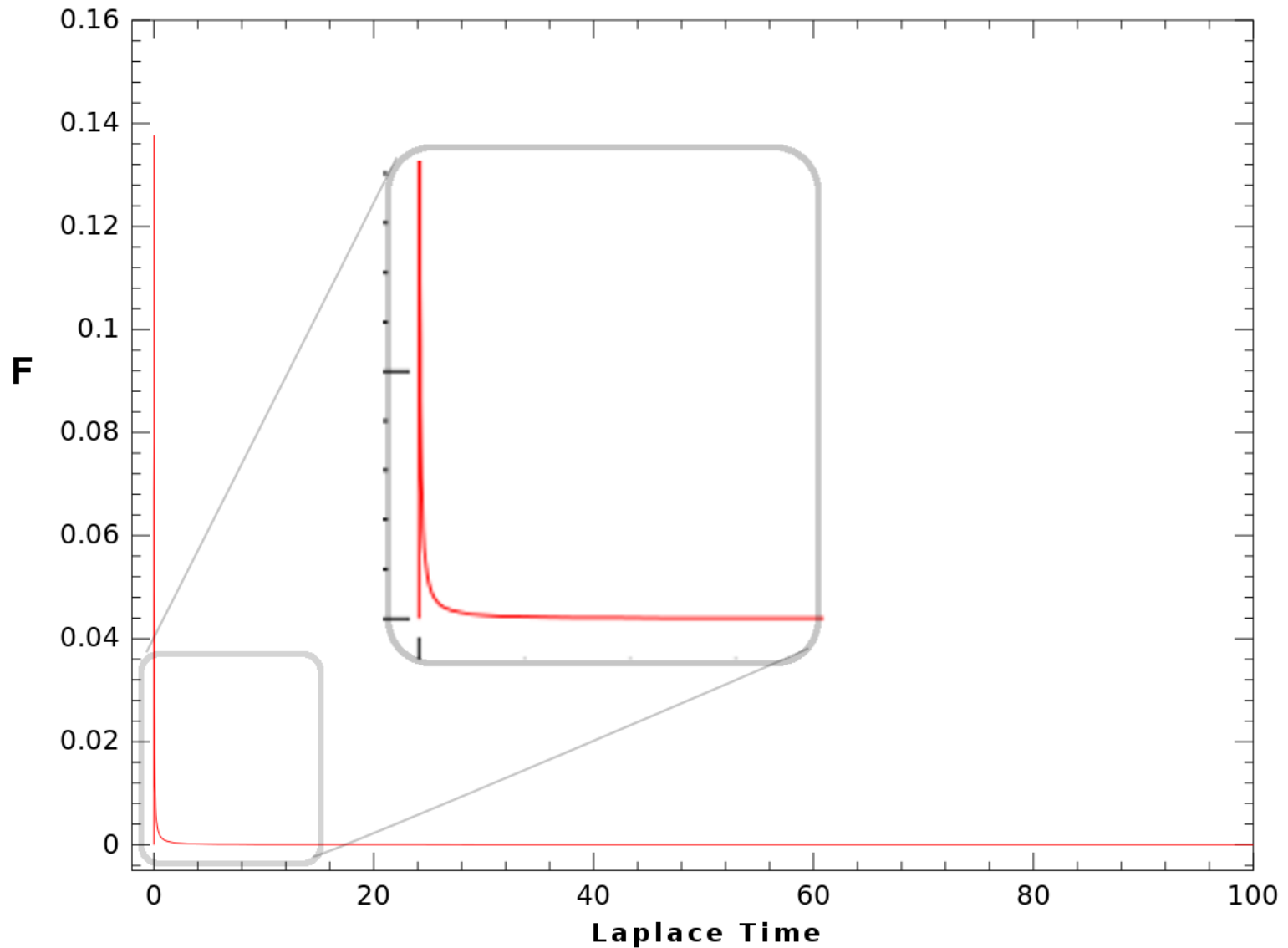
Variables λ_{mf} vs λ_{vf}



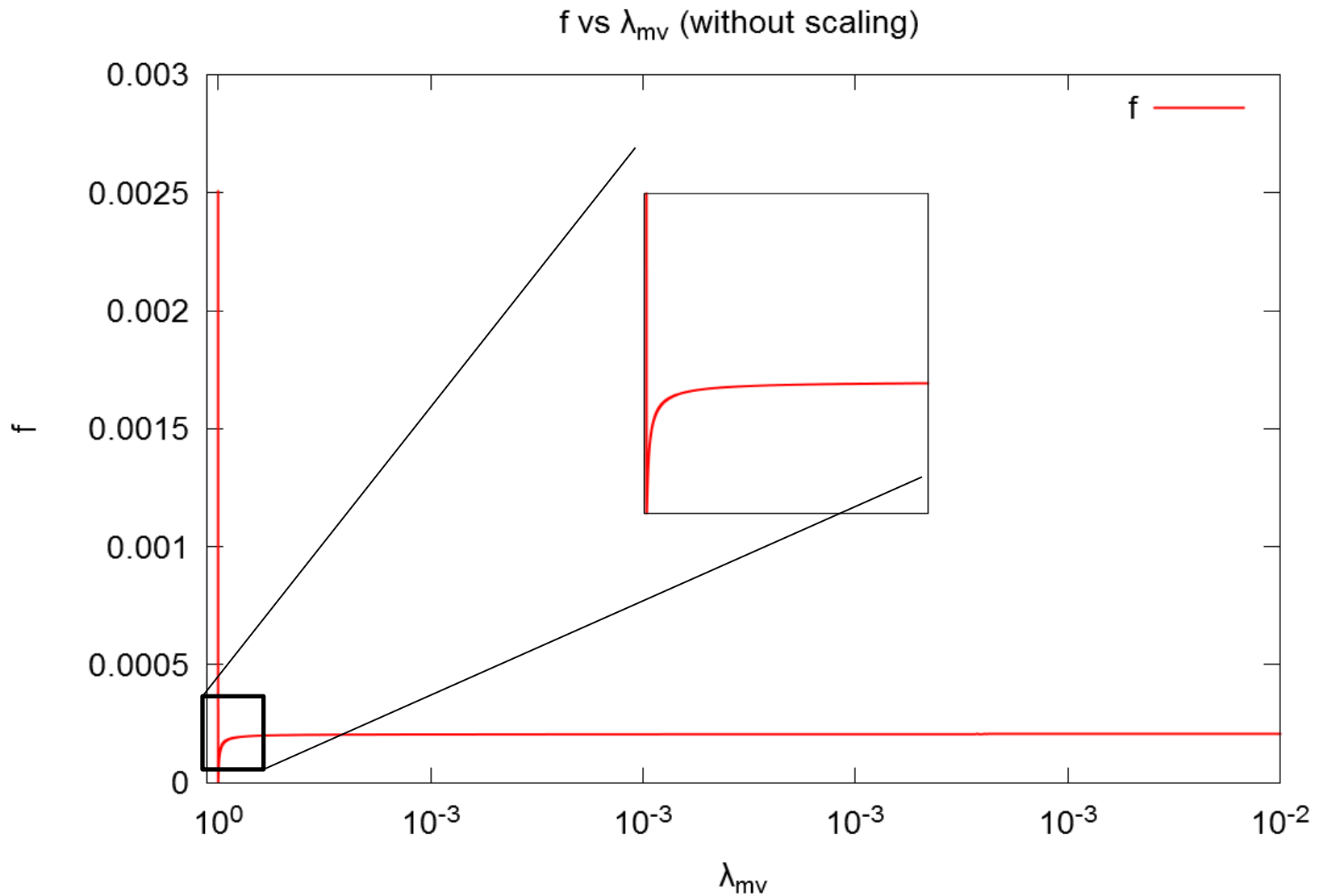
Valles muy estrechos Zoom



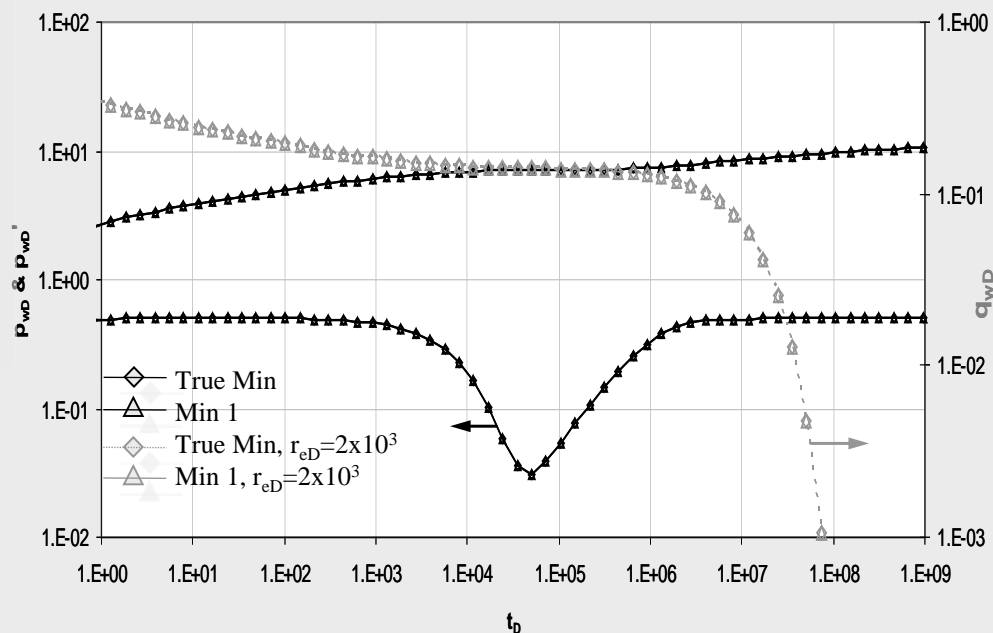
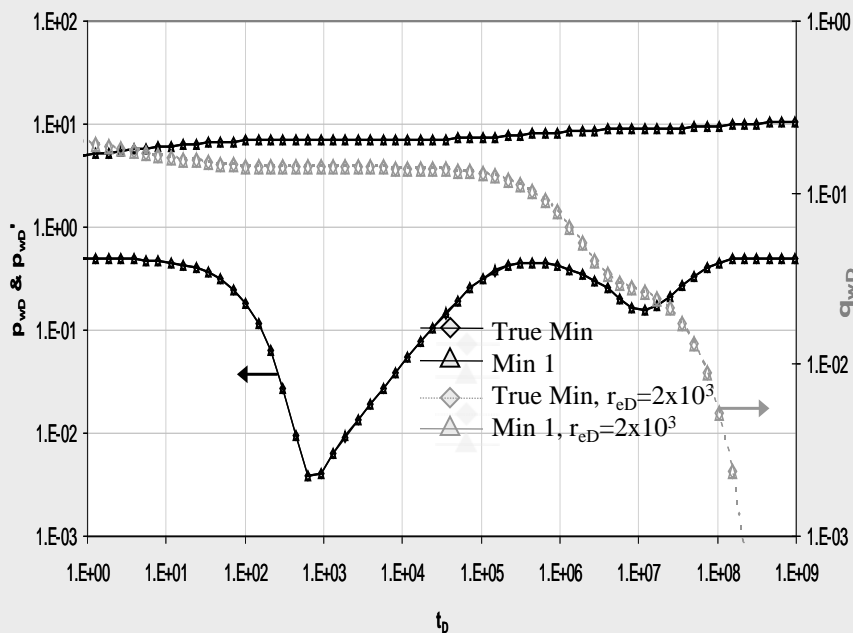
Valor promedio de F con respecto a λ



