



Funciones simples de ajuste para la determinación de la permeabilidad relativa en sistemas de agua-petróleo **bajo condiciones de caudal constante,** por el método no estacionario

Esteban L. González y Ricardo A. Prado

Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Comahue



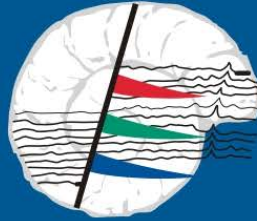


6 TO. CONGRESO
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

iapig INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

24 - 27 Octubre 2016
Bariloche, Argentina

Con el auspicio Institucional de
Arpel
Asociación Argentina de
Ingenieros de Petróleo y Gas



IX Congreso de Exploración y
Desarrollo de Hidrocarburos

iapig INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Hotel InterContinental- Mendoza, Argentina
3 al 7 de noviembre 2014

AJUSTES DE CURVAS EXPERIMENTALES PARA LA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN SISTEMAS AGUA-PETRÓLEO POR EL MÉTODO NO ESTACIONARIO, A PRESIÓN DE FLUJO CONSTANTE

Esteban L. González y Ricardo A. Prado (2014)



PROPUESTA

**Obtención de curvas de permeabilidad relativa agua – petróleo,
a partir de ensayos de laboratorio realizados
en muestras de corona de pequeño diámetro.**

Se emplea el método **no estacionario**:

En general la obtención de datos experimentales es simple de llevar a la práctica y consume menor tiempo de estudio que un método estacionario.





PROPUESTA

Obtención de las curvas de permeabilidad relativa.

Determinación en forma analítica o gráfica.

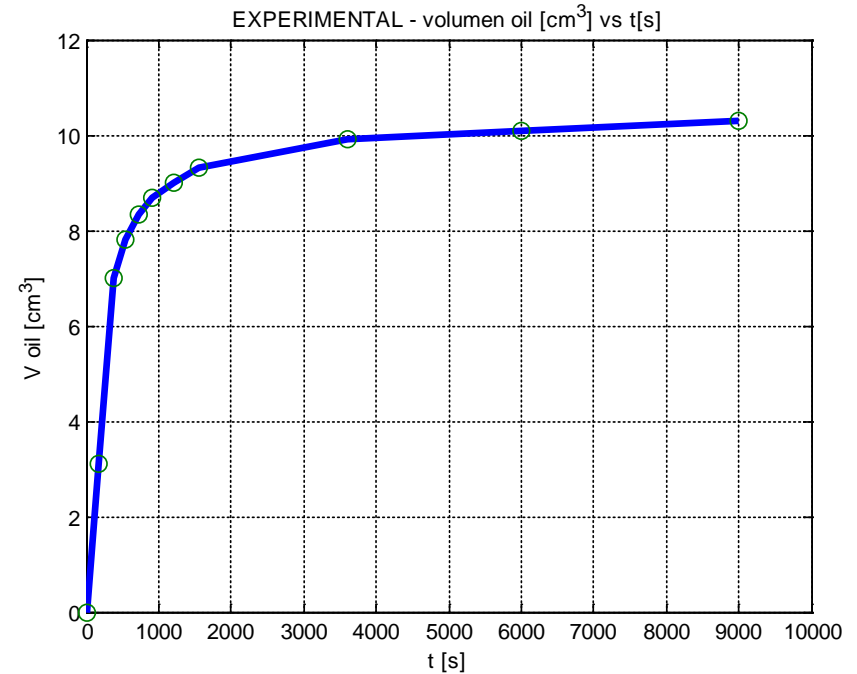
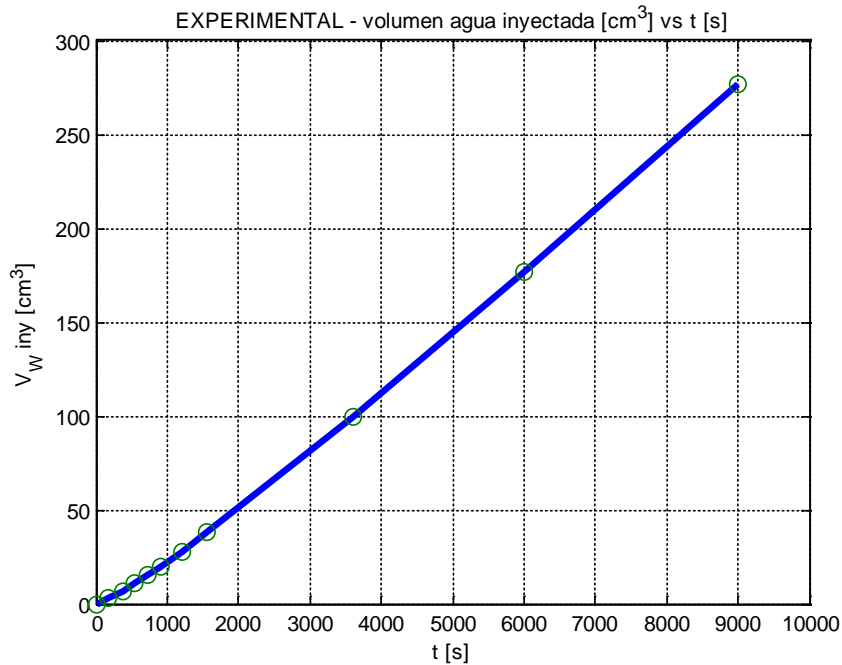
El desarrollo analítico requiere del **ajuste de las curvas experimentales** y sus **derivadas**, (lo que en muchas ocasiones resulta muy laborioso, teniendo en cuenta que no solo se debe tener un ajuste matemático sino que también este ajuste debe representar lo que ocurre **físicamente** en la muestra).

Generalmente las curvas de ajuste son **polinomios de grado 5 o superior**, en las cuales para estos casos deben determinarse al menos **8 constantes**, lo que requiere normalmente de correcciones manuales.

En este trabajo se proponen funciones simples de ajuste, las cuales fueron probadas en varios ensayos llevando a resultados concordantes con los métodos empleados actualmente, pero con menor tiempo de trabajo.



RESULTADOS EXPERIMENTALES (Δp cte)



Volumen de agua inyectada = $F_1(t)$

Volumen petróleo producido = $F_2(t)$

$$Y = c_n X^n + c_{n-1} X^{n-1} + \dots + c_1 X^1 + c_0$$

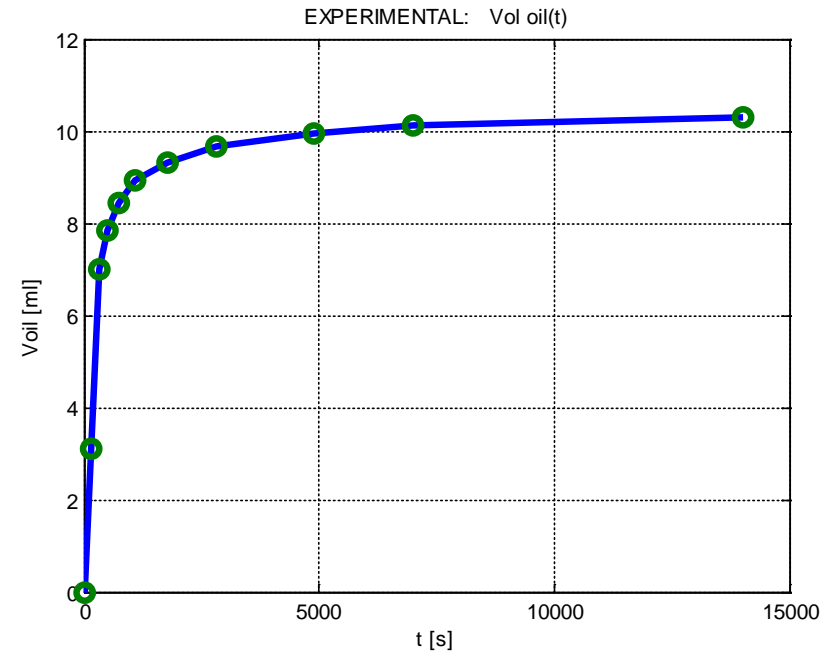
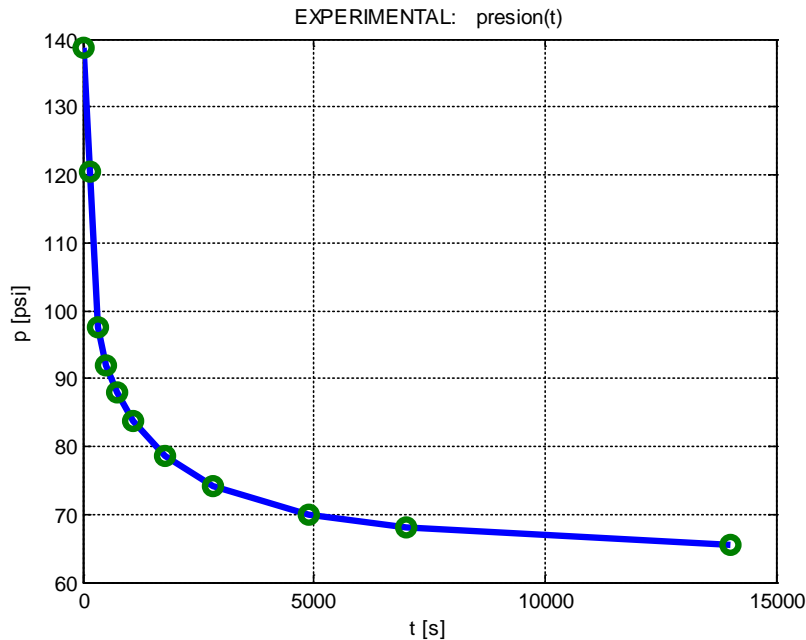
$$X = (t + a)^b$$

a, b, c₀, ..., c_n, ... constantes a determinar

(Crotti, 2004)



