

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

calle Buenos Aires N° 1400 – Q8300IBX Neuquén Capital

esteban.gonzalez@fain.uncoma.edu.ar ricardo.prado@fain.uncoma.edu.ar

Sinopsis

En este trabajo se presenta una nueva metodología para el cálculo de las permeabilidades relativas agua petróleo. Las curvas experimentales para la variación temporal de la presión y el petróleo producido en ensayos de laboratorio, en muestras de roca homogéneas, son ajustadas mediante funciones analíticas simples de comportamiento monótono, con el fin de determinar las permeabilidades relativas bajo condiciones no estacionarias y considerando un caudal de agua inyectada constante. Las curvas obtenidas mediante esta técnica son comparadas con los resultados provenientes de otras metodologías (gráficas y/o analíticas) empleadas actualmente, con el fin de resaltar las ventajas del presente método a saber, su simplicidad y rapidez de cálculo.

Introducción

El presente trabajo es una extensión de una publicación presentada en un congreso anterior del IAPG (González y Prado, 2014) donde se exponía una técnica de ajuste para curvas experimentales con el fin de determinar permeabilidades relativas en sistemas agua-petróleo por el método no estacionario, a presión de flujo constante. En el presente, se consideran los casos de obtención de las curvas experimentales bajo la condición de caudal de inyección constante.

Como fuera indicado en el trabajo previo, la obtención de curvas de permeabilidad relativa agua petróleo es de fundamental importancia en la Ingeniería de Reservorios (Dake, 2001). Estas curvas se obtienen a partir de ensayos de laboratorio realizados en muestras de corona de pequeño diámetro. Esta determinación se puede realizar por distintos métodos, los cuales pueden agruparse en métodos estacionarios o no estacionarios. En general, estos últimos son simples de llevar a la práctica y consumen menor tiempo de estudio.

Una vez obtenidos los datos experimentales y planteados los requerimientos establecidos por Buckley y Leverett (1942), por Welge (1952) y por Johnson *et al* (1959) pueden obtenerse las curvas de permeabilidad relativa. En general, las curvas de permeabilidad relativa se determinan 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 verdaderamente en el ensayo de laboratorio.

Generalmente las curvas de ajuste son polinomios de grado 5 o superior, en las cuales deben determinarse al menos 8 constantes, lo que requiere normalmente de experiencia previa para realizar correcciones manuales de dichos coeficientes. Debido a esta complejidad es que en este trabajo se proponen nuevas funciones de ajuste, las cuales fueron probadas en varios ensayos llevando a resultados concordantes con los métodos empleados actualmente, pero con menor tiempo de cálculo

Desarrollo

En este trabajo se ajustan las curvas de producción experimentales obtenidas por el desplazamiento del petróleo por agua en muestras de areniscas de pequeño diámetro (cilindros de 38 mm de diámetro y longitudes de entre 6 y 21 cm), a caudal de flujo constante y en forma no estacionaria.

Por su parte, los datos experimentales para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa son pocos y sencillos de obtener, ya que sólo se necesita disponer de la longitud, el área y el volumen poral de la muestra, algunos datos de los fluidos: densidades y viscosidades en las condiciones del ensayo (a la presión y temperatura del estudio) y los valores medidos durante el barrido: caída de presión, volúmenes producidos de petróleo en función del tiempo y caudal con el que se inyecta el agua.

Las ecuaciones necesarias para la determinación de las permeabilidades, a partir de las presentadas por Jones y Roszelle (1978), son:

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

$$k_{ro} = \mu_o f_{o2} / \lambda_2^{-1} \quad (2)$$

$$\bar{S}_w = S_{wi} + N_p / V_p \quad (3)$$

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{d\bar{S}_w}{dQ_i} \quad (4)$$

$$f_{o2} = (\bar{S}_w - S_{w2}) / Q_i \quad (5)$$

$$f_{w2} = 1 - f_{o2} \quad (6)$$

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{q_o}{q_w} \quad (7)$$

$$q_o = \frac{dN_p}{dt} \quad (8)$$

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p} \quad (9)$$

$$W_i = q_w \cdot t \quad (10)$$

$$\bar{\lambda}^{-1} = \mu_b (\Delta p / q_w) / (\Delta p_b / q_b) \quad (11)$$

$$\lambda_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - Q_i \frac{d\bar{\lambda}^{-1}}{dQ_i} \quad (12)$$

$$\lambda_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - \frac{\mu_b \cdot q_b}{\Delta p_b \cdot q_w} \cdot t \cdot \frac{dp}{dt} \quad (13)$$

donde:

S_{w2} : saturación de agua en la cara de salida [fracción]

S_{wi} : saturación de agua irreductible [fracción]

$\bar{S}_w$: saturación de agua promedio durante el ensayo [fracción]

N_p : volumen producido de petróleo [cm^3]