Para identificar λ la función Objetivo es Plana
Casi en todo el intervalo. Zoom

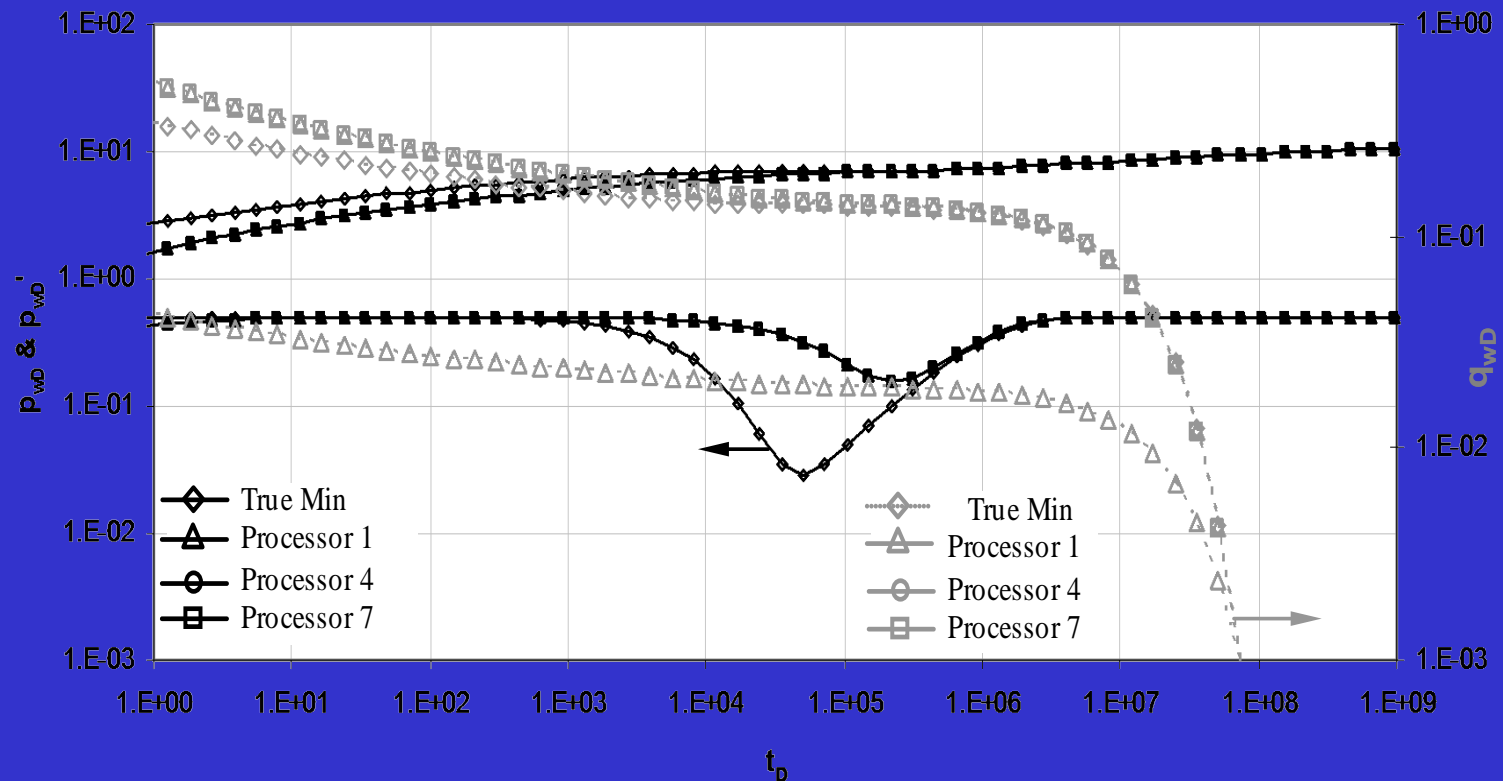


Impacto de encontrar mínimos con precisión en la predicción de producción



Impacto en la producción

cuando la solución óptima NO se tiene con suficiente precisión



Metodo de Optimización GLOBAL TUNEL

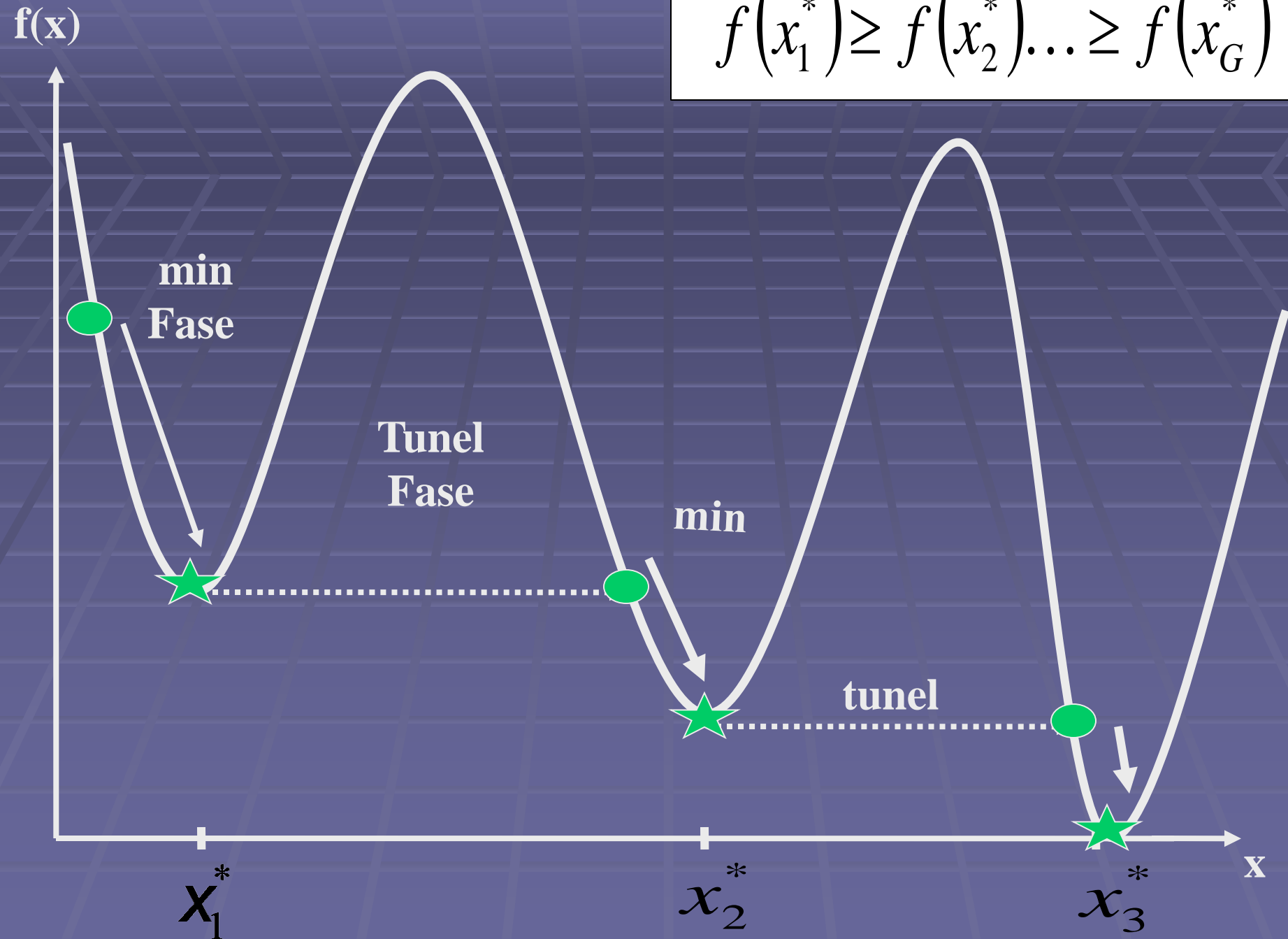
- Para encontrar varios mínimos con precisión
- Para moverse de puntos malos (en valles planos o muy profundos) donde los metodos locales como LM se “atoran”



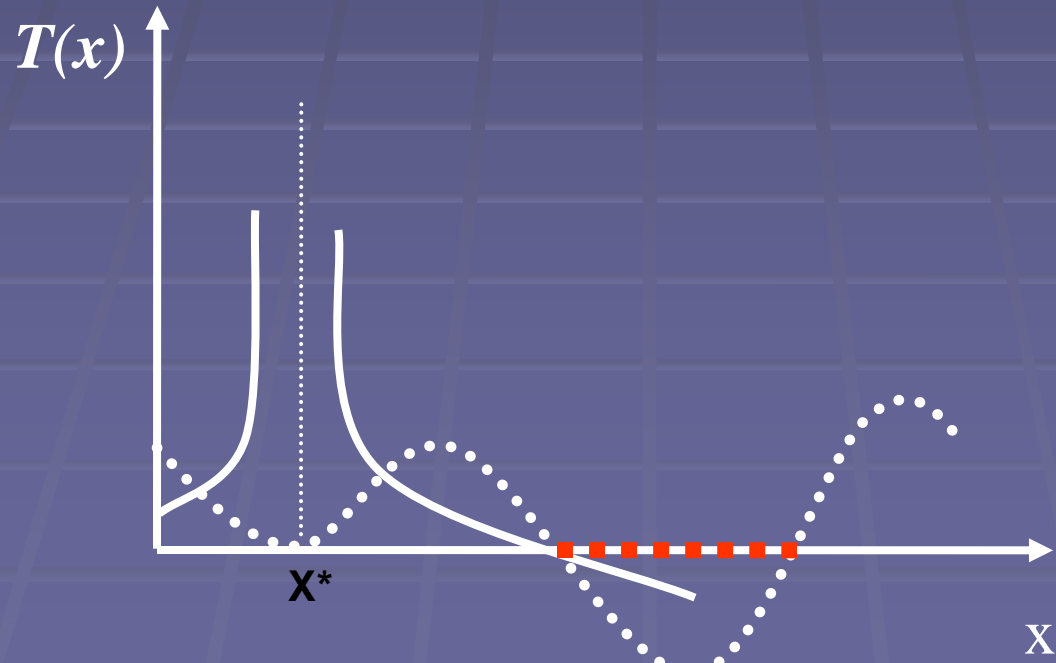
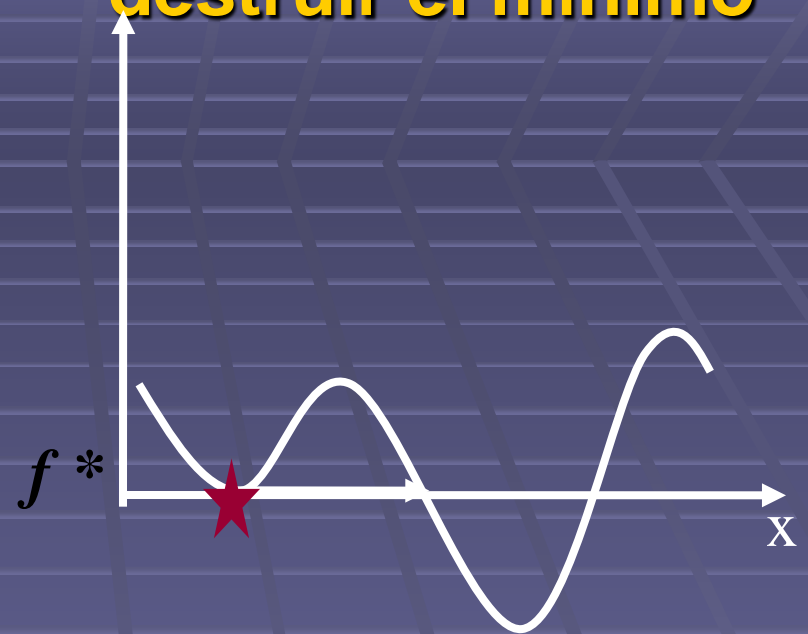
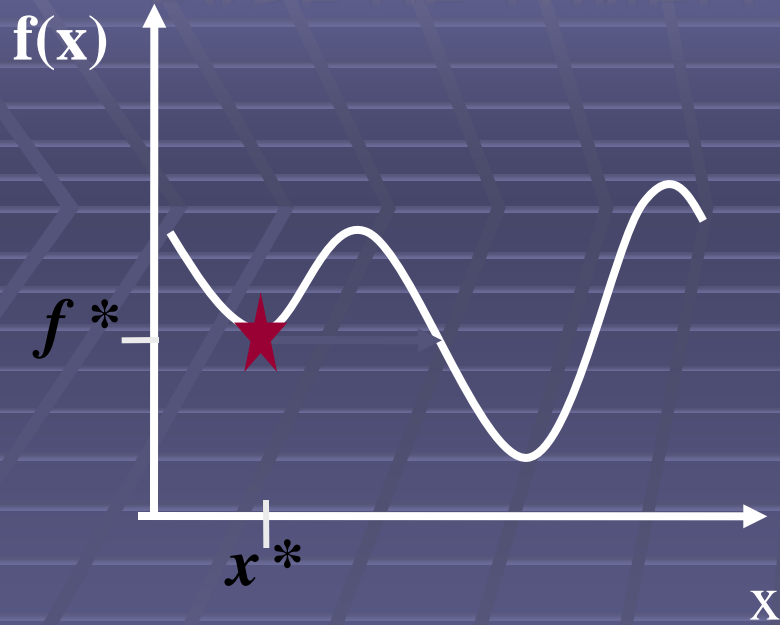
Convergencia a mínimos con
“buen ajuste a los datos”

Método TUNEL

$$f(x_1^*) \geq f(x_2^*) \dots \geq f(x_G^*)$$



FASE DE TUNELIZACION: Crea un polo para destruir el mínimo



— — — — — = x^o solución

Para poner un polo en x^* se usa la Función Túnel

1. Función Clásica,

$$T_c(x) = \frac{f(x) - f(x^*)}{\|x - x^*\|^{\lambda^*}} \leq 0$$

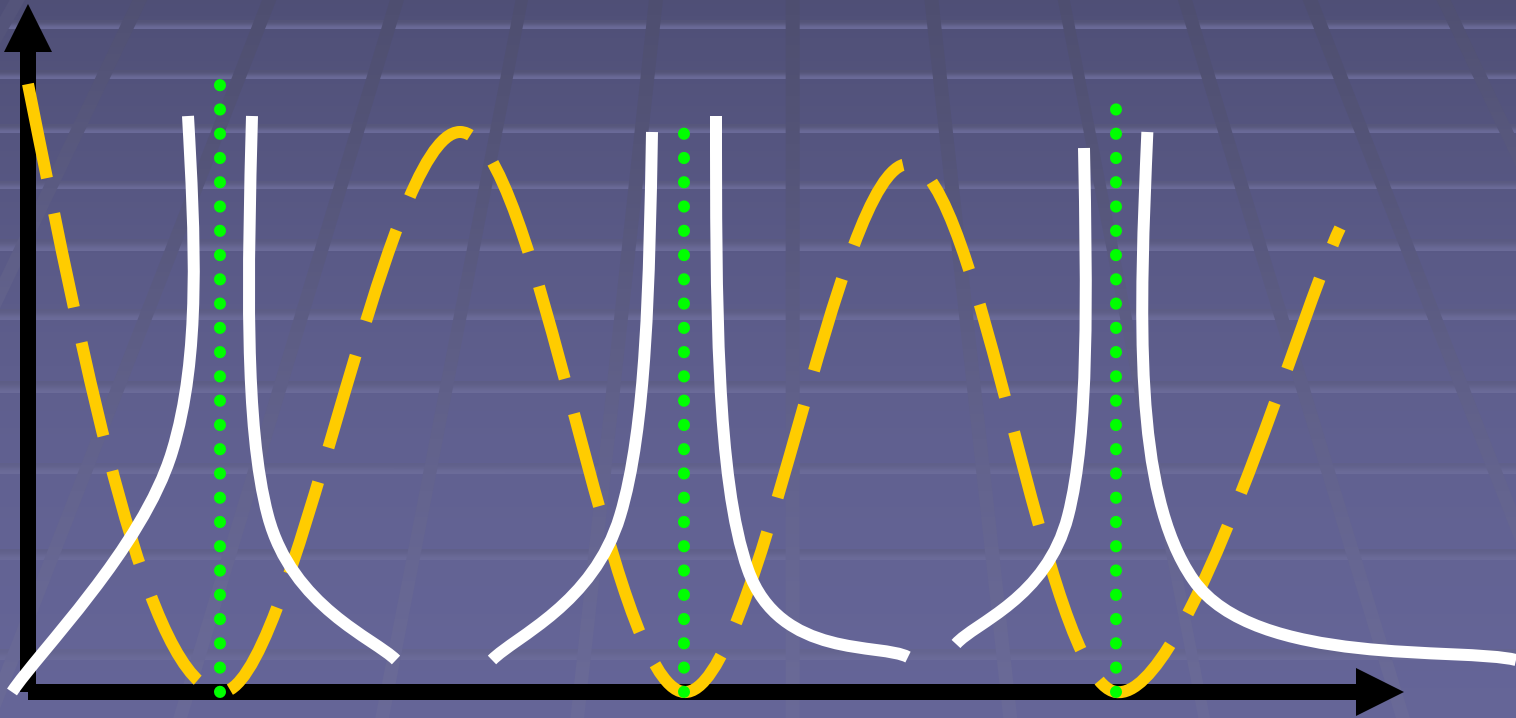
2. Función Exponencial ,

$$T_e(x) = (f(x) - f(x^*)) \exp\left(\frac{\lambda^*}{\|x - x^*\|}\right) \leq 0$$

Where λ^* is the strength of the pole
 $\| \cdot \|$ is the squared euclidean norm

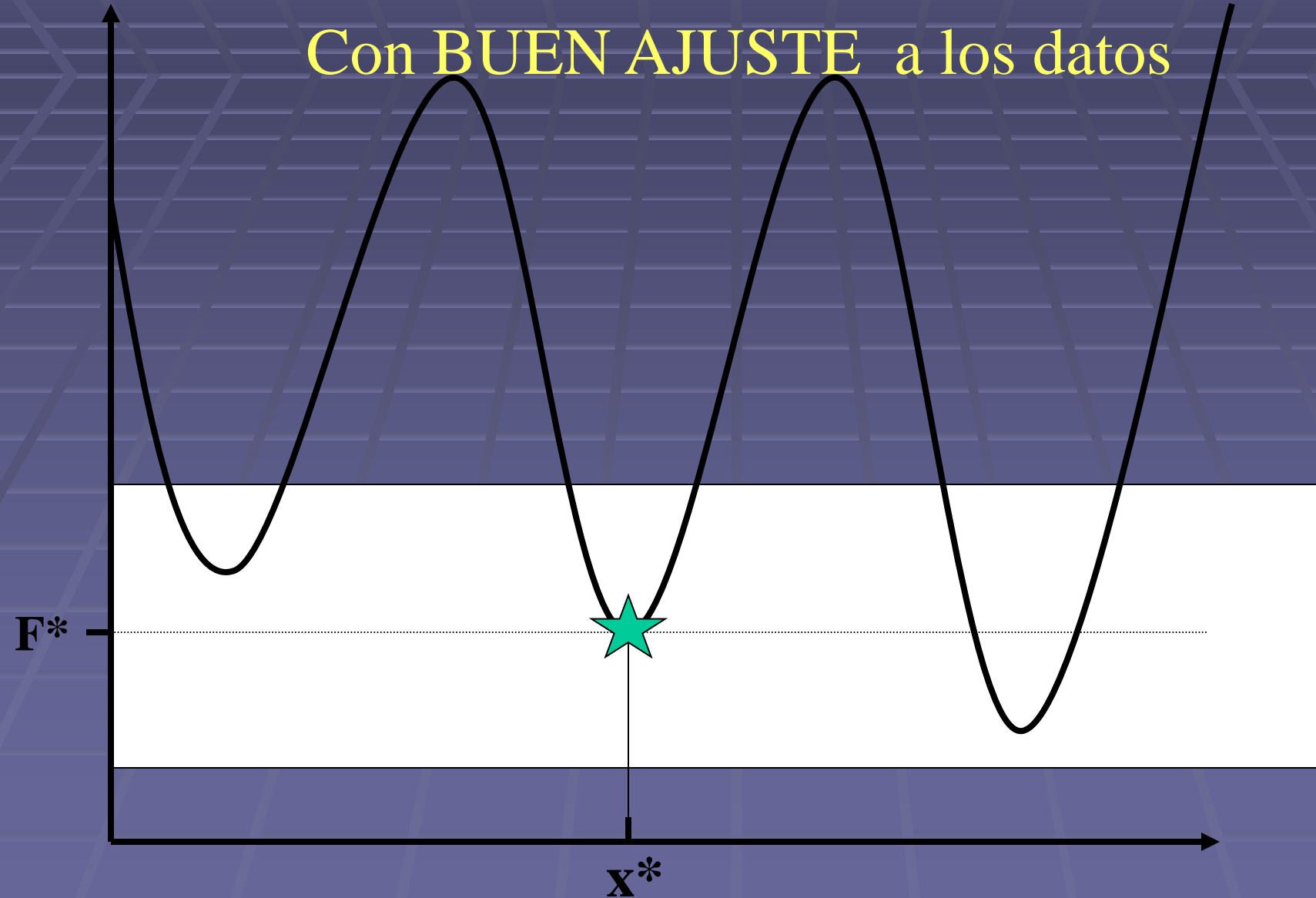
Minimos al mismo nivel

$$\mathbf{T}(\mathbf{x}) = \frac{\mathbf{f}(\mathbf{x}) - \mathbf{f}^*}{\prod_{i=1}^1 \|\mathbf{x} - \mathbf{x}^*\|^{\lambda^*}} = \mathbf{0}$$