RESULTADOS EXPERIMENTALES ($Q_{\text{agua cte}}$)



Variación de presión = $F_3(t)$

Volumen petróleo producido = $F_4(t)$

$$Y = c_n X^n + c_{n-1} X^{n-1} + \dots + c_1 X^1 + c_0$$

$$X = (t + a)^b$$

$a, b, c_0, \dots, c_n, \dots$ constantes a determinar

(Crotti, 2004)



DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Permeabilidad Relativa

de: Jones & Roszelle (1978)

$$k_{ro} = \mu_o f_{o2} / \lambda_2^{-1}$$

o: petróleo

$$k_{rw} = \mu_w f_{w2} / \lambda_2^{-1}$$

w: agua

μ : viscosidad

f_2 : flujo fraccional (cara de salida)

λ_2^{-1} : viscosidad aparente (cara de salida)



DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

$$W_i = q_w \cdot t$$

Agua inyectada (cm³)

$$N_p$$

Volumen acumulado de petróleo (cm³)

$$P$$

Presión medida (psi)

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p}$$

Agua inyectada (VP)

$$q_o = \frac{dN_p}{dt}$$

Caudal de petróleo (cm³/s)

$$\bar{S}_w = S_{wi} + N_p / V_p$$

Saturación media

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{d\bar{S}_w}{dQ_i}$$

Saturación en la cara de salida

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{q_o}{q_w}$$

$$f_{o2} = (\bar{S}_w - S_{w2}) / Q_i$$

Flujo fraccional de petróleo en la cara de salida

$$f_{w2} = 1 - f_{o2}$$

Flujo fraccional de agua en la cara de salida

$$\bar{\lambda}^{-1} = \mu_b (\Delta p / q_w) / (\Delta p_b / q_b)$$

Viscosidad media aparente

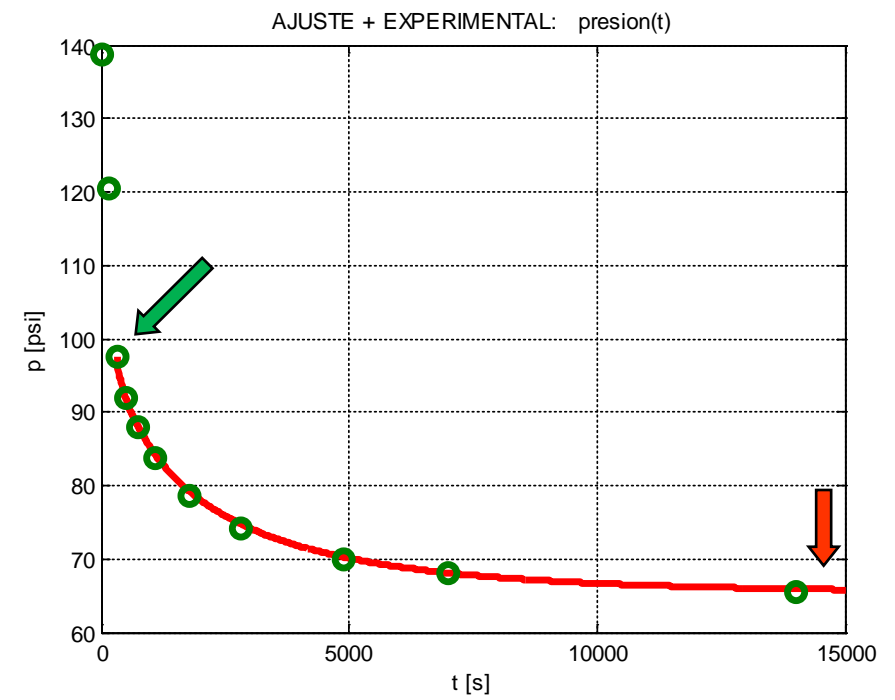
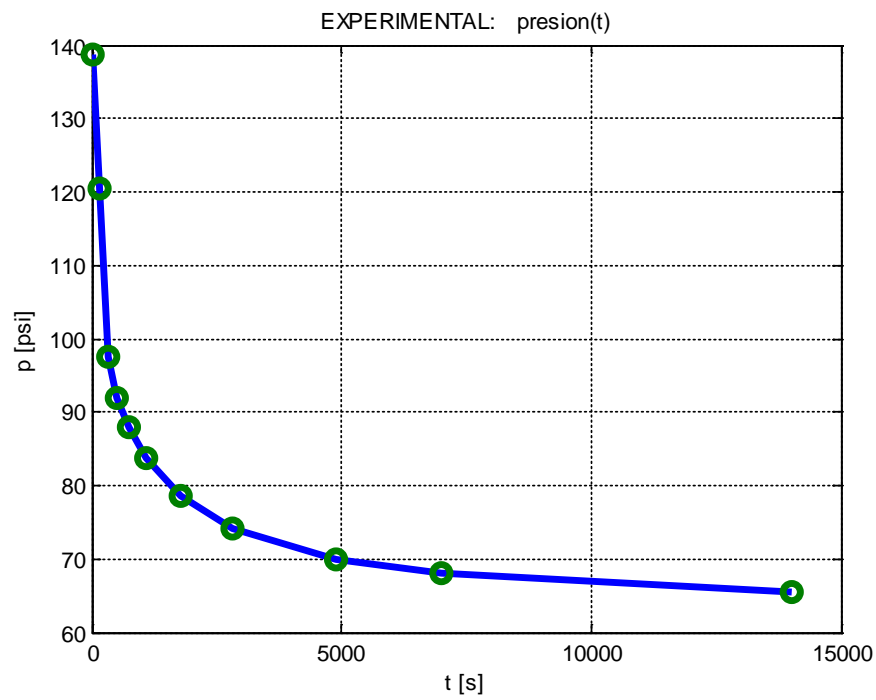
$$\lambda_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - Q_i \frac{d\bar{\lambda}^{-1}}{dQ_i}$$

Viscosidad aparente en cara de salida

$$\lambda_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - \frac{\mu_b \cdot q_b}{\Delta p_b \cdot q_w} \cdot t \cdot \frac{dp}{dt}$$



AJUSTE – VARIACIÓN DE LA PRESIÓN

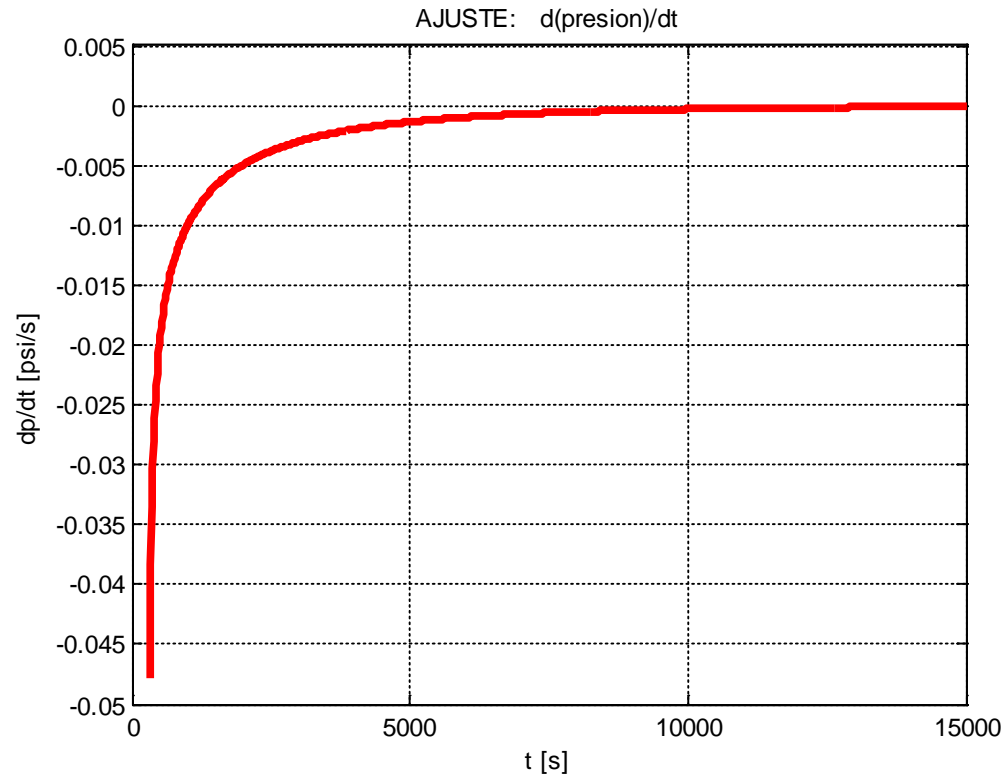


$$p(t) = P - (P - P_{PR}) \exp\left\{-\left[\frac{(t - T_{PR})}{A}\right]^M\right\} \quad t \geq T_{PR}$$