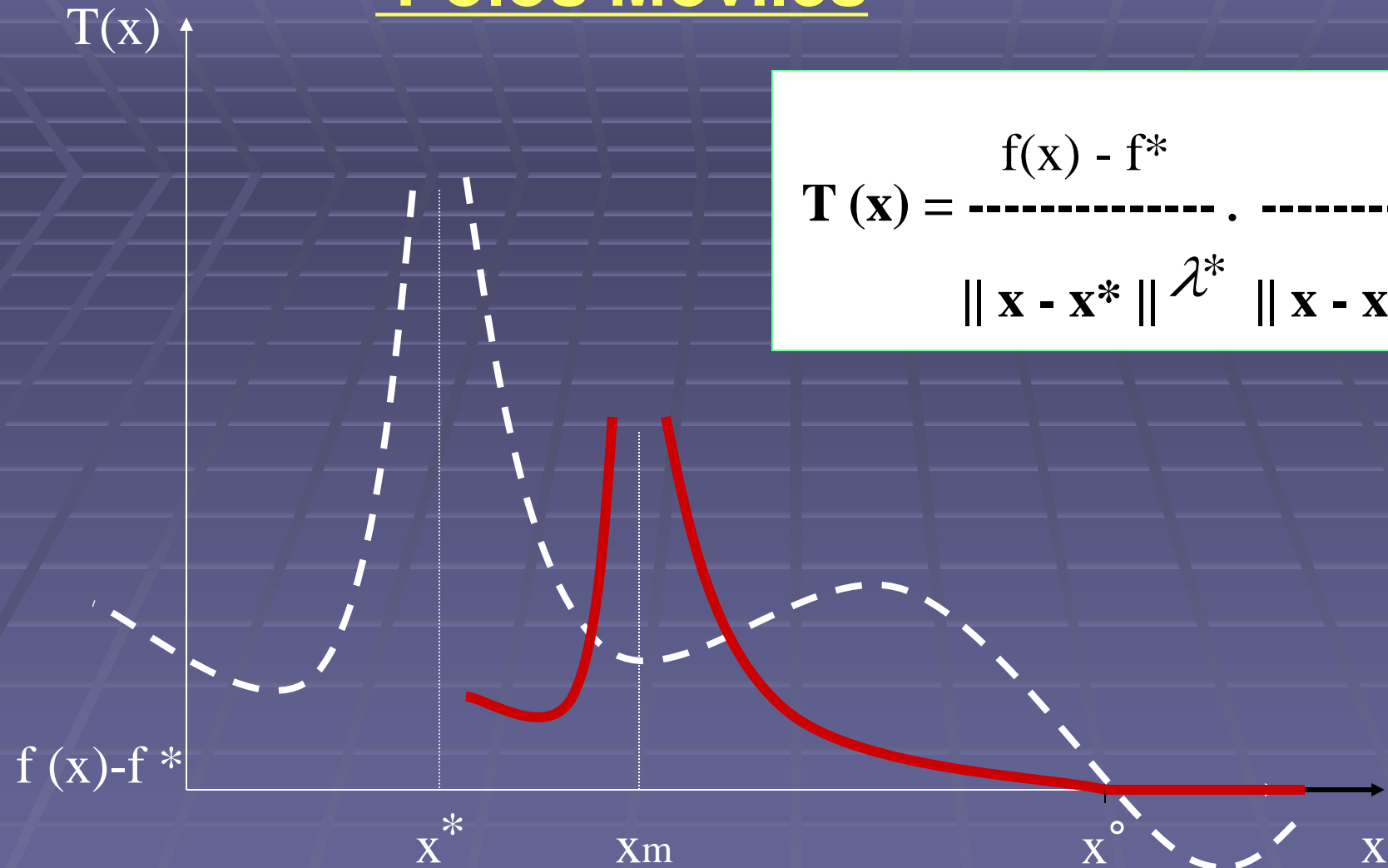


Encontrar mínimos al mismo nivel dentro de un intervalo de F^*

Con BUEN AJUSTE a los datos



Polos Móviles



$$T(x) = \frac{f(x) - f^*}{\|x - x^*\|^{\lambda^*}} \cdot \frac{1}{\|x - x_m\|^{\lambda_m}}$$

Levy-Montalvo , Levy-Gomez, Gomez-Barron,
Gomez-Castellanos

Ejemplos Sintéticos: Exhaustivo

Se crearon **3240 juegos de datos** con las posibles combinaciones de los valores de los coeficientes:

$$\omega_v, \omega_f = 0.1, 0.5, 0.9$$

$$\lambda_{mf}, \lambda_{mv}, \lambda_{vf} = 10^{-9}, 10^{-6}, 10^{-3}$$

$$K = 0.1, 0.5, 0.9$$

$$C_D = 1000, 500\ 000$$

$$s = -4, 40$$

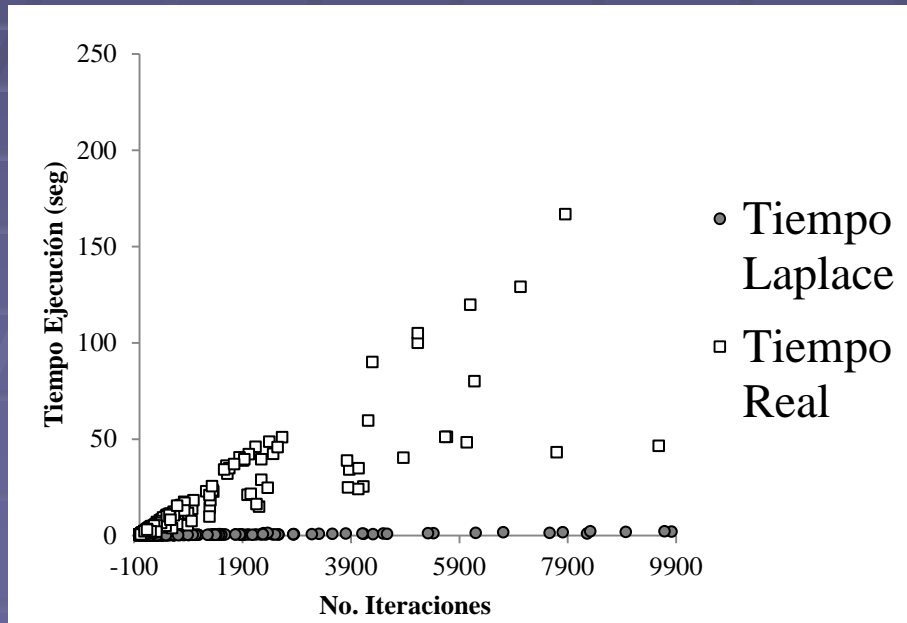
$$k_T = 1000, 10\ 000$$

En este conjunto, los casos de una, doble o triple porosidad están incluidos.

Tiempo promedio, Laplace vs Real

Tiempo promedio (Laplace)	Tiempo promedio (tiempo real)
0.17 (sec)	10.52 (sec)

**60 veces
mas
rapido con
Laplace**



Resultados de la optimización usando el método local (TRON-LM) y el global (TUNEL).

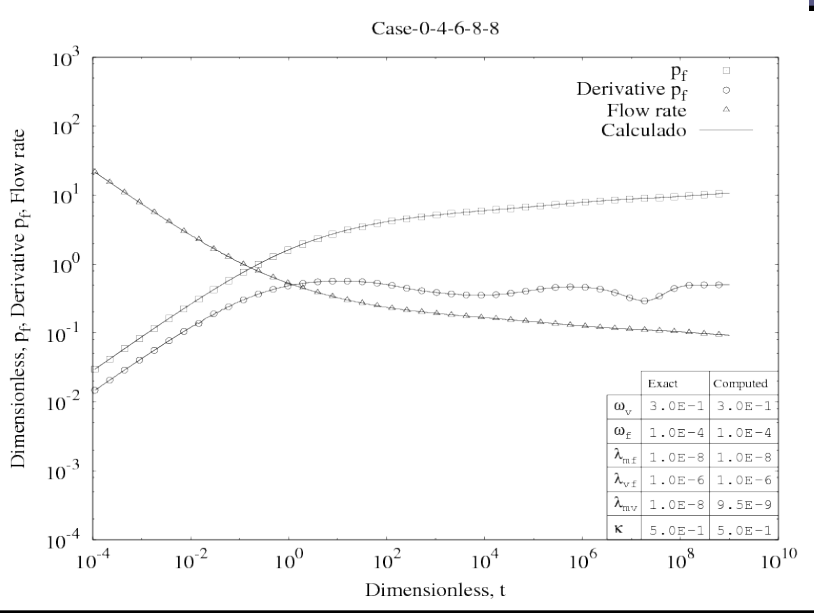
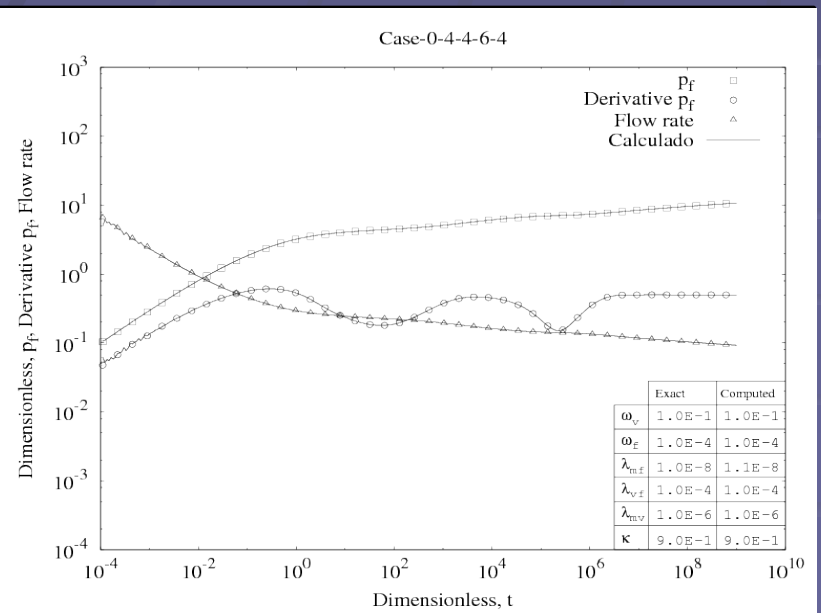
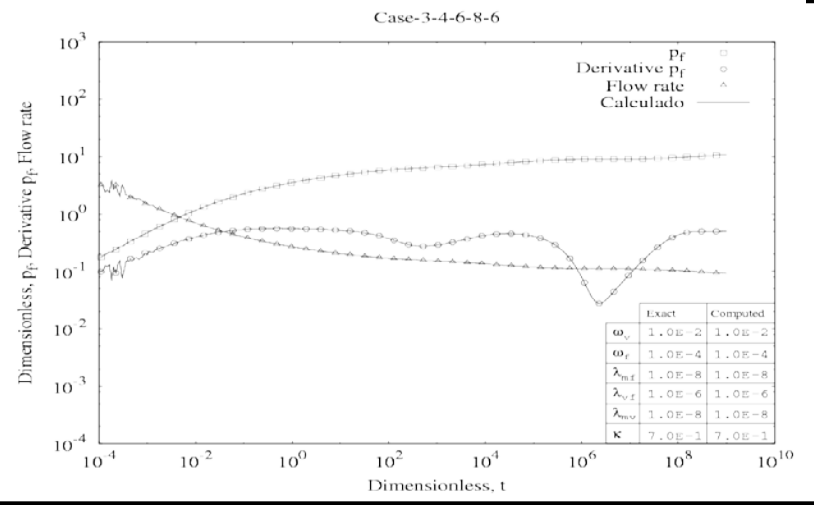
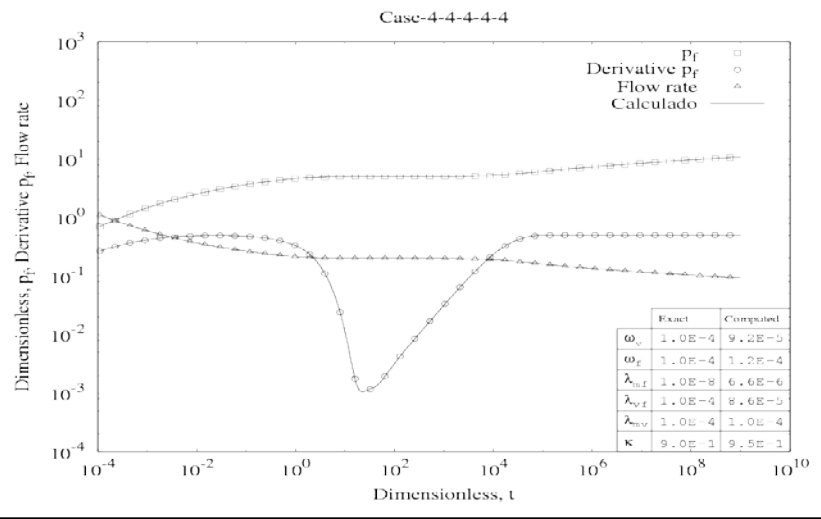
Se considera exitoso si $F(x) < 10^{-10}$

Optimizador Local	Optimizador global (Tunel)
59%	100%

Tiempos Laplace en PT (1296 juegos de datos)

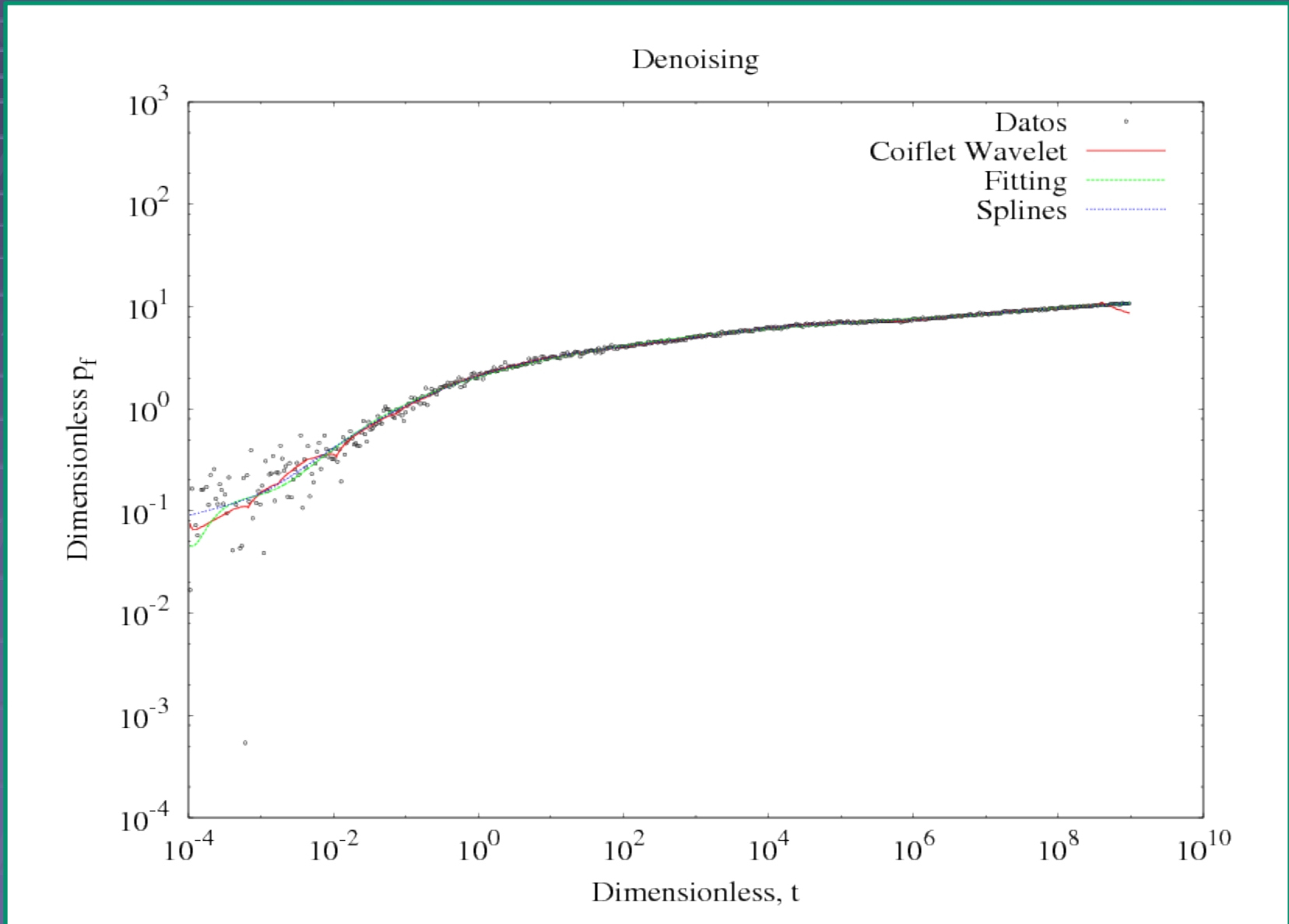
Menos de 1 seg.	Menos de 1 min.	1 a 2 min.	2 a 3 min.	Mas de 3 min.
861	327	44	119	24
67.53%	25.65%	3.45%	9.33%	1.88%

Gráficas exactas y calculadas método global . Curvas de presión, derivada y gasto.