PR: punto de ruptura



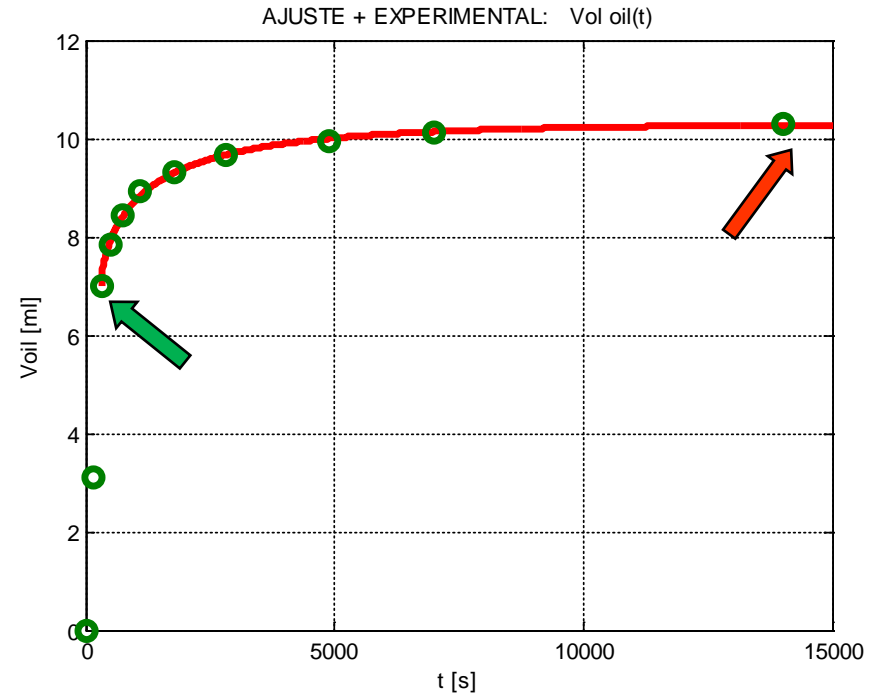
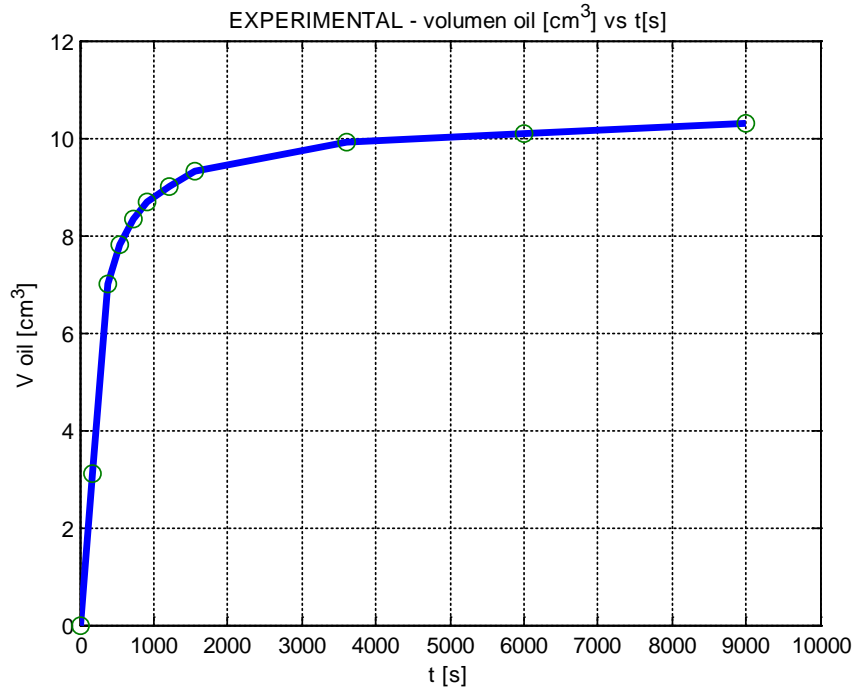
AJUSTE – VARIACIÓN DE $d(\text{presión})/dt$



$$\frac{d(p(t))}{dt} = M \cdot \left(\frac{P - P_{PR}}{A} \right) \cdot \left[(t - T_{PR}) / A \right]^{M-1} \cdot \exp \left\{ - \left[(t - T_{PR}) / A \right]^M \right\} \quad t \geq T_{PR}$$



AJUSTE – VARIACIÓN DEL VOLUMEN PETRÓLEO PRODUCIDO

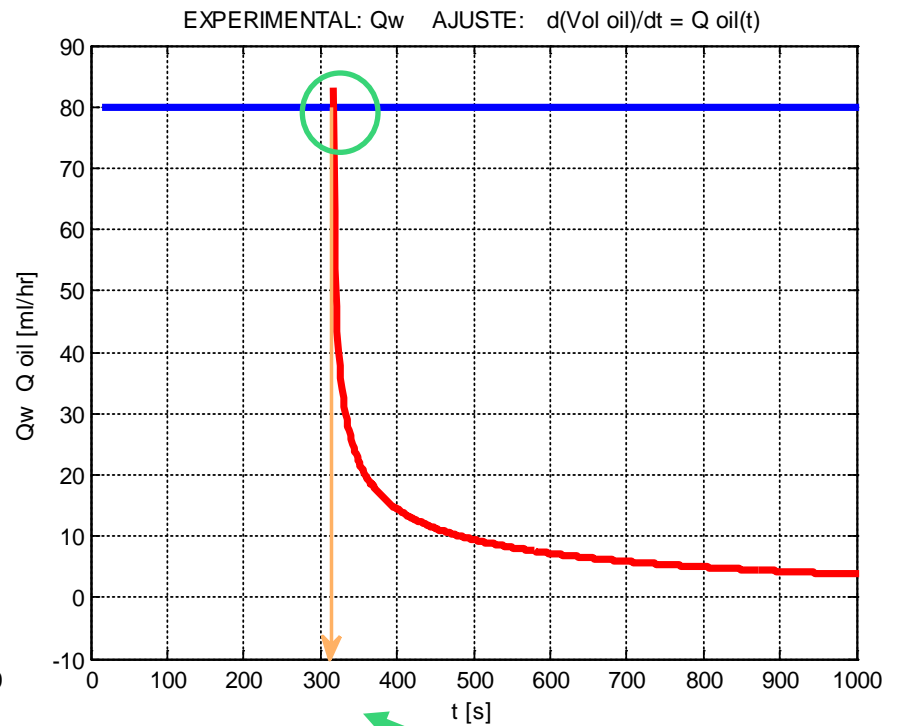
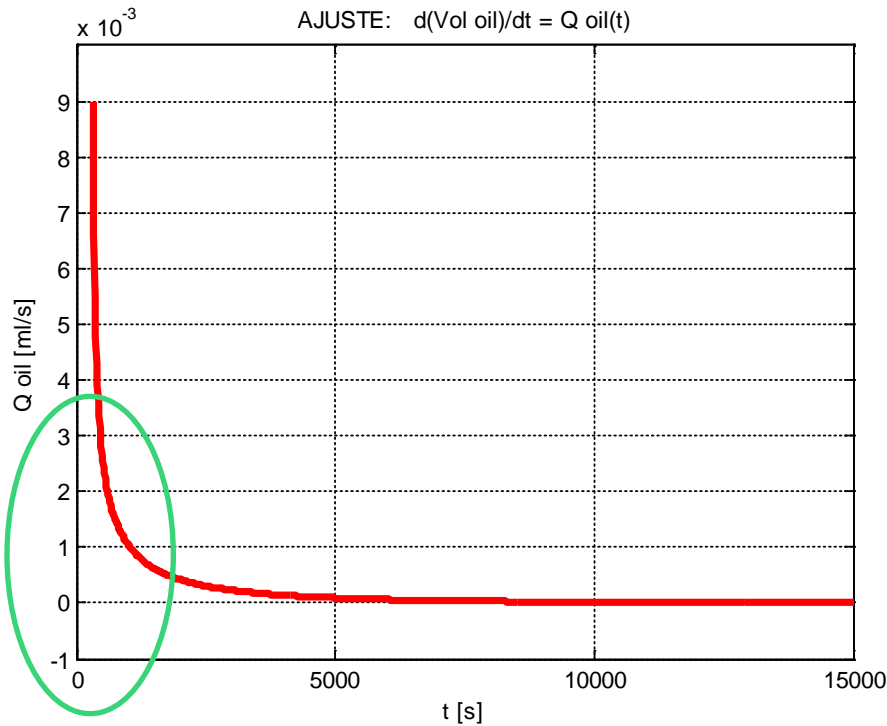


$$V_{oil}(t) = C - (C - V_{PR}) \exp\left\{-\left[\frac{(t - T_{PR})}{B}\right]^N\right\} \quad t \geq T_{PR}$$

PR: punto de ruptura



AJUSTE – CAUDAL DE PETRÓLEO PRODUCIDO



$$\frac{d(V_{\text{oil}}(t))}{dt} = Q_{\text{oil}}(t) = N \cdot \left(\frac{C - V_{\text{PR}}}{B} \right) \cdot [(t - T_{\text{PR}})/B]^{N-1} \cdot \exp\left\{-[(t - T_{\text{PR}})/B]^N\right\} \quad t \geq T_{\text{PR}}$$

PR: punto de ruptura en \cap



CASOS ANALIZADOS

Tabla 1

Datos Generales				
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
	Jones & Roszelle	Tesis Ashrafi	Berea 8	Berea 27
Area (cm²)	11,40	11.34	11.10	11.10
Long (cm)	12,71	21	17.74	17.74
VP (cm³)	31,13	73	36.9	38.35
Swirr (%)	35,0	12.6	33.6	42.63
Visc oil (cP)	10,45	11	65	43
Visc agua (cP)	0,970	1.00	0.48	0.48
ΔP_b (psi)	9.96	0.05	0.191	0.47
Kabs (mD)	35,4	14800	53.6	72.5
Qwi (cm³/hr)	80	48	9.66	6
100-Sor (%)	68,7	77.4	62.0	62,02



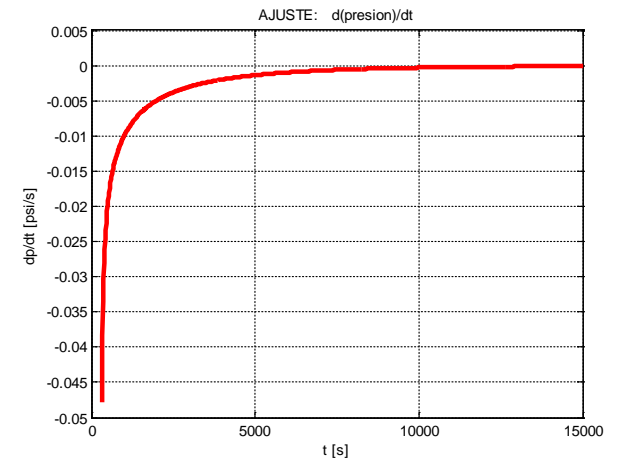
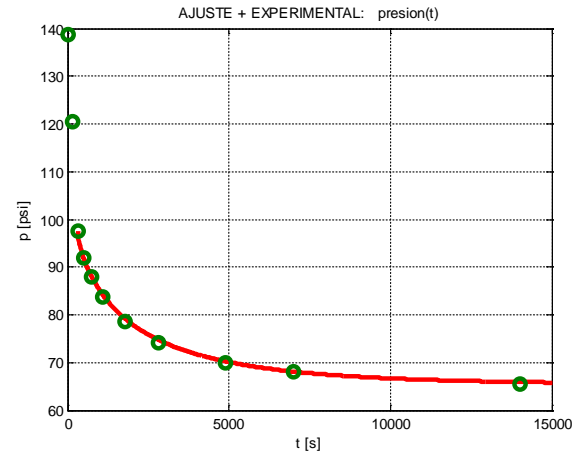
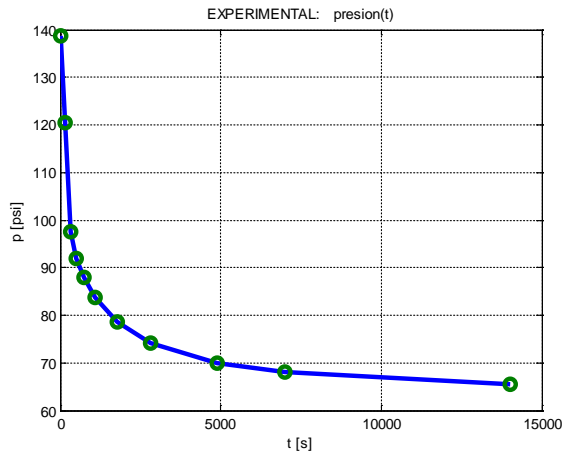
CASOS ANALIZADOS - AJUSTES

Tabla 2

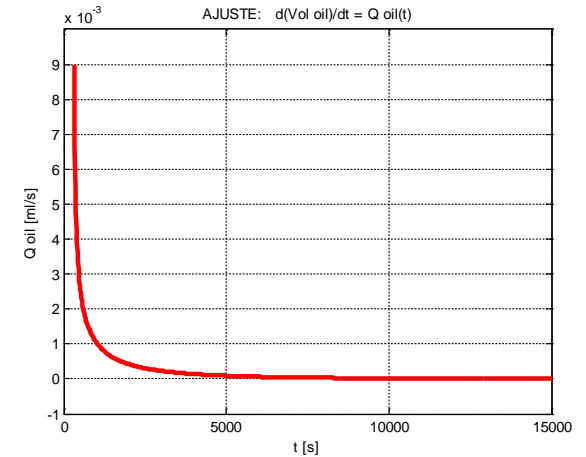
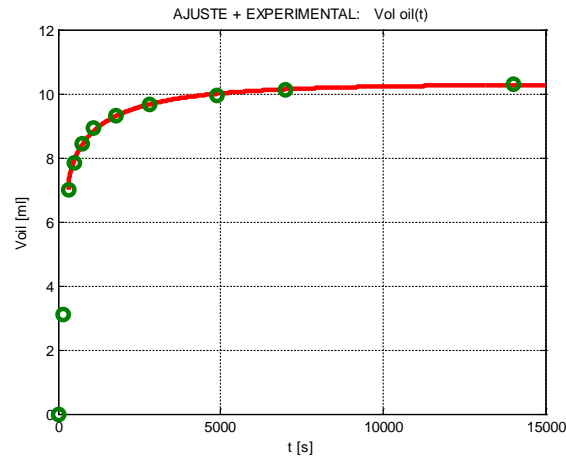
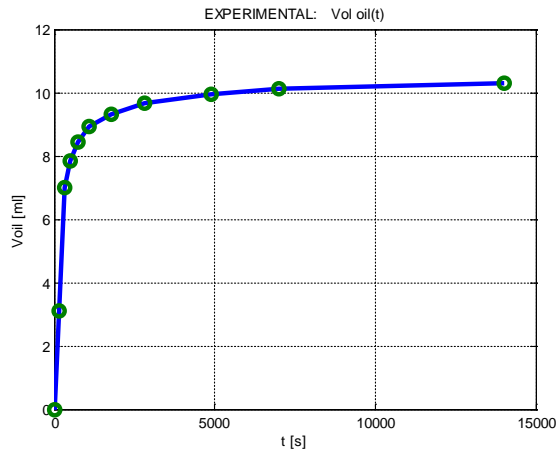
c a s o					Variación de la presión			Petróleo (oil) producido		
	T_{PR} [s]	P_{PR} [psi]	V_{PR} [ml]	Q_w [ml/hr]	P [psi]	A [s]	M [-]	C [ml]	B [s]	N [-]
1	315	97,5	7,00	80	65,4	1750	0,716	10,3	1100	0,614
2	2700	0,318	39,0	48	0,119	4650	0,629	47,4	10920	0,642
3	4384	20,3	3,00	9,66	16,9	2920	0,873	7,9	23970	0,816
4	8218	29,39	5,30	6	18,5	14520	1,00	8,9	61070	0,654



CASO 1 – Jones y Roszelle (1978)



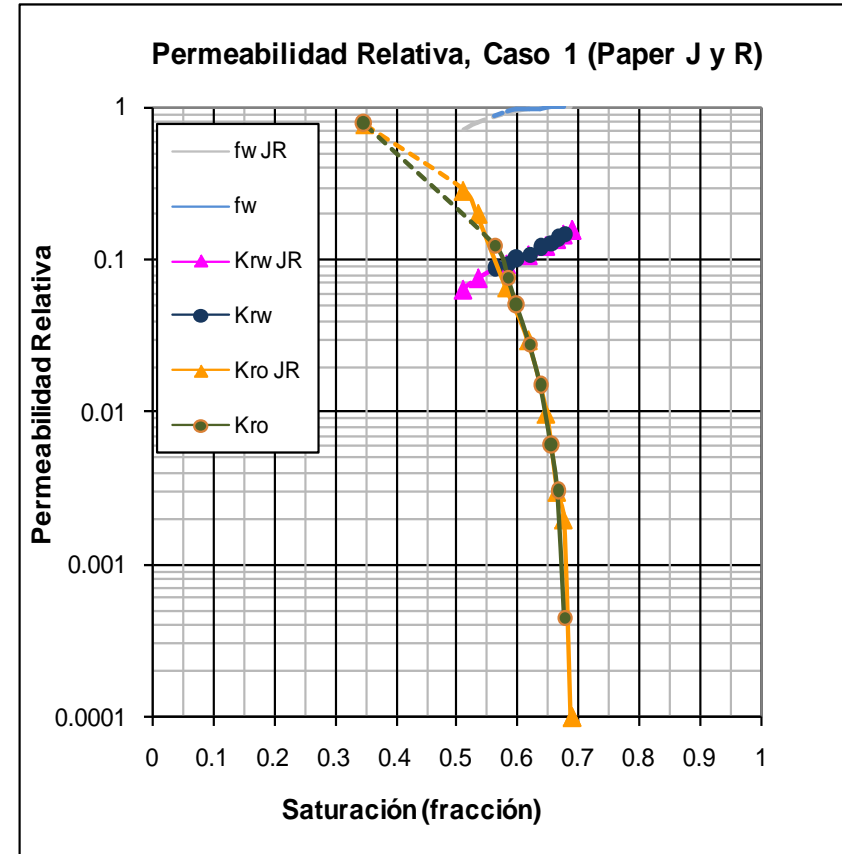
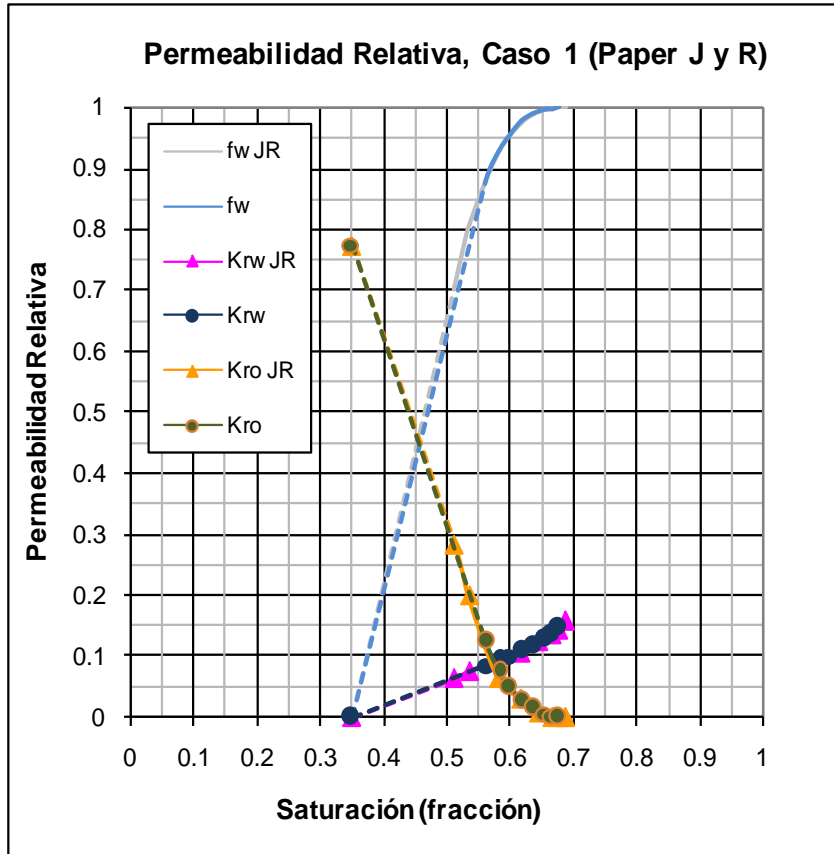
Variación de la presión