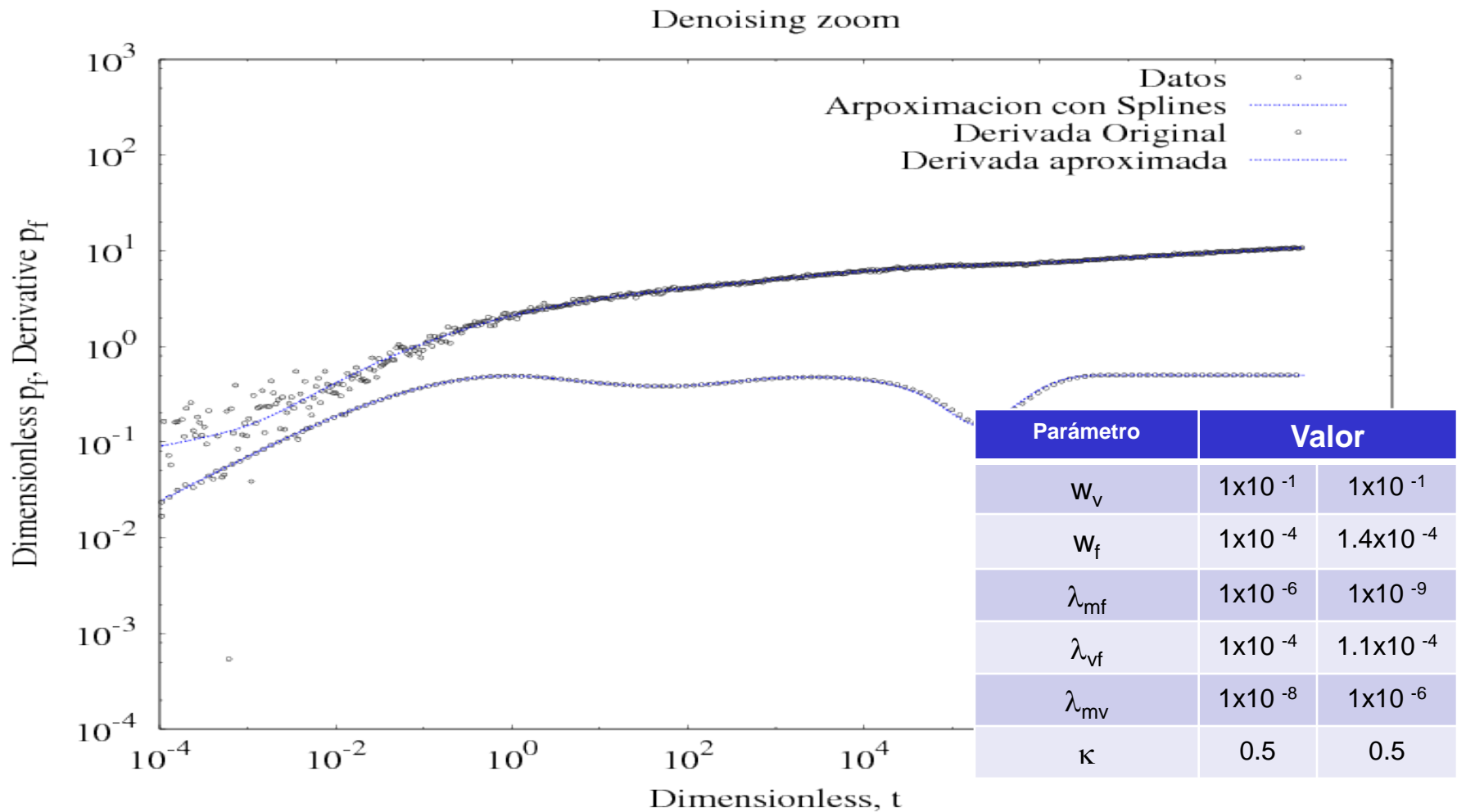
Filtrado de ruido

“denoising” o filtrado Usando wavelets, curvas tipo y splines



Filtrado de ruido

Se usan los datos filtrados por splines para calcular la transformada de Laplace y hacer la optimización. Con los parámetros obtenidos se grafica la derivada.



Ajustes de casos reales

Ajustes PT

ku-9 PT

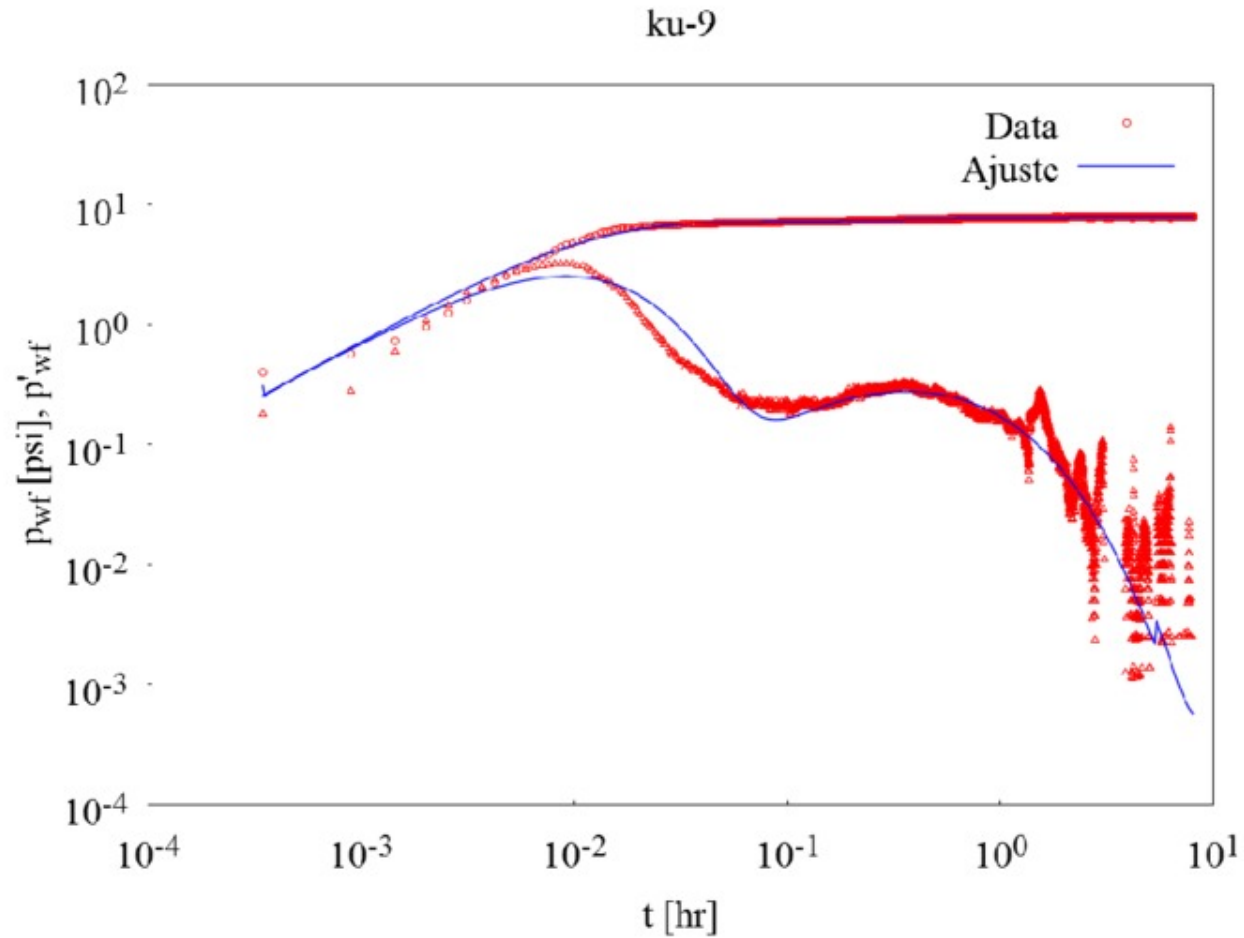


Figura: Ajuste ku-9 - Triple porosidad (PT)

ku-128 PT

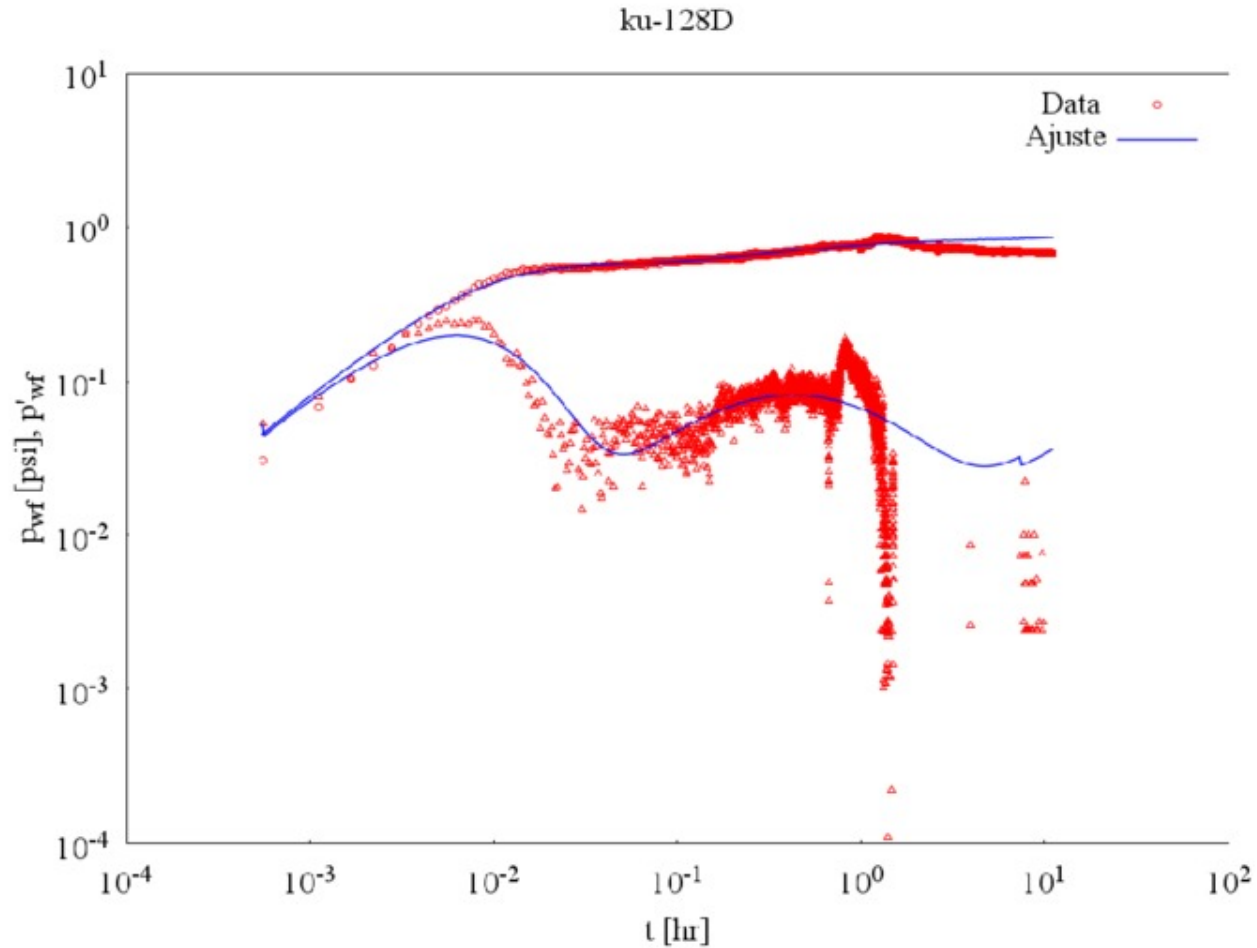


Figura: Ajuste ku-128 - Triple porosidad (PT)

zaap-24 PT

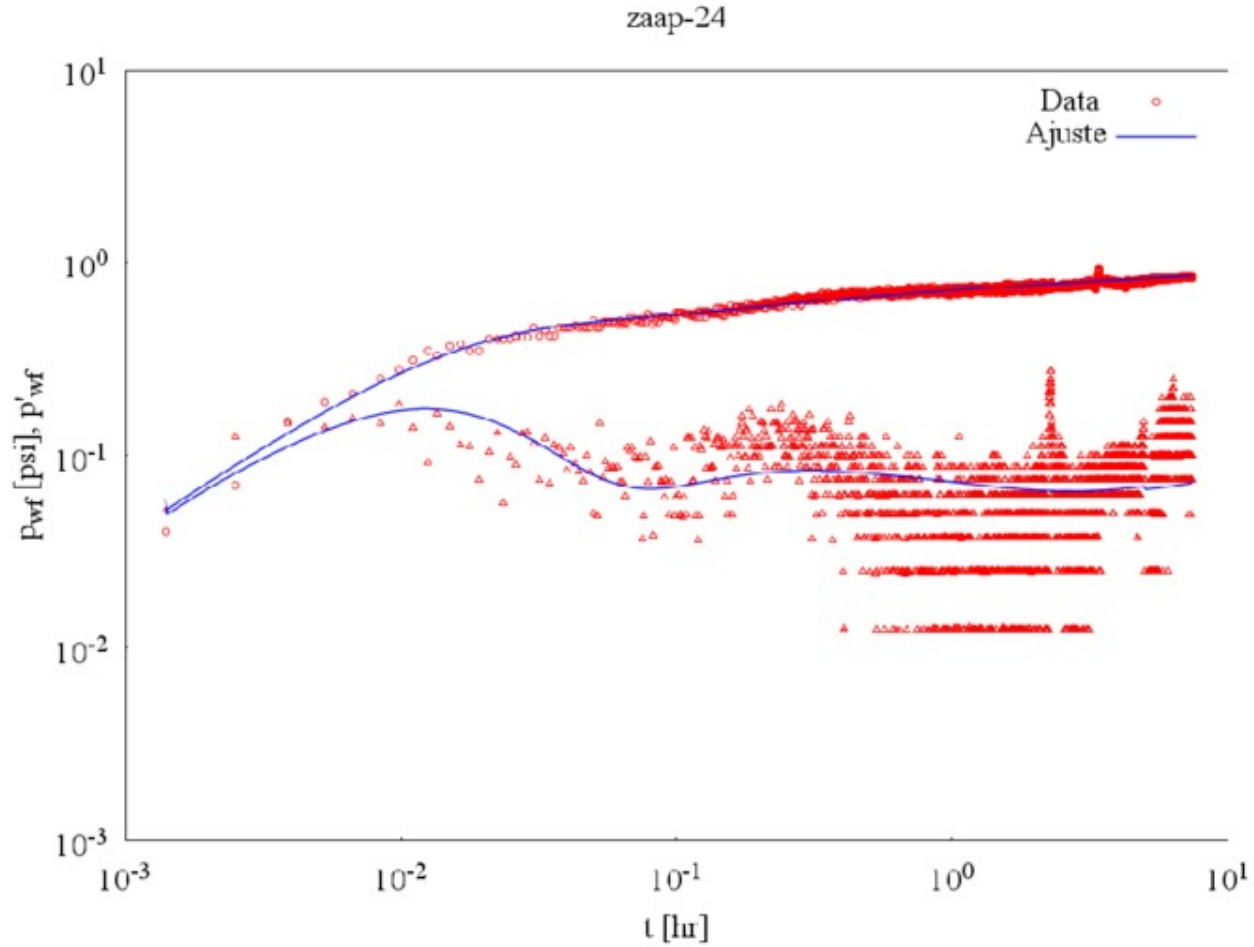


Figura: Ajuste zaap-24 - Triple porosidad (PT)