Volumen de petróleo producido



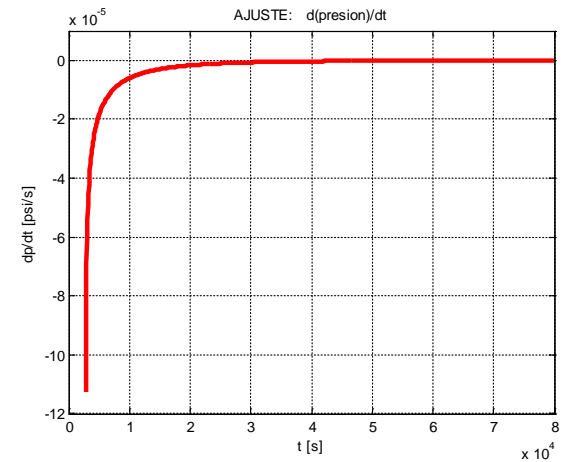
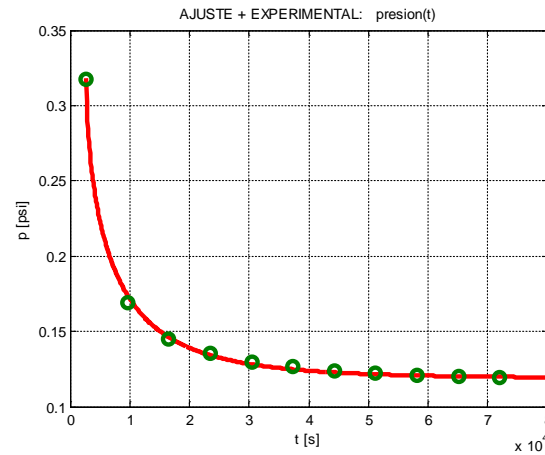
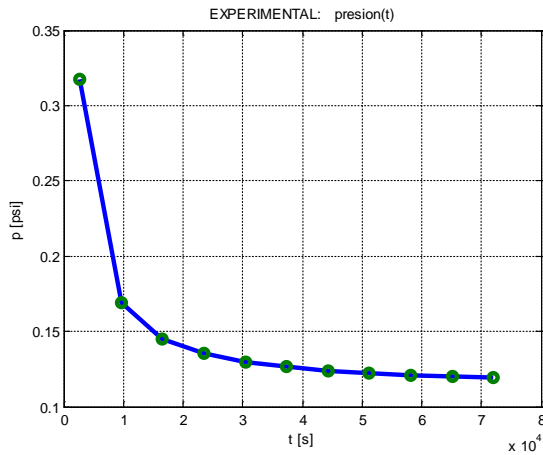
CASO 1 – Jones y Roszelle (1978)



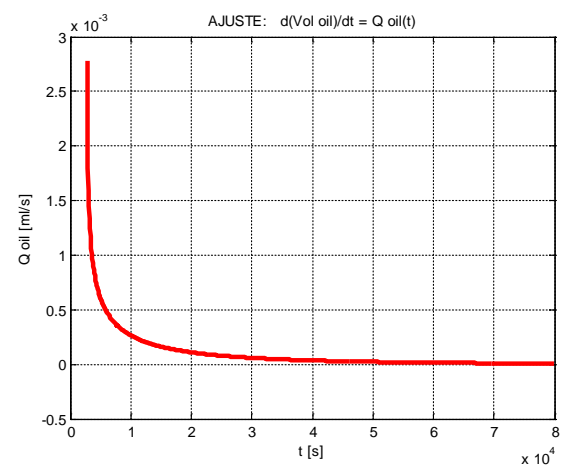
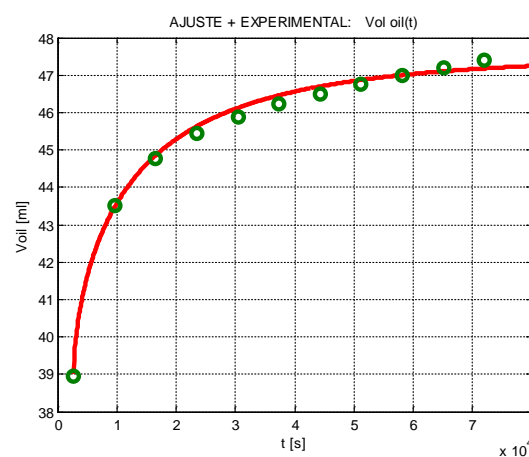
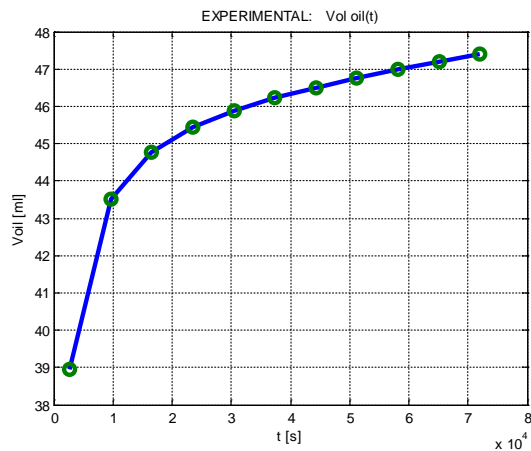
Jones, S.C. and Roszelle, W.O. (1978), "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments", *J. Pet Tech.*, 807-817.



CASO 2 - tesis de Mohammad Ashrafi (2013)



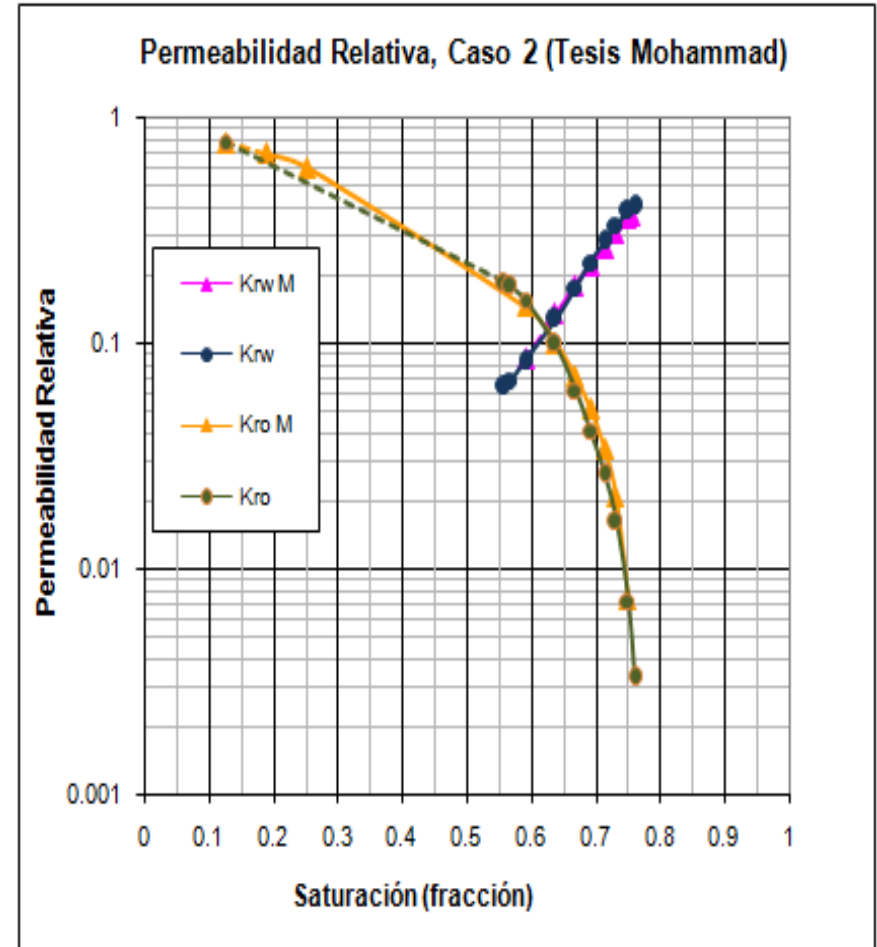
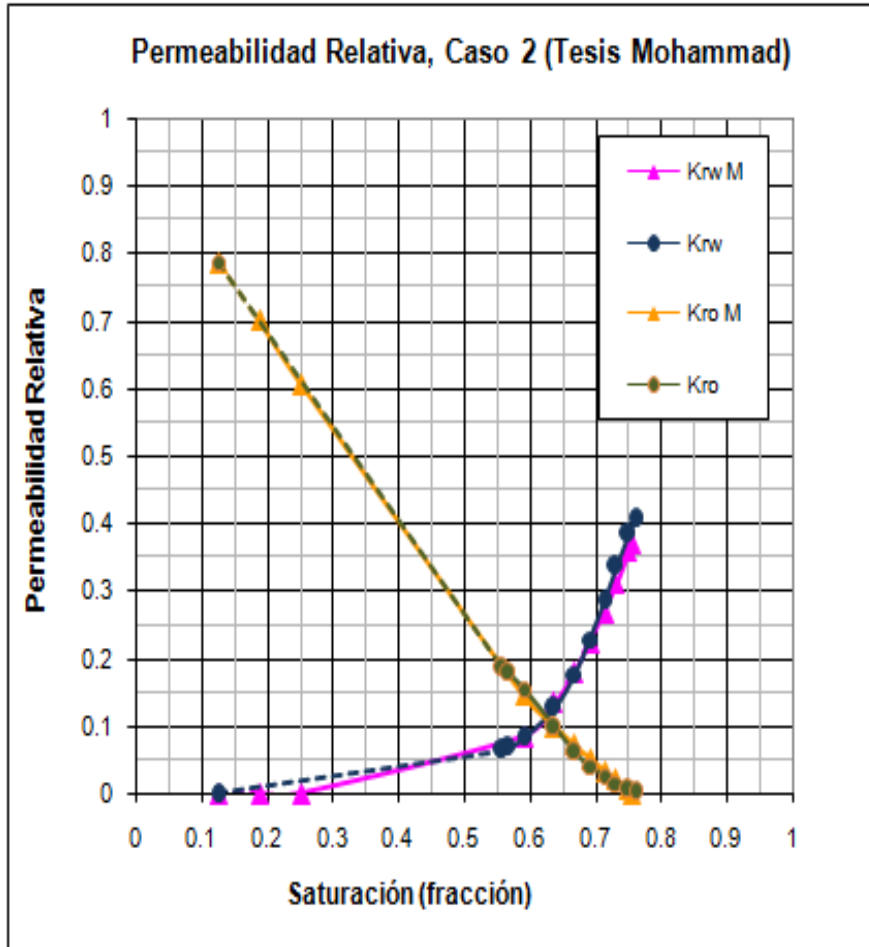
Variación de la presión