PIT incr7 PT

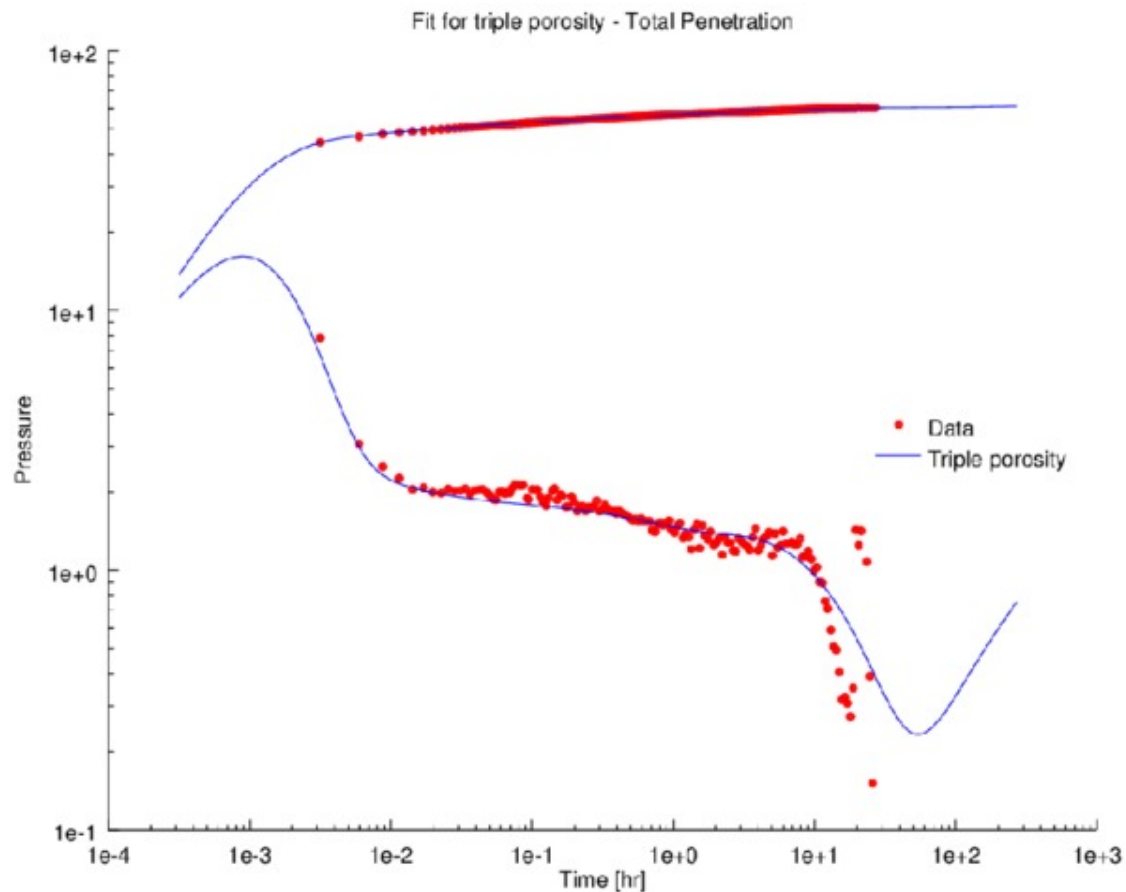
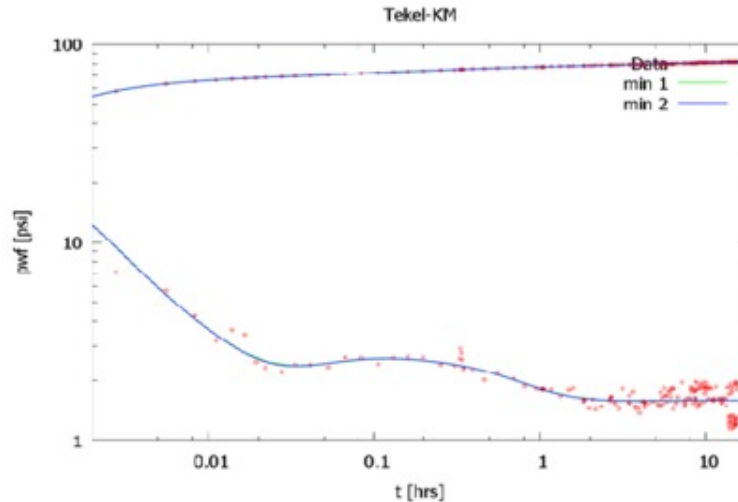


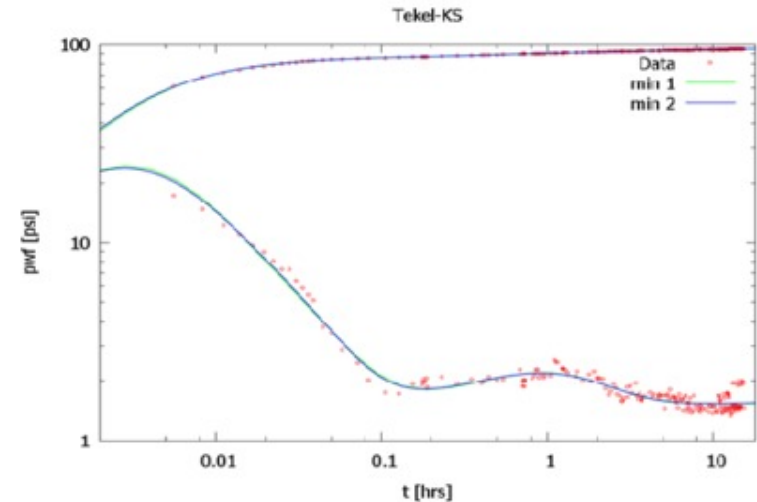
Figura: Ajuste PIT incr7 - Triple porosidad (PT)

Ajustes PP

Penetración Parcial: optimización en tiempo real: varios min



	Min 1	Min 2	w's referencia
wv	1.08E-01	5.07E-01	6.66E-01
wf	5.18E-01	1.15E-01	2.62E-01
lmf	5.52E-06	1.79E-05	
lvf	7.88E-05	8.16E-05	
lmv	1.78E-05	5.53E-06	
kappr	7.96E-02	9.31E-01	
kappz	6.29E-02	9.33E-01	
hd	1.04E+03	1.05E+03	
h1d	3.74E-01	3.75E-01	
hpD	2.51E-01	2.51E-01	
sf	1.09E+00	1.07E+00	
sv	1.08E+00	1.08E+00	
CD	2.82E+00	2.82E+00	
ap	3.14E-01	3.14E-01	
at	9.13E+04	9.19E+04	



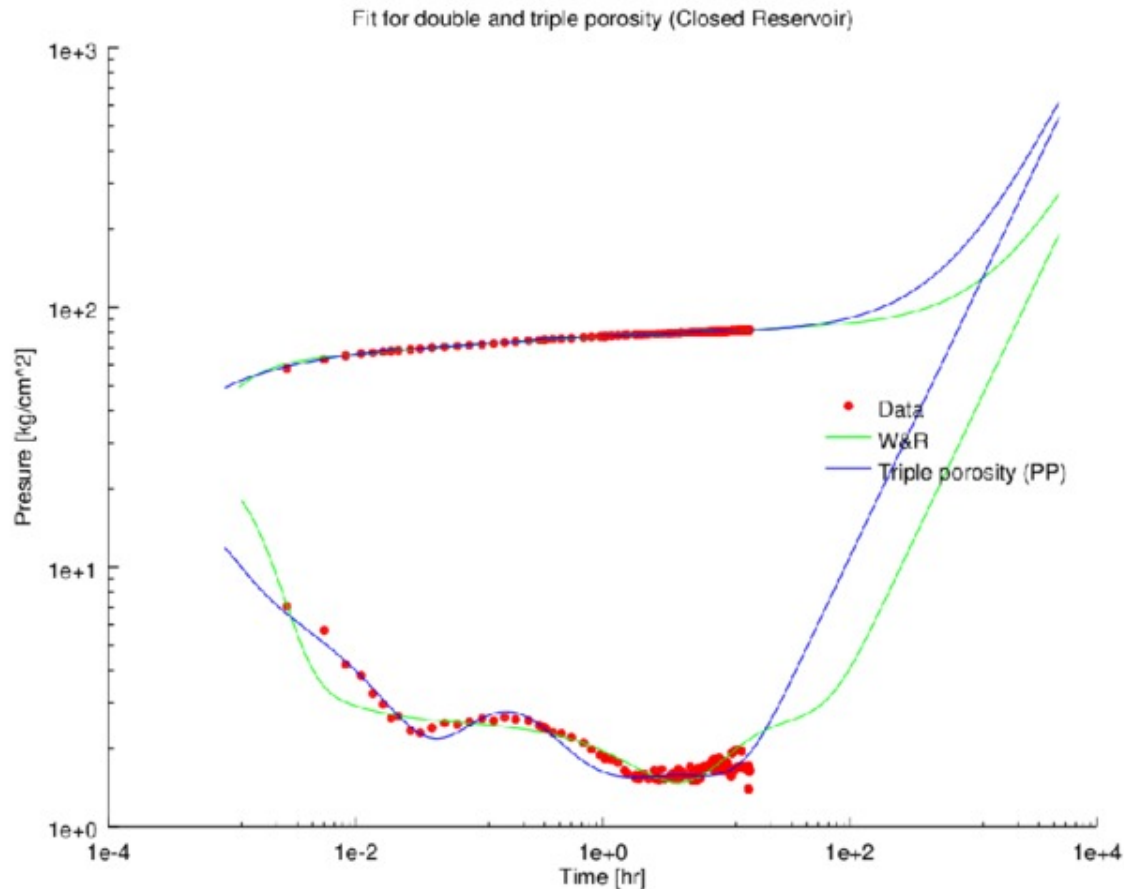
	Min 1	Min 2	w's referencia
wv	3.53E-02	7.00E-01	6.40E-01
wf	5.24E-01	2.26E-02	2.10E-01
lmf	1.04E-05	2.34E-05	
lvf	2.49E-05	3.95E-05	
lmv	2.56E-05	1.17E-05	
kappr	3.30E-01	8.08E-01	
kappz	9.99E-01	1.00E-03	
hd	3.86E+02	3.43E+02	
h1d	1.83E-01	1.01E-01	
hpD	1.71E-01	1.67E-01	
sf	8.20E-01	3.90E-01	
sv	5.92E-01	6.52E-01	
CD	2.21E+00	1.24E+00	
ap	3.26E-01	3.24E-01	
at	2.14E+04	1.27E+04	

Comparación entre Triple porosidad y W&R (Da Prat)

Comparación entre Triple porosidad y W&R (Da Prat)

W&R (Da Prat) es el modelo usado en simuladores comerciales, considera doble porosidad - una permeabilidad ($\kappa = 1$).

Solo se presentan resultados para Tekel-KM porque en este yacimiento la permeabilidad es $\kappa = 0.93$.



Comparación entre Triple porosidad y W&R (Da Prat)

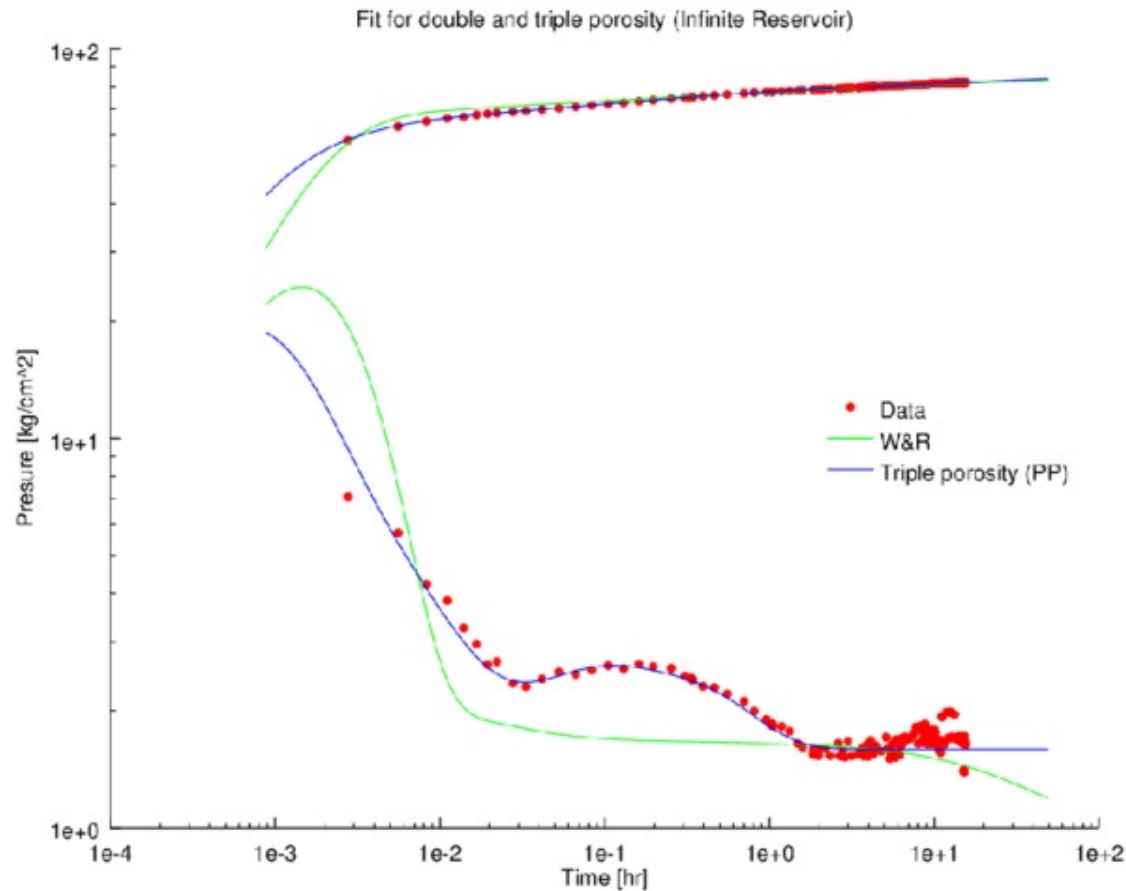


Figura: Comparación de ajuste entre TP-PP y W&R (Da Prat)

Pohp W&R

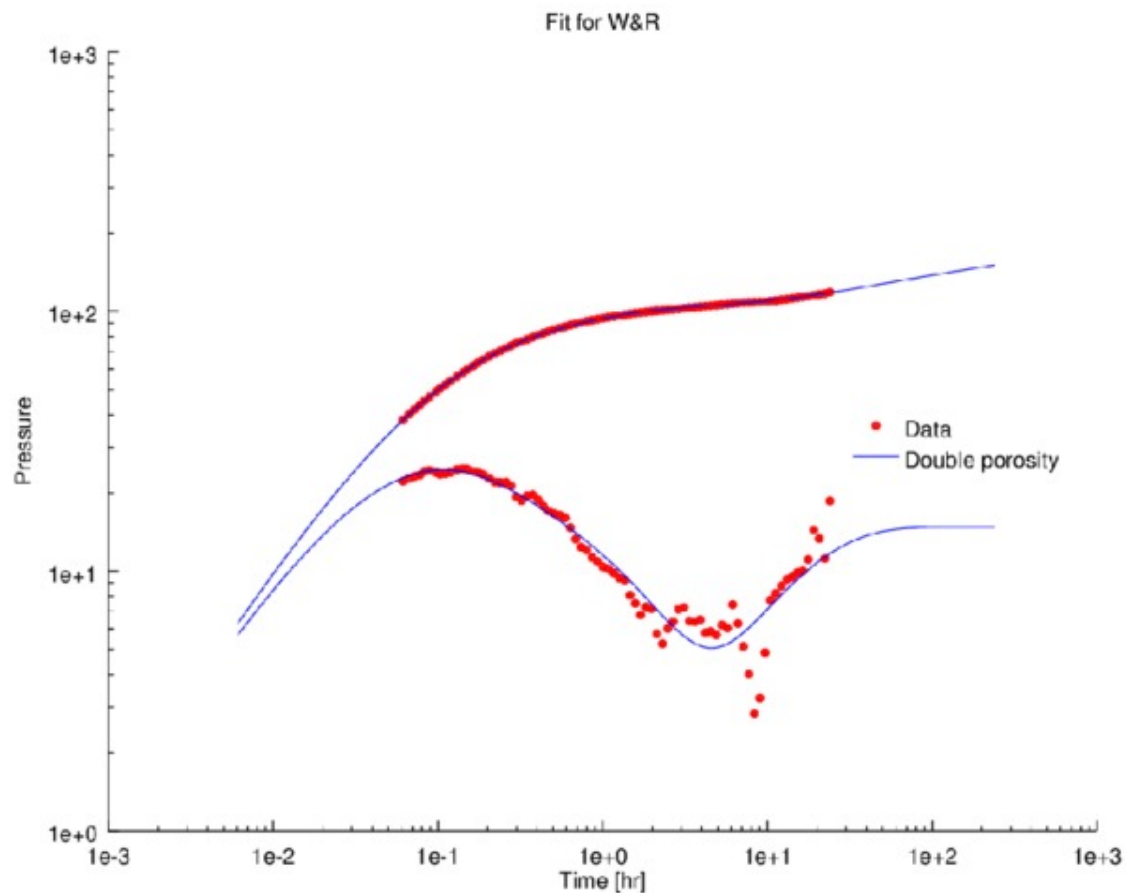


Figura: Ajuste Pohp (W&R)

Pohp PT

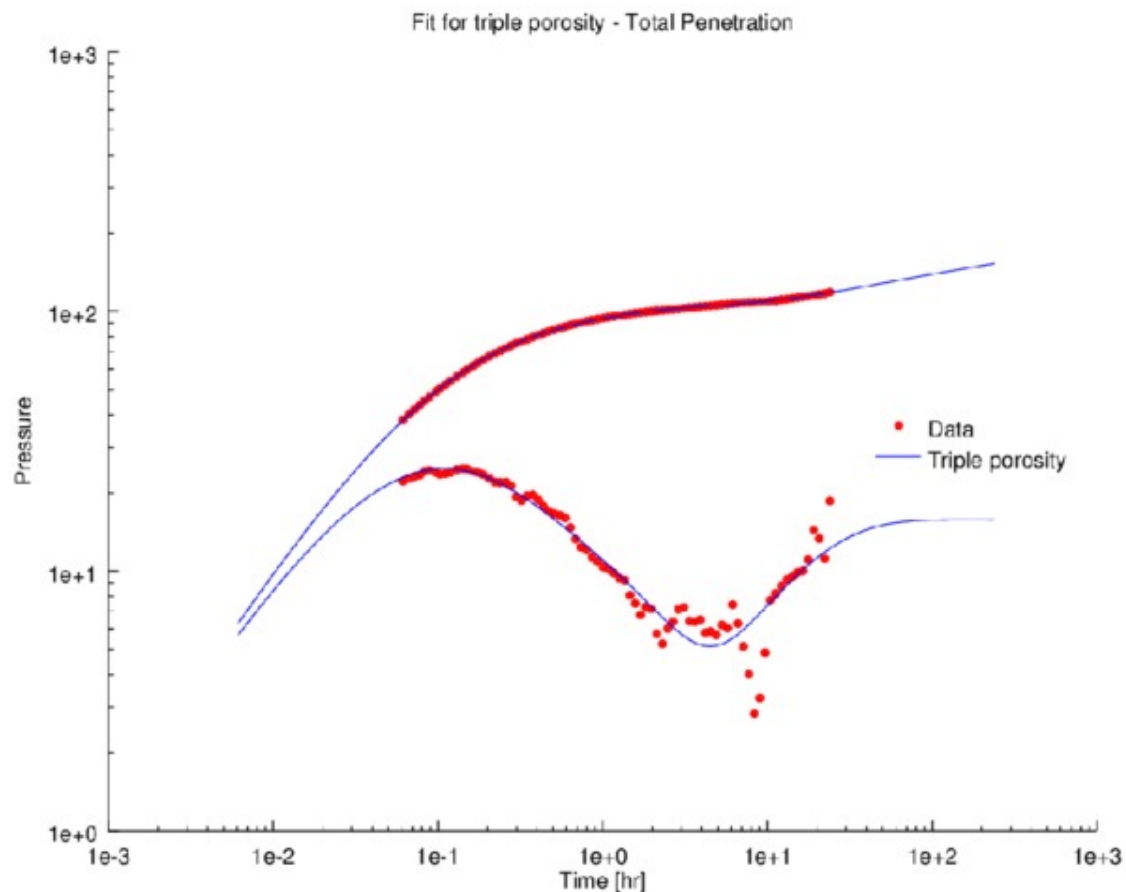


Figura: Ajuste Pohp - Triple porosidad (PT)

Pohp PP

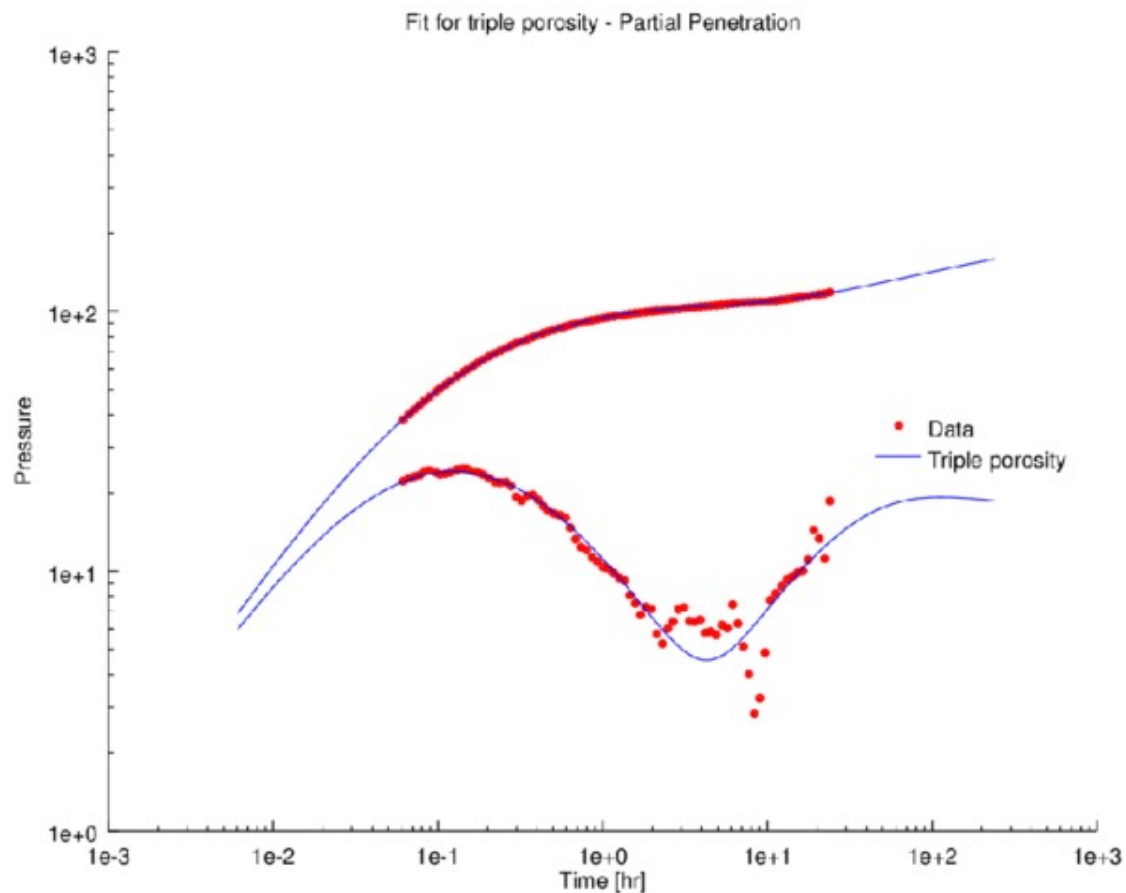


Figura: Ajuste Pohp - Triple porosidad (PP)

Cantarell-1027D W&R

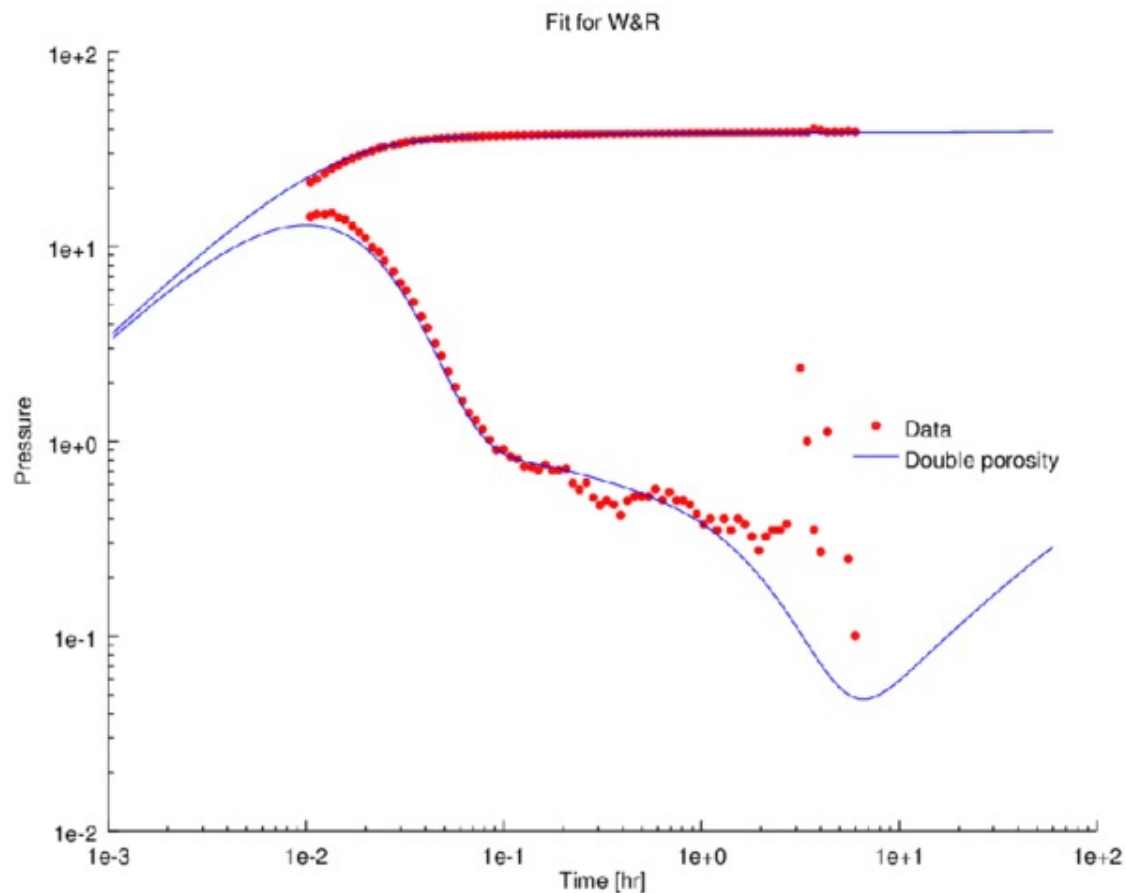


Figura: Ajuste C-1027D (W&R)

Cantarell-1027D PT

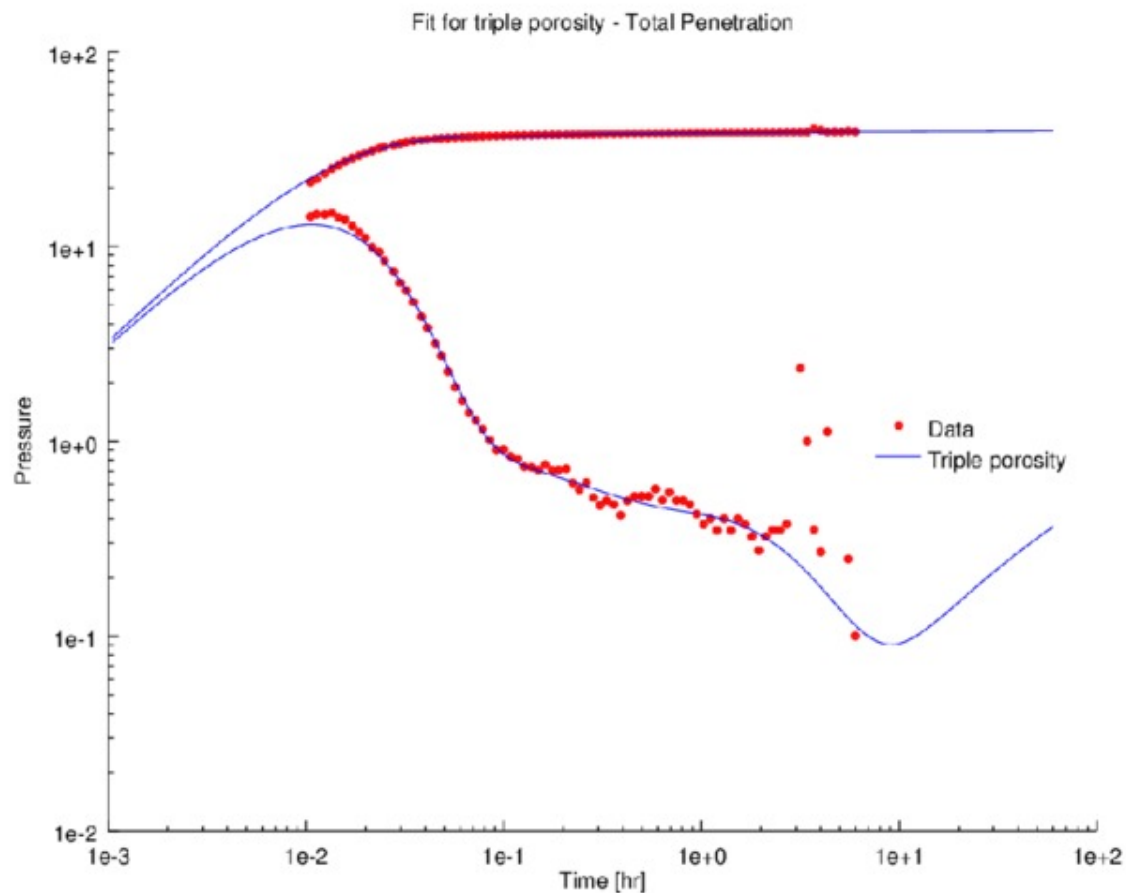


Figura: Ajuste C-1027D - Triple porosidad (PT)

Cantarell-1027D PP

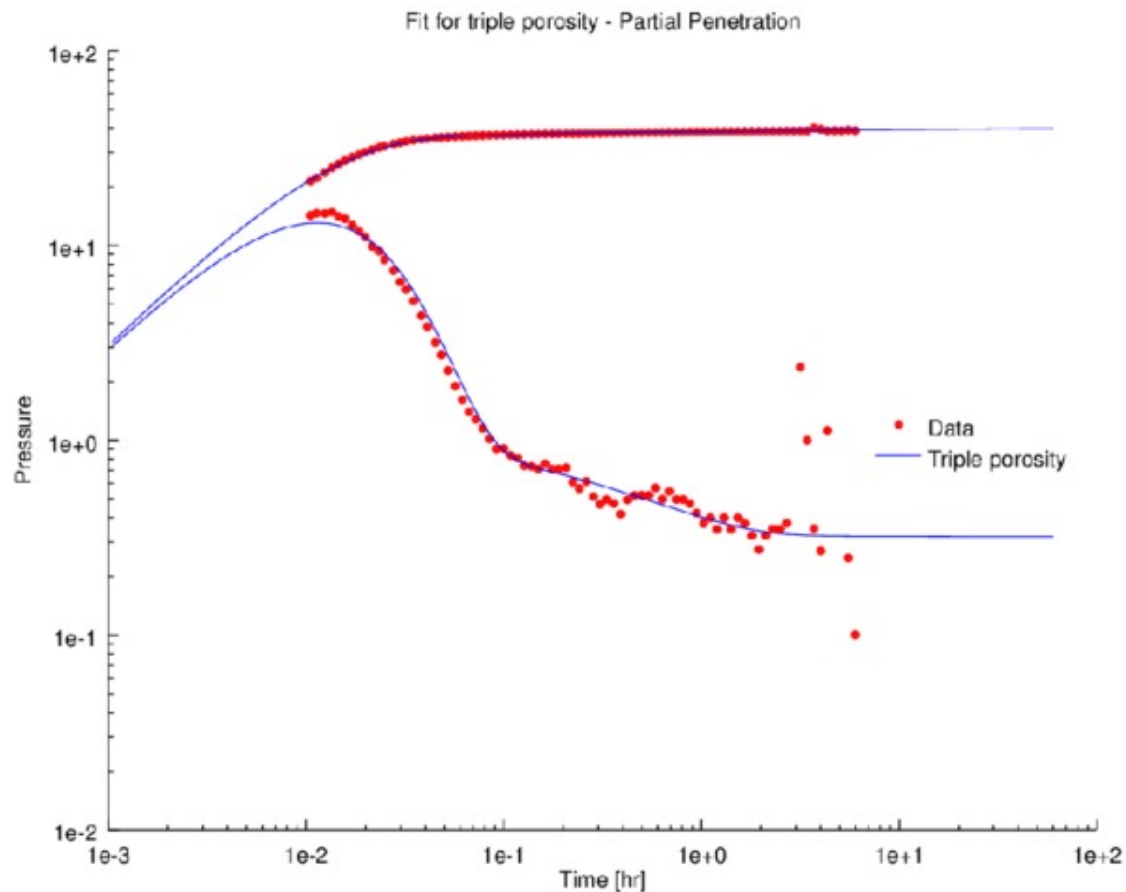


Figura: Ajuste C-1027D - Triple porosidad (PP)