Volumen de petróleo producido

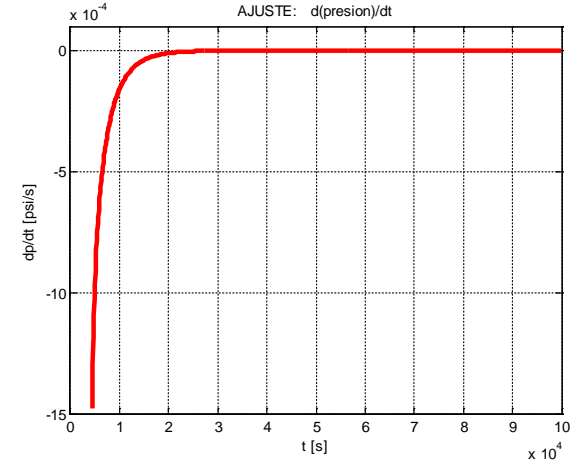
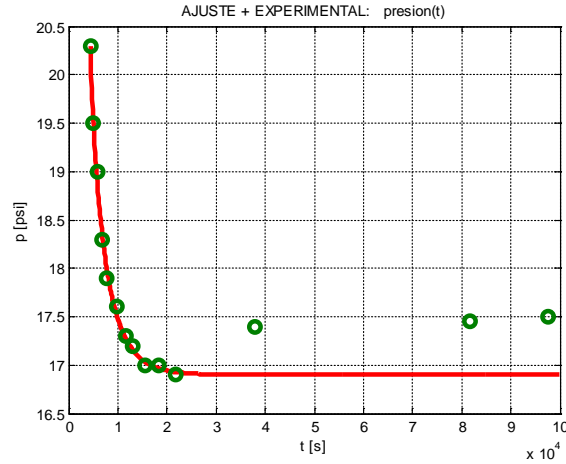
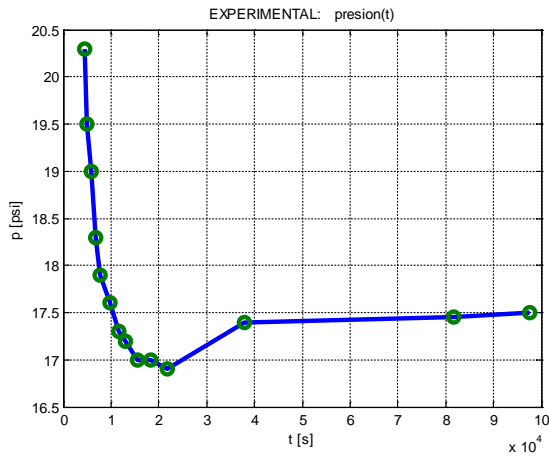


CASO 2 - tesis de Mohammad Ashrafi (2013)

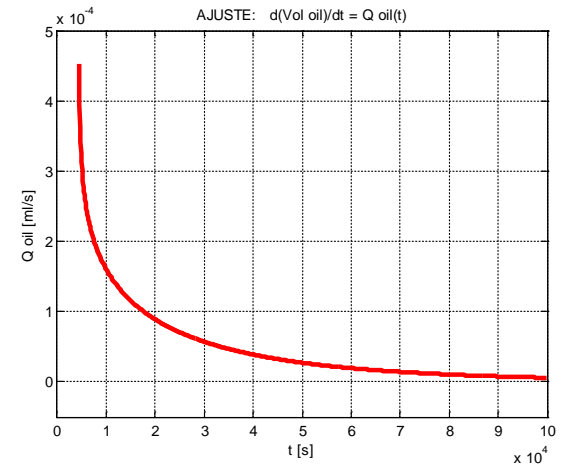
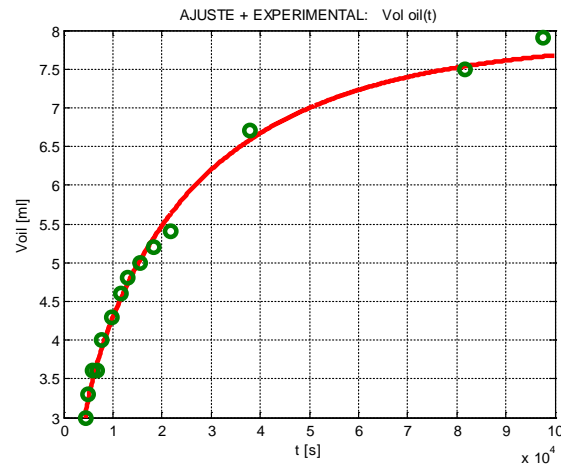
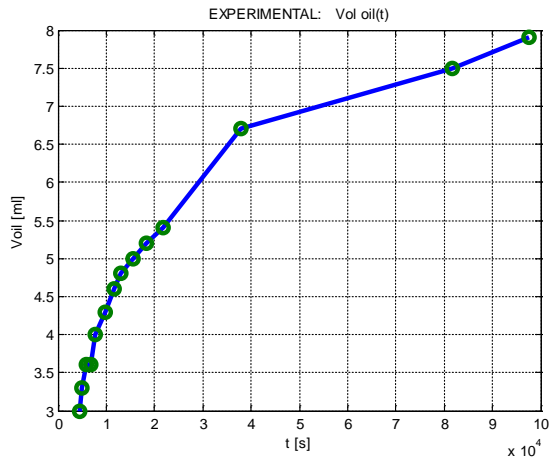




CASO 3 - Berea 8 (laboratorio CEPCom)