Cantarell-1091D W&R

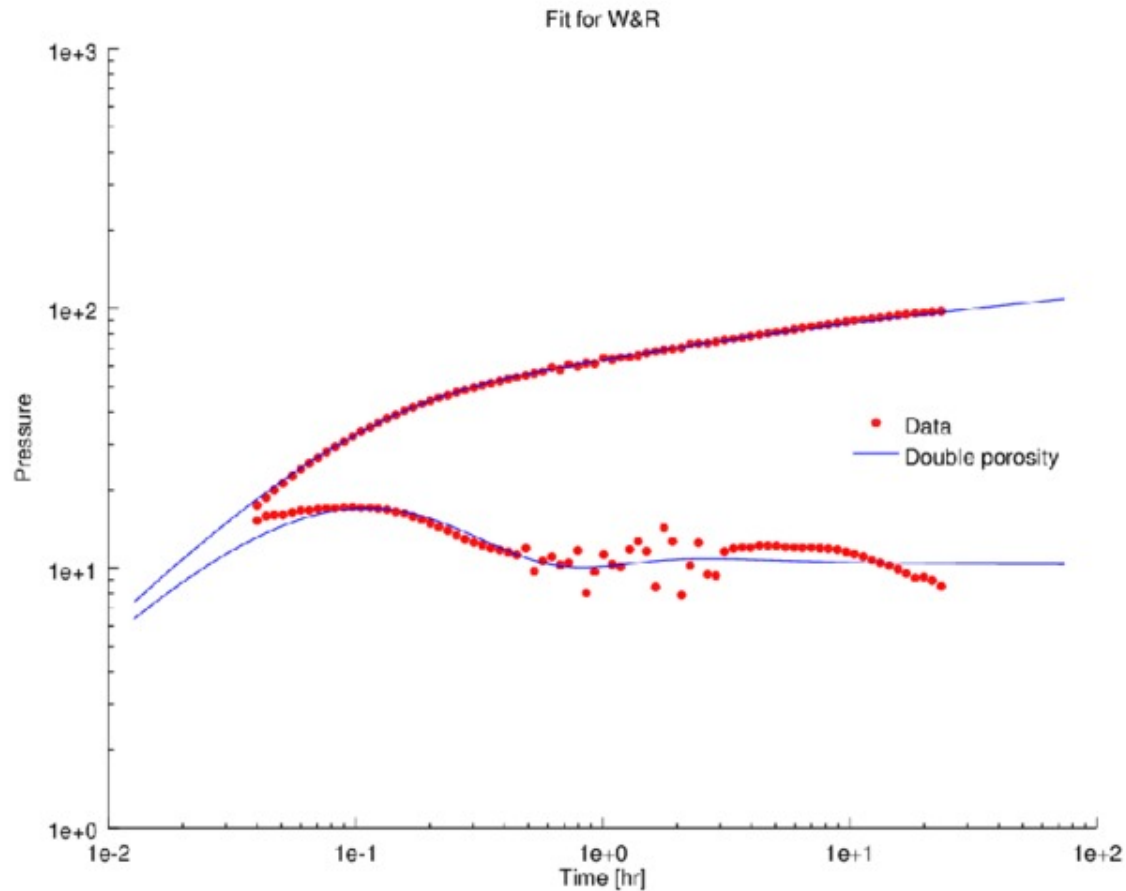


Figura: Ajuste C-1091D (W&R)

Cantarell-1091D PT

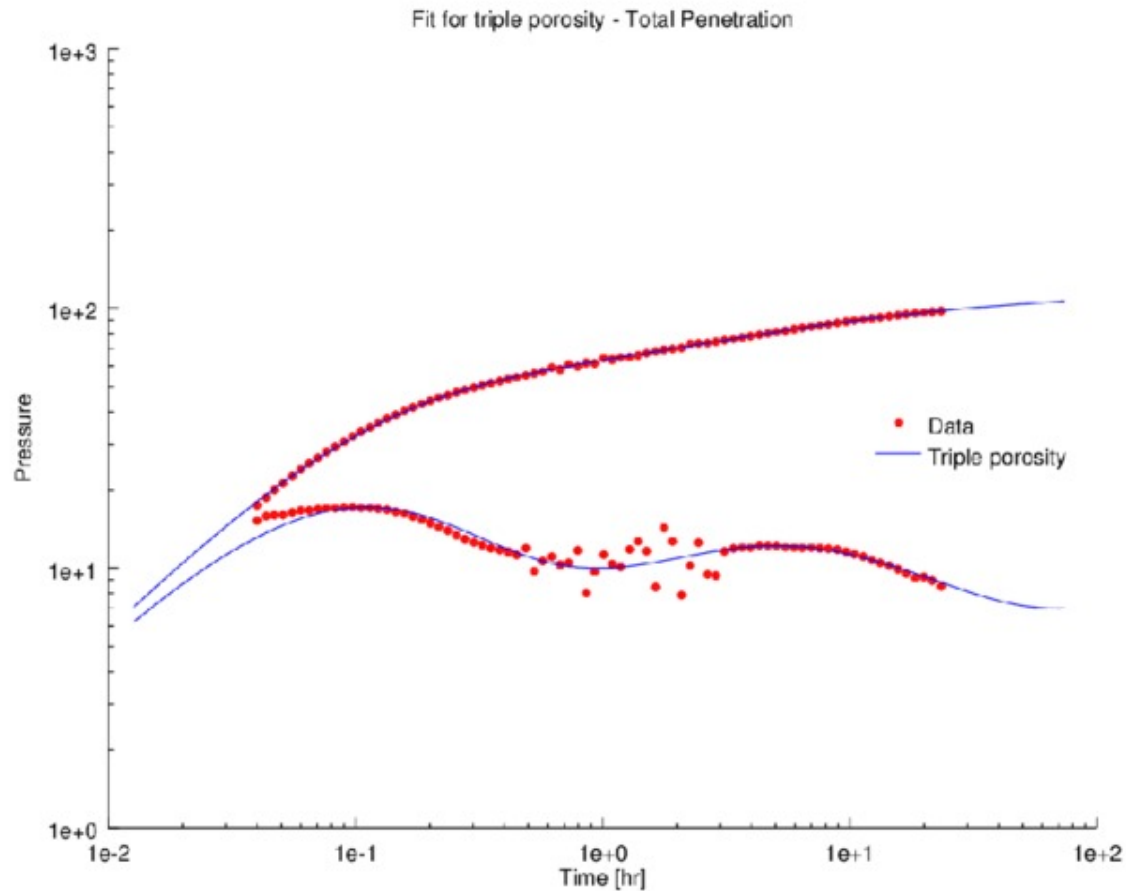


Figura: Ajuste C-1091D - Triple porosidad (PT)

Cantarell-1091D PP

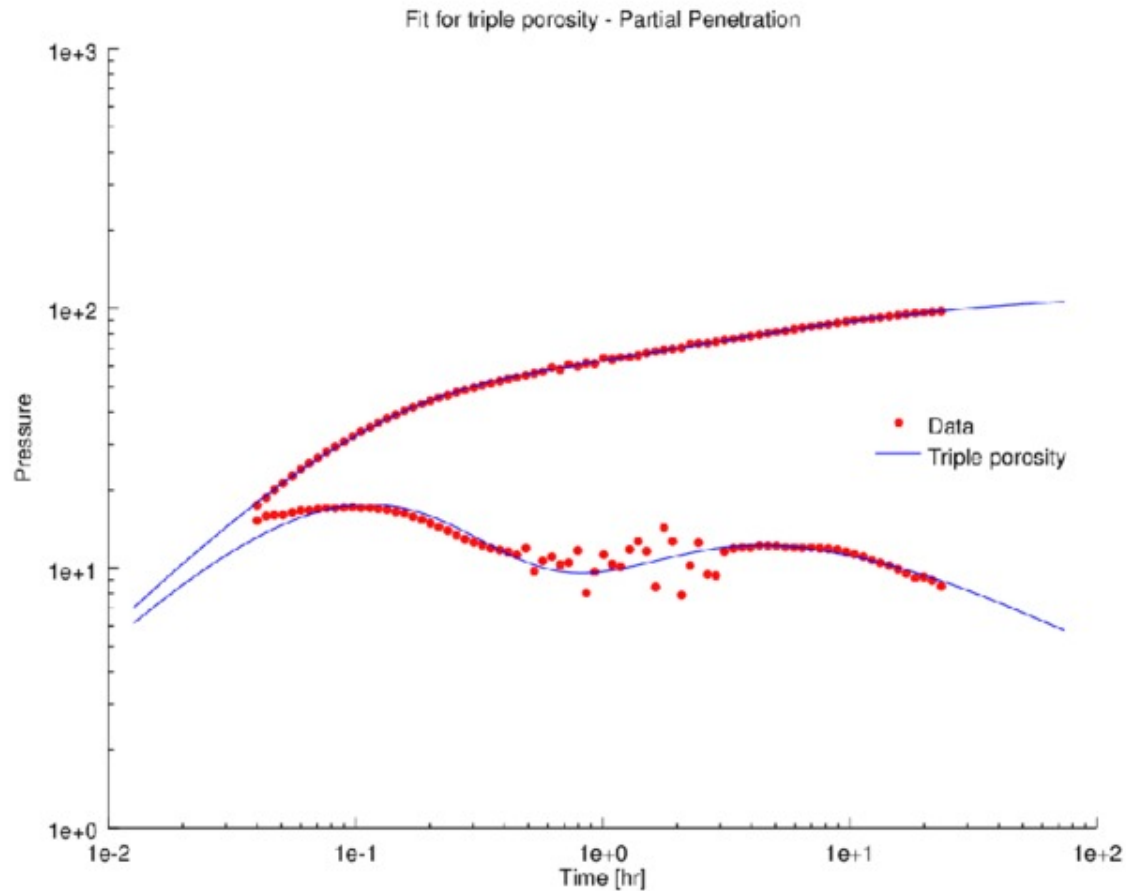


Figura: Ajuste C-1091D - Triple porosidad (PP)

Ayatsil W&R

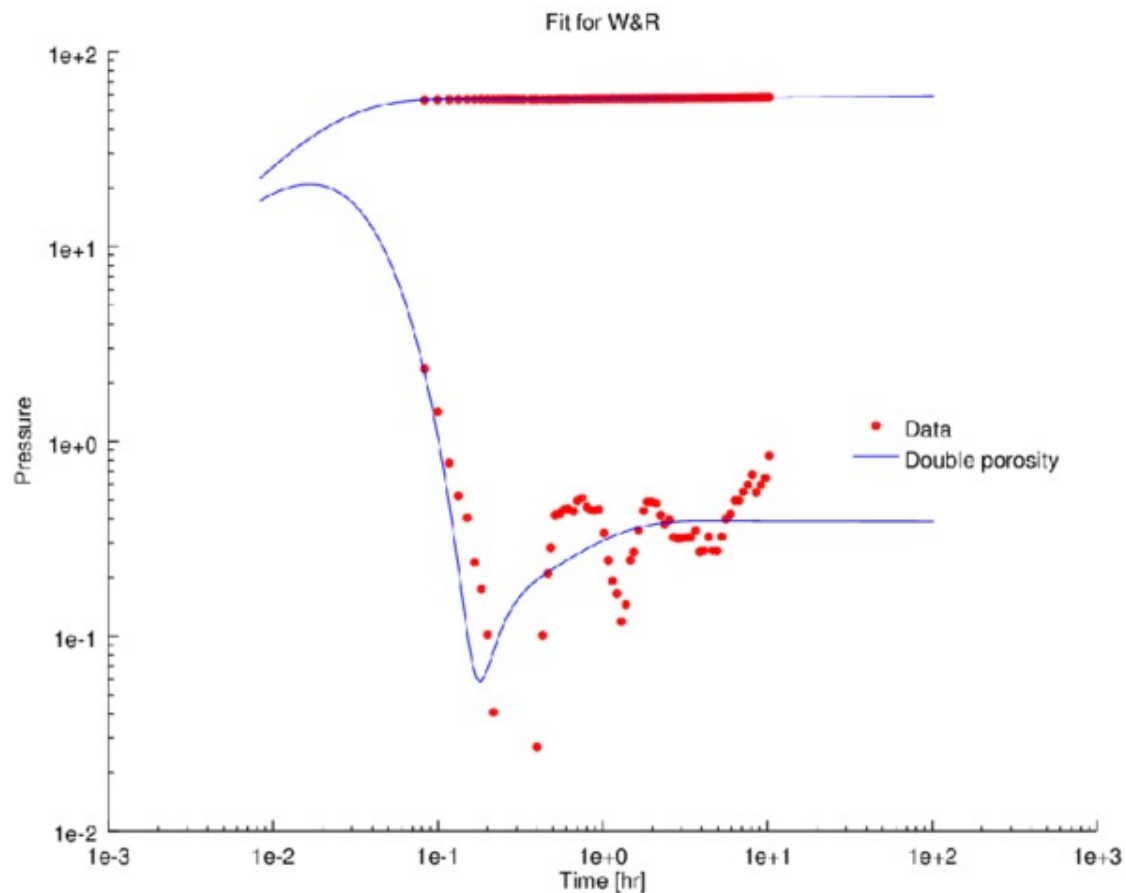


Figura: Ajuste Ayatsil (W&R)

Ayatsil PT

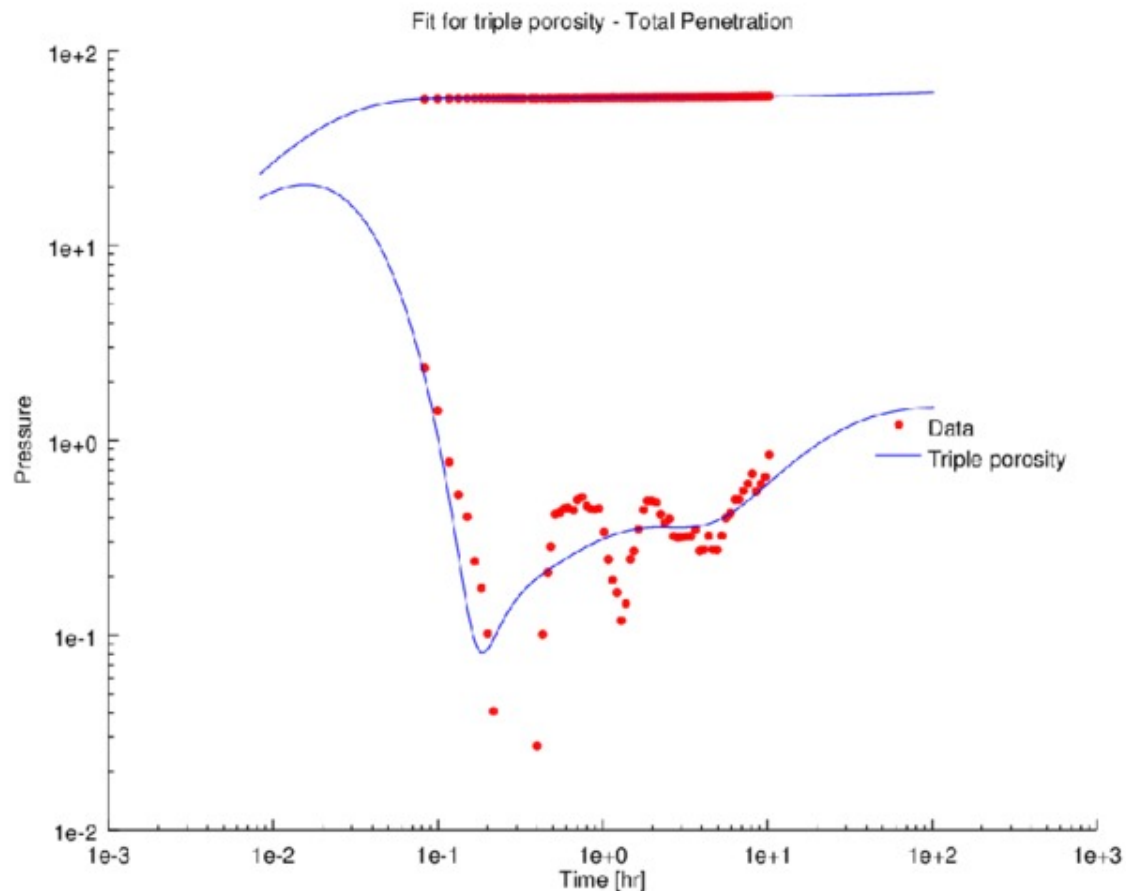


Figura: Ajuste Ayatsil - Triple porosidad (PT)

Ayatsil PP

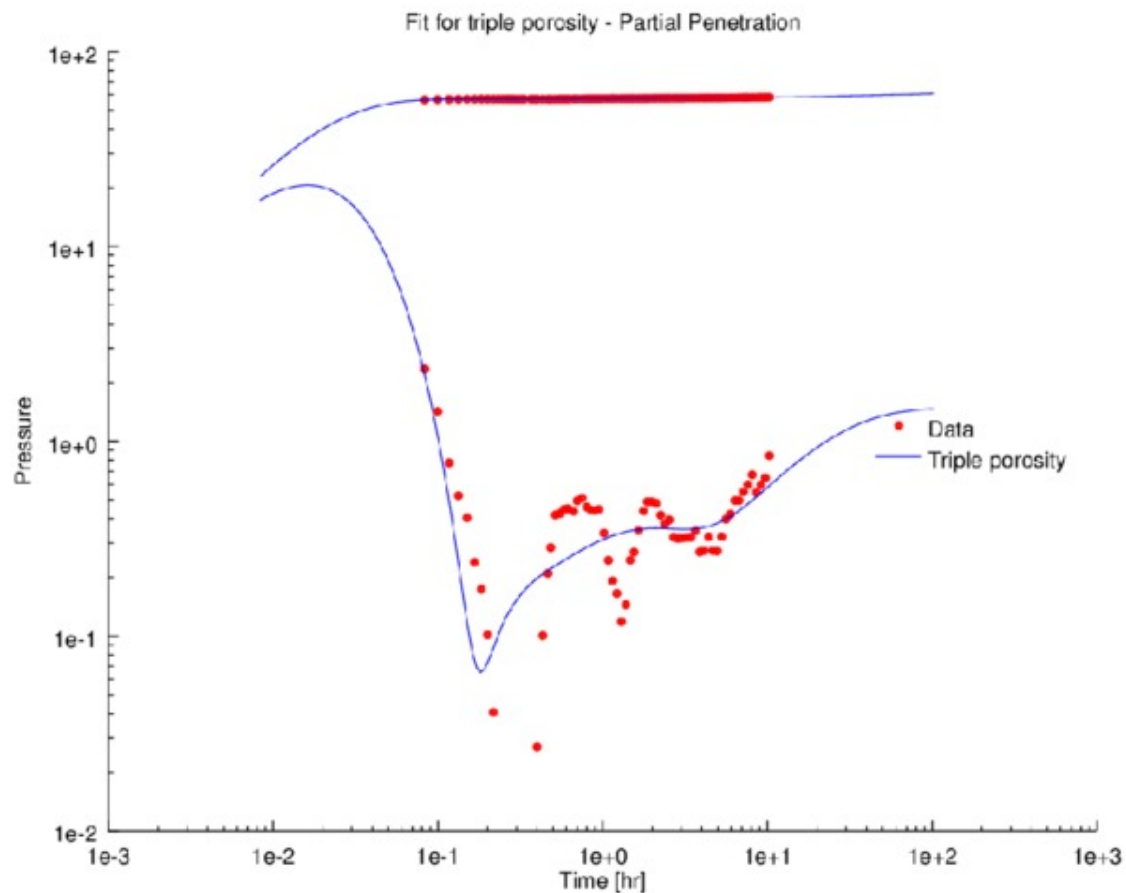


Figura: Ajuste Ayatsil - Triple porosidad (PP)

PIT incr4 W&R

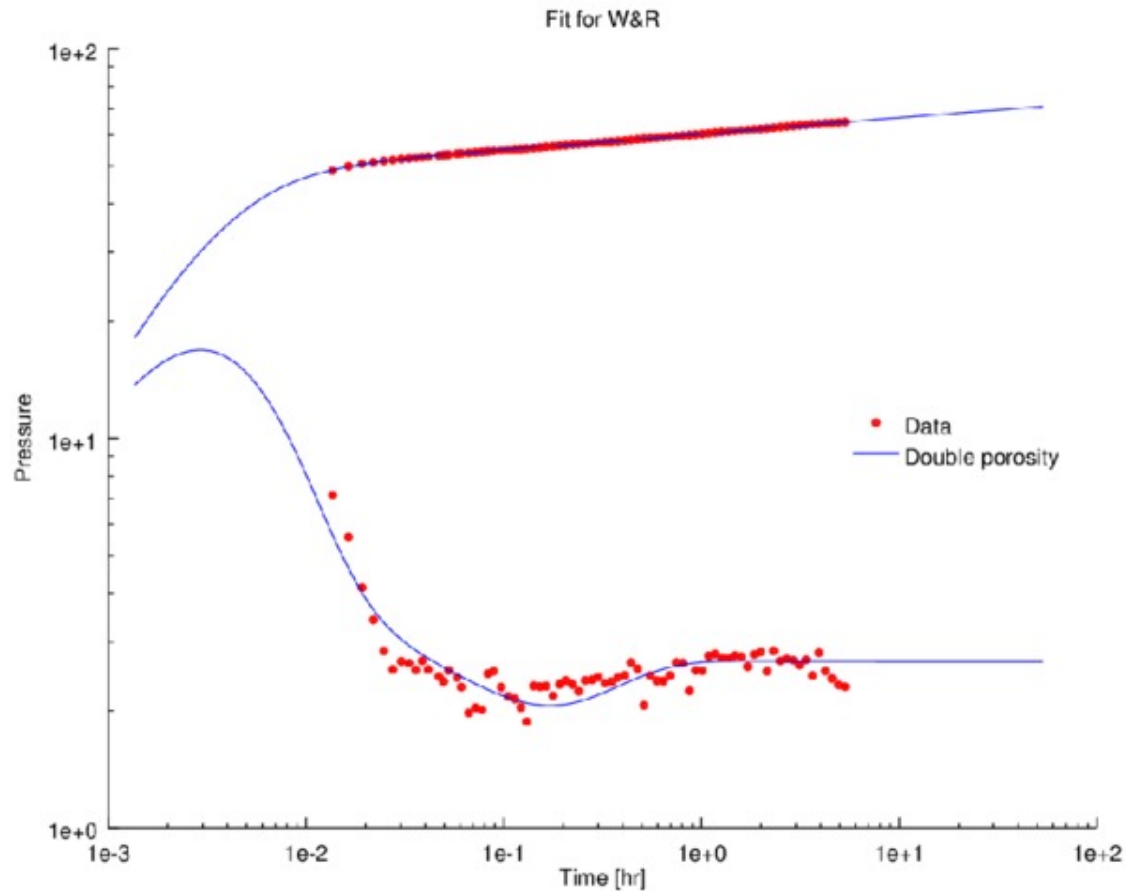


Figura: Ajuste PIT incr4 (W&R)

PIT incr4 PT

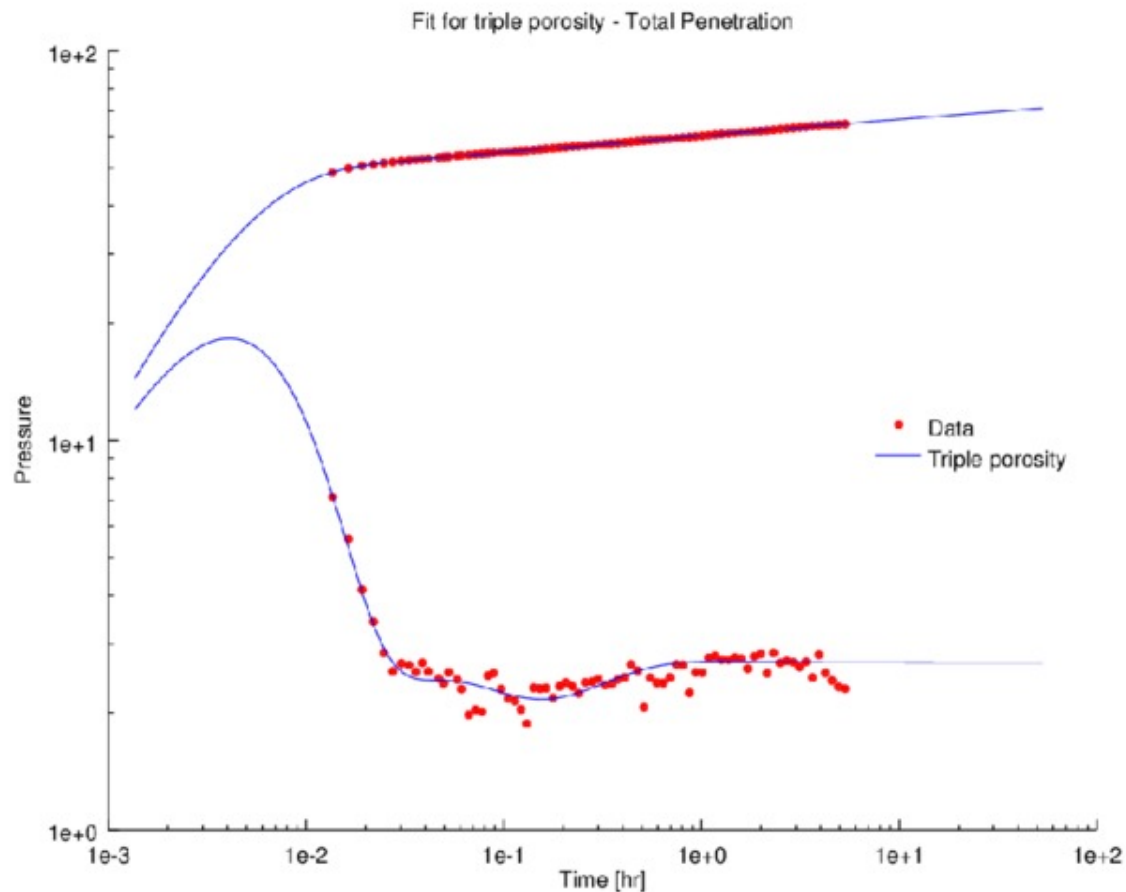


Figura: Ajuste PIT incr4 - Triple porosidad (PT)

PIT incr4 PP

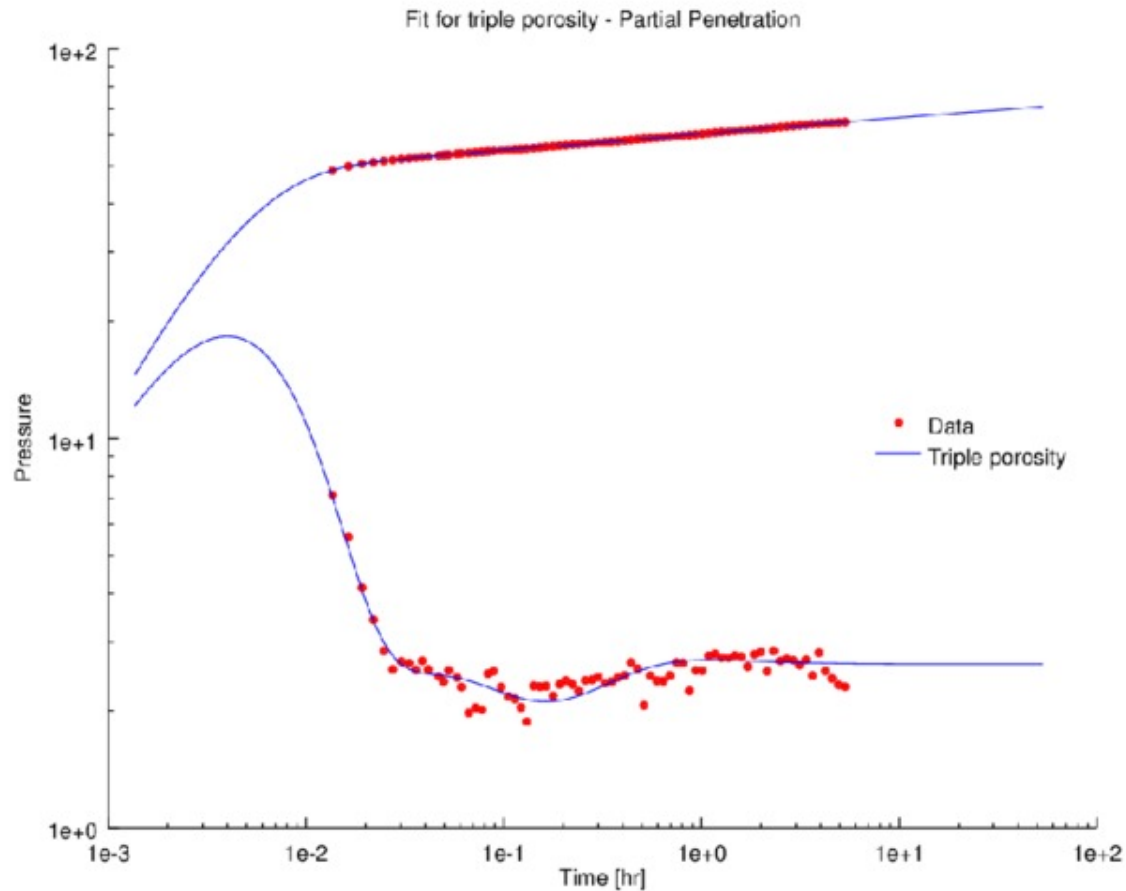


Figura: Ajuste PIT incr4 - Triple porosidad (PP)

Parámetros: PIT incr4

W&R	Triple porosidad (PT)	Triple porosidad (PP)
$\omega = 0.4872$	$\omega_v = 0.4925$	$\omega_v = 0.4918$
	$\omega_f = 0.0019$	$\omega_f = 0.0585$
$\lambda = 5.95e-07$	$\lambda_{mv} = 8.94e-07$	$\lambda_{mv} = 7.54e-07$
	$\lambda_{mf} = 1.34e-07$	$\lambda_{mf} = 9.95e-09$
	$\lambda_{vf} = 1.00e-05$	$\lambda_{vf} = 6.76e-06$
	$\kappa = 0.9913$	$\kappa_r = 0.9687$
		$\kappa_z = 0.9698$
		$h_D = 7728.0$
		$h_{1D} = 0.0903$
		$h_{pD} = 0.9482$
$s = 3.3009$	$s = 3.4447$	$s_v = -2.8366$
		$s_f = 2.4726$
$c_D = 1207.2$	$c_D = 1137.0$	$c_D = 1471.1$
$\alpha_t = 2.52e-07$	$\alpha_t = 3.72e-07$	$\alpha_t = 2.80e-07$
$\alpha_p = 5.2815$	$\alpha_p = 5.3718$	$\alpha_p = 5.2603$

Publicaciones

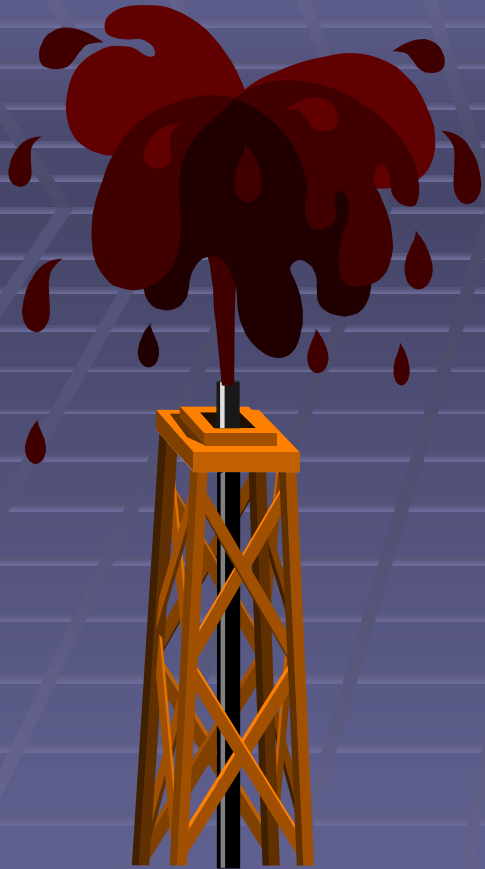
- Susana Gómez, Gustavo Ramos, Alejandro Mesejo, Rodolfo Camacho, Mario Vásquez and Nelson del Castillo. **“Well Test Analysis of Naturally Fractured Vuggy Reservoirs with an Analytical Triple Porosity-Double Permeability Model and a Global Optimization Method”**. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 69 (2014), No. 4, pp. 653-671. 2014.
- Susana Gómez, Rodolfo Camacho, Mario Vásquez, Gustavo Ramos, Nelson del Castillo, Alejandro Mesejo. **“Well test characterization of naturally fractured vuggy reservoirs, with a Global Optimization Method”**. OTC-24762-MS. Offshore Technology Conference-Asia, 25-28 March, Kuala Lumpur, Malaysia. 2014.
- Rodolfo Camacho-V., Susana Gómez, Mario Vásquez-C, Norma Fuenleal-M, Tomás Castillo-R, Gustavo Ramos, Carlos Minutti M, Alejandro Mesejo, Gorgonio Fuentes-C. **“Well Testing Characterization of Heavy-Oil Naturally Fractured Vuggy Reservoirs”**. SPE-171078-MS. SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, 24-26 September, Medellín, Colombia. 2014.

Trabajo futuro

- Lograr tiempos de computo razonables en PP: Aceleración de convergencia y programación en GPU.
- Ampliar el modelo: Almacenamiento variable, inclusión de fallas, diferentes condiciones de frontera (yacimiento cerrado e infinito, etc.).
- Filtrar los datos usando métodos de Wavelets para seleccionar los datos más relevantes en la caracterización.
- Desarrollar una interfaz de usuario similar a PanSystem[®].

Conclusiones

- ❑ Usando el Metodo del Tunel se logro el ajuste en el 100% de los casos sintéticos
- ❑ Logramos optimizar en el tiempo de laplace en tiempos RECORD.
- ❑ Estamos filtrando los DATOS CON RUIDO
- ❑ Estamos resolviendo casos de pozos reales
- ❑ Estamos trabajando en penetracion parcial



GRACIAS

susanag@unam.mx