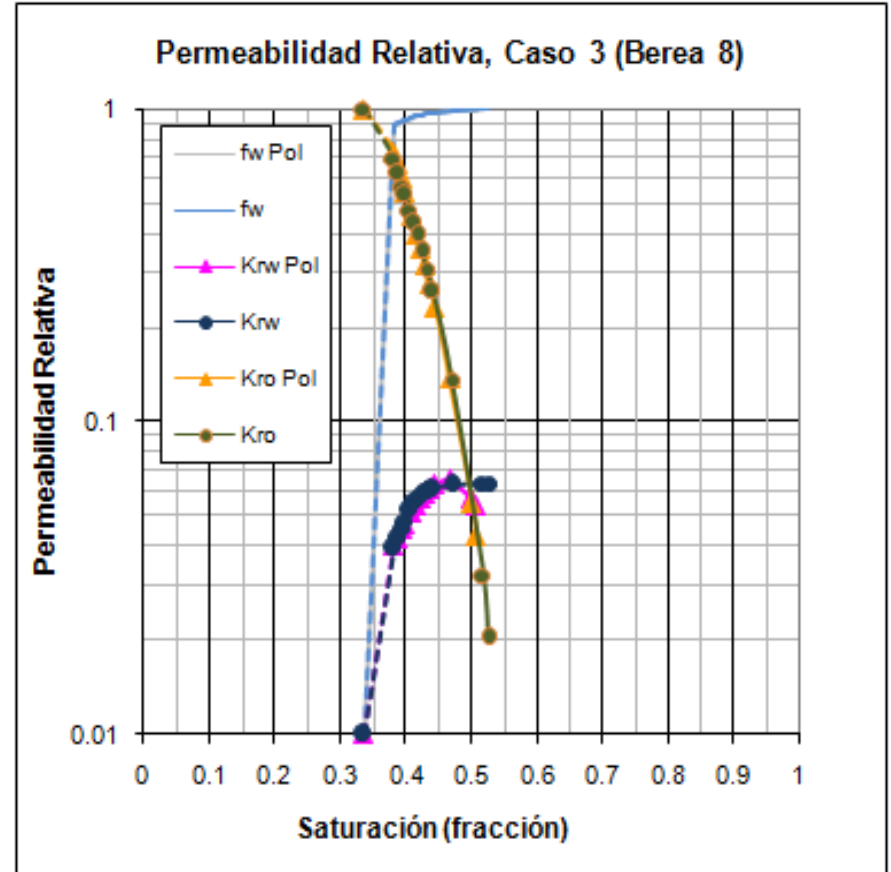
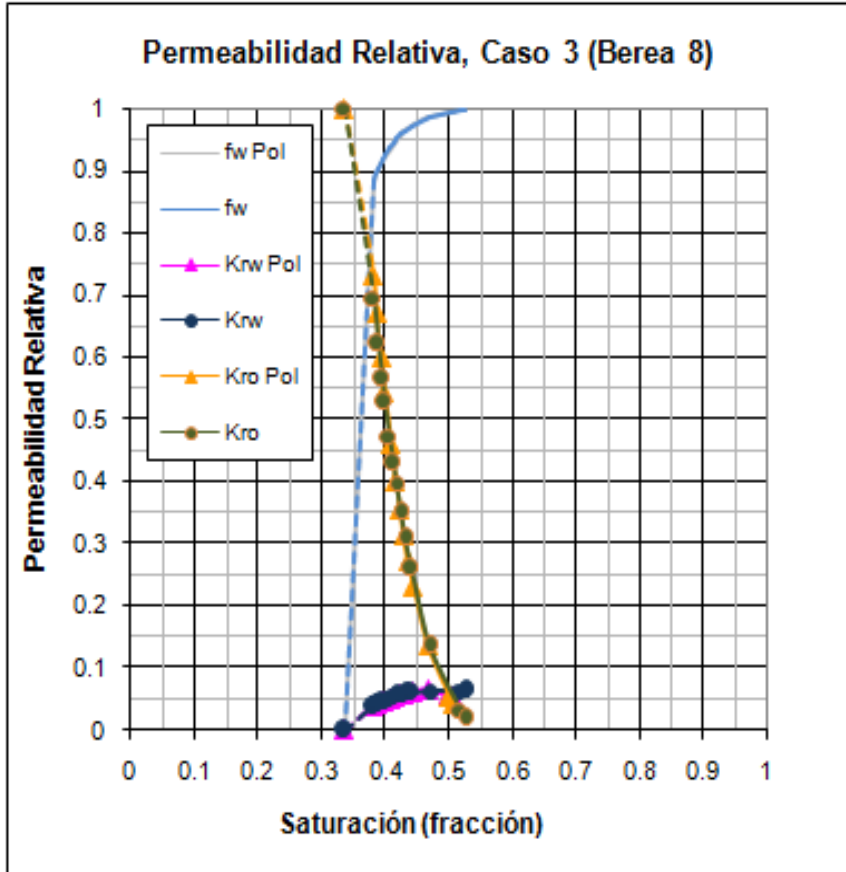
Variación de la presión



Volumen de petróleo producido

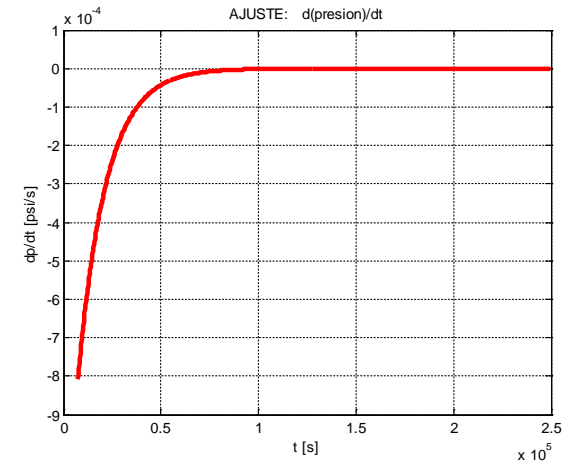
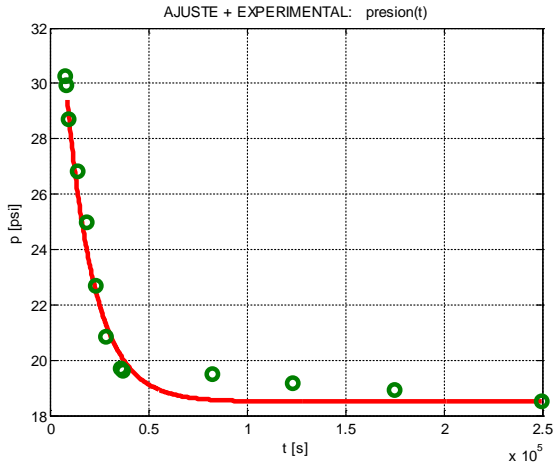
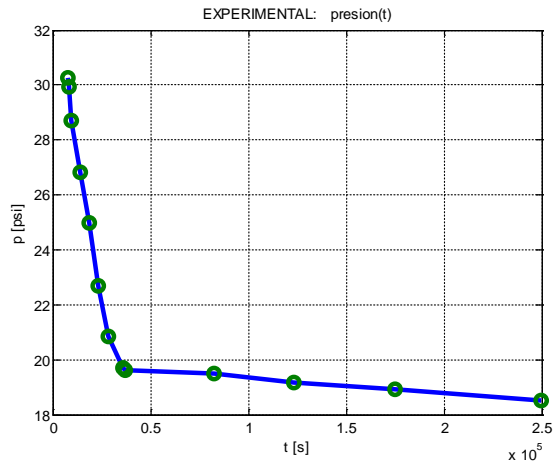


CASO 3 - Berea 8 (laboratorio CEPCom)

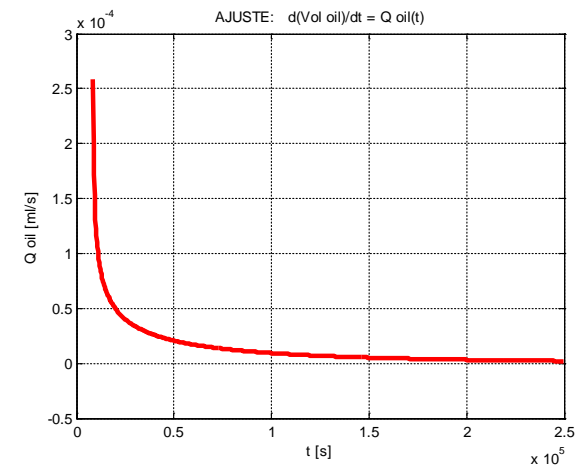
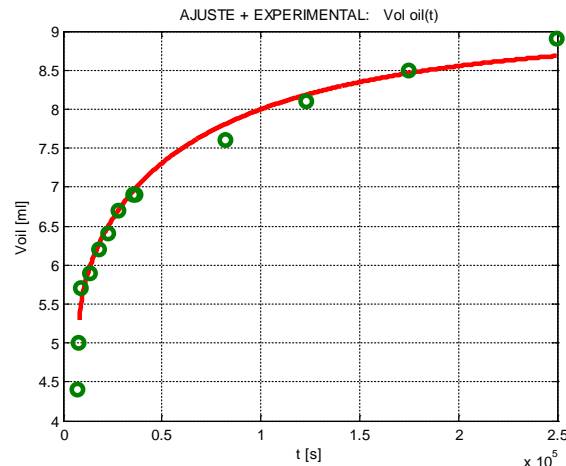
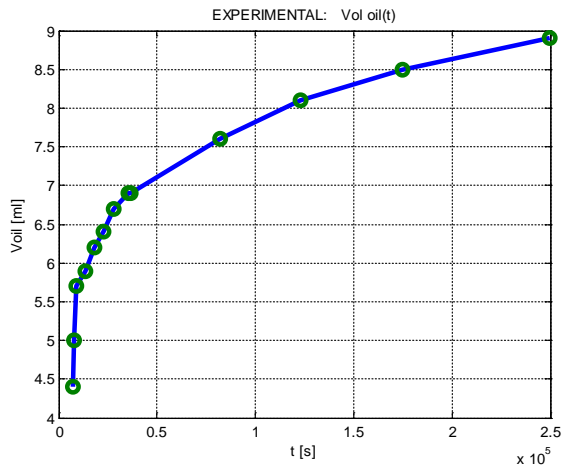




CASO 4 - Berea 27 (laboratorio CEPCom)



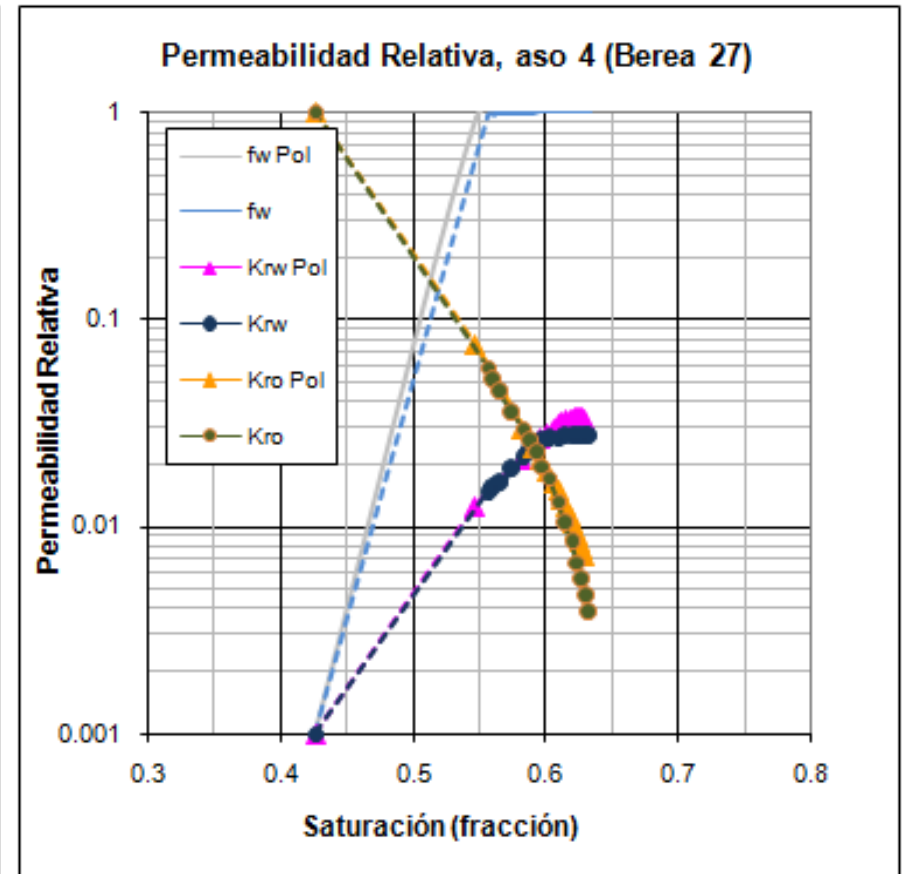
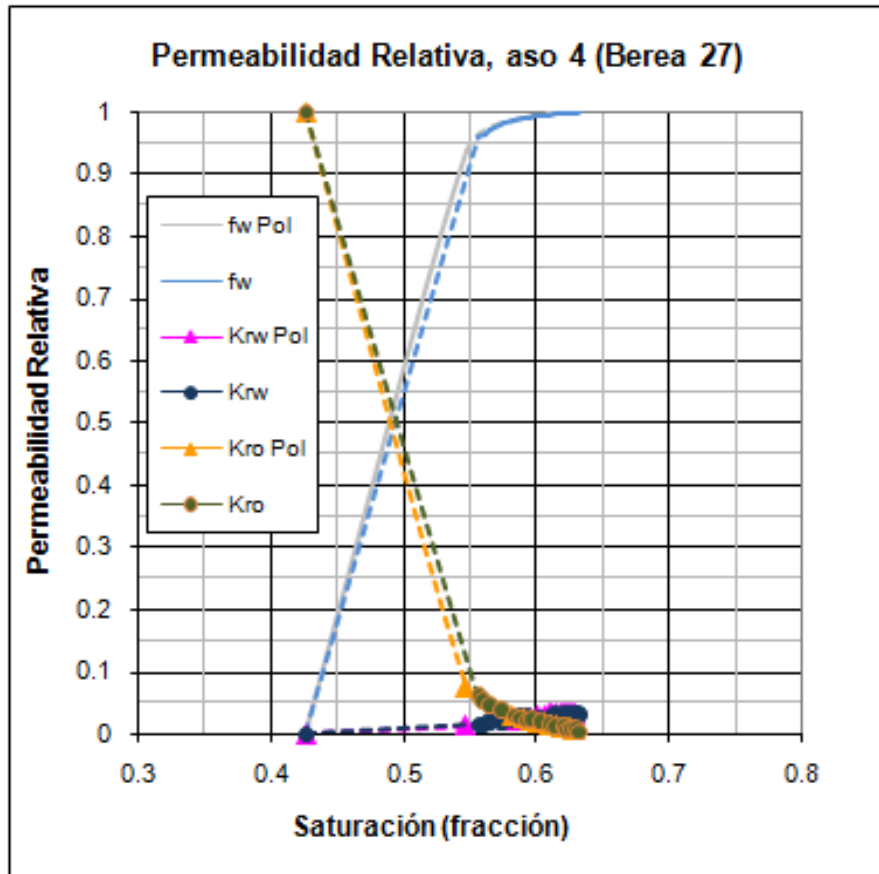
Variación de la presión



Volumen de petróleo producido



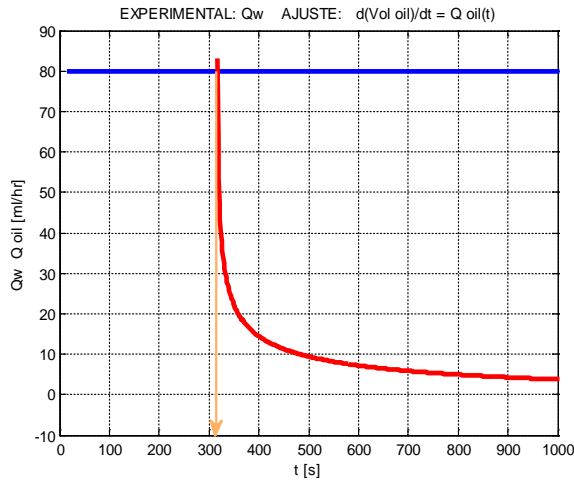
CASO 4 - Berea 27 (laboratorio CEPCom)



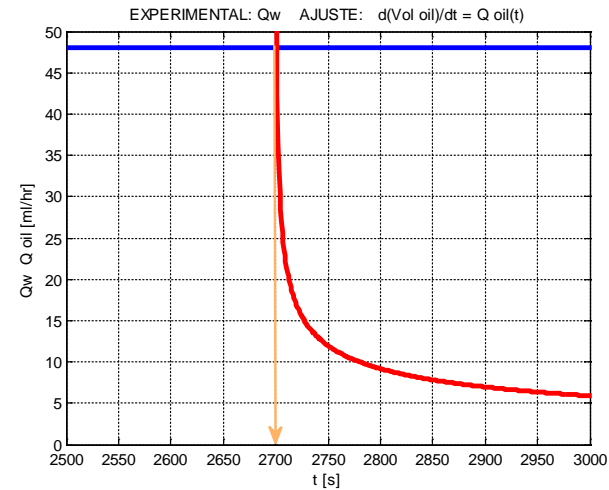


Tiempos de Ruptura

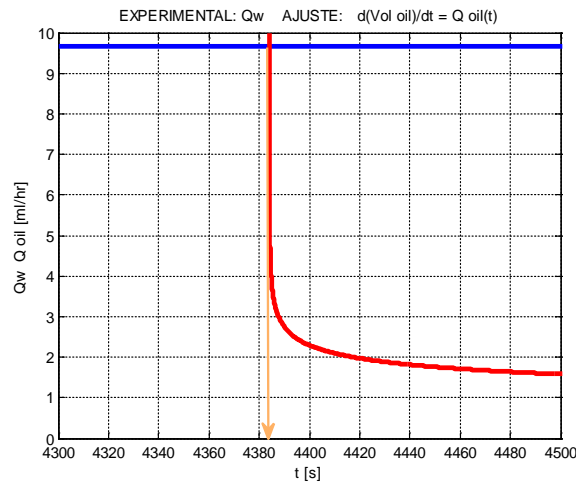
Caso 1



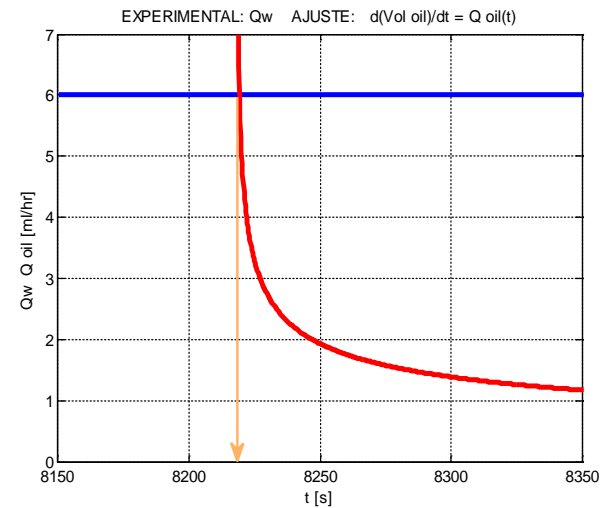
Caso 2



Caso 3



Caso 4



— caudal inyectado de agua

— caudal producido de petróleo



CONCLUSIONES

Se ha presentado una metodología para el cálculo de las permeabilidades relativas agua-petróleo por el método no estacionario, **bajo condición de caudal de inyección de agua constante.**

Las ecuaciones a emplear para los ajustes de los datos experimentales son sencillas y presentan derivadas analíticas conocidas.

Las constantes a determinar para los ajustes son solamente **cuatro**, de fácil obtención en forma manual o por el método de mínimos cuadrados.

Las derivadas de las funciones de ajuste son monótonas, por lo cual no trae aparejado el inconveniente de tener que hacer reajustes manuales.

Los resultados obtenidos mediante esta metodología son similares a los de otros métodos analíticos y/o gráficos mucho más laboriosos.



REFERENCIAS

Ashrafi, Mohammad (May 2013), *Experimental Investigation of Temperature Dependency of Relative Permeability Data in Heavy Oil Systems with Applications to Thermal Recovery*. PhD Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Engineering Science and Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim, Norway.

Crotti, Marcelo A. (2004) *Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos, 1ª edición*, Estudio Sigma S.R.L., Buenos Aires.

González, E.L. y Prado, R.A. (2014), *Ajustes de curvas experimentales para la determinación de permeabilidades relativas en sistemas agua-petróleo por el método no estacionario, a presión de flujo constante*; IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos; Simposio de Evaluación de Formaciones, 325-343, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina.

Jones, S.C. and Roszelle, W.O. (May 1978), *Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments*, SPE 6045, *J. Pet Tech.*, 807-817.



6 TO . CONGRESO **iAPG**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

iAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

24-27 Octubre 2016
Bariloche, Argentina

Con el auspicio Institucional de
Arpel **ARGP**
Asociación Argentina de
Agencia Petrolera (AAP)



6 TO . CONGRESO **iAPG**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**

HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

MUCHAS GRACIAS



Funciones simples de ajuste para la determinación de la permeabilidad relativa en sistemas de agua-petróleo bajo condiciones de caudal constante, por el método no estacionario

Esteban L. González y Ricardo A. Prado

Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Comahue