W_i : volumen inyectado de agua [cm^3]

Q_i : volumen inyectado de agua en fracción del V_p [fracción]

V_p : volumen poral de la muestra ensayada [cm^3]

q_o : caudal de petróleo producido [cm^3/s]

q_w : caudal de agua inyectada [cm^3/s]

q_b : caudal de agua durante la medición de la permeabilidad absoluta [cm^3/s]

k_{ro} : permeabilidad relativa al petróleo en la cara de salida

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua en la cara de salida

k : permeabilidad absoluta [mD]

L : longitud de la muestra [cm]

A : área de la sección transversal de la muestra [cm^2]

μ_w : viscosidad del agua en condiciones del ensayo [cP]

μ_o : viscosidad del petróleo en condiciones del ensayo [cP]

μ_b : viscosidad del agua en condiciones del ensayo de permeabilidad absoluta [cP]

ΔP : diferencia de presión [atm]

ΔP_b : diferencia de presión durante el ensayo de permeabilidad absoluta [atm]

f_{w2} : flujo fraccional de agua en la cara de salida

f_{o2} : flujo fraccional de petróleo en la cara de salida

$\bar{\lambda}^{-1}$: viscosidad efectiva promedio (cP)

λ_2^{-1} : viscosidad efectiva en la cara de salida (cP)

t : tiempo del ensayo (s).

Como puede apreciarse en las ecuaciones (4) y (7), son necesarios los volúmenes del agua inyectada y su caudal (la derivada del volumen inyectado respecto del tiempo). También es necesario conocer el volumen del petróleo producido en función del tiempo y su caudal: esto es la derivada del volumen del petróleo producido respecto del tiempo, ecuaciones (3) y (7), y la presión y su variación con respecto al tiempo, ecuaciones (10) y (13).

En muestras homogéneas, en ausencia de movimiento de finos y con una relación de movilidades favorable, las curvas obtenidas son suaves y monótonas hasta llegar al punto extremo, donde la presión se hace constante y el caudal del petróleo producido se hace nulo. En general, los ajustes de dichas curvas de presión y producción de petróleo se realizan con polinomios pero, en ocasiones, esto produce curvas no monótonas, por lo cual en estas situaciones es necesario realizar reajustes manuales, que resultan laboriosos, consumen mucho tiempo y requieren de experiencia.

Una posible curva de ajuste polinómico tendría la forma general de la ecuación (14)

$$Y = c_n X^n + c_{n-1} X^{n-1} + \dots + c_1 X^1 + c_0 \quad (14)$$

con

$$X = (t + a)^b \quad (15)$$

donde a y b son parámetros de ajuste, así como los coeficientes c_n de la expresión polinómica, y t representa el tiempo (Crotti, 2004).

Metodología

En el presente trabajo, los ajustes propuestos para las curvas experimentales de presión y producción de petróleo son funciones exponenciales, con derivadas de primer orden conocidas y de crecimiento o decrecimiento monótono.

Ajuste de la Curva Experimental para la Presión

Las curvas de presión a lo largo del estudio presentan una forma general como la mostrada en la Fig.1.

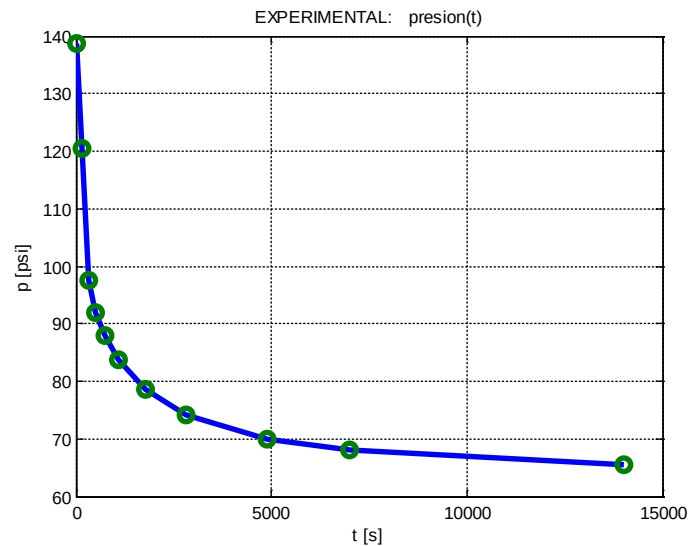


Figura 1

El ajuste de los valores experimentales con la ecuación (16) da una curva como la mostrada en la Fig.2, ajuste que es válido a partir del tiempo de ruptura, T_{pr} , es decir tiempo cuando se comienza a producir agua en la cara de salida de la muestra en estudio.

$$p(t) = P - (P - P_{PR}) \exp\left\{-\left[(t - T_{PR})/A\right]^M\right\} \quad t \geq T_{PR} \quad (16)$$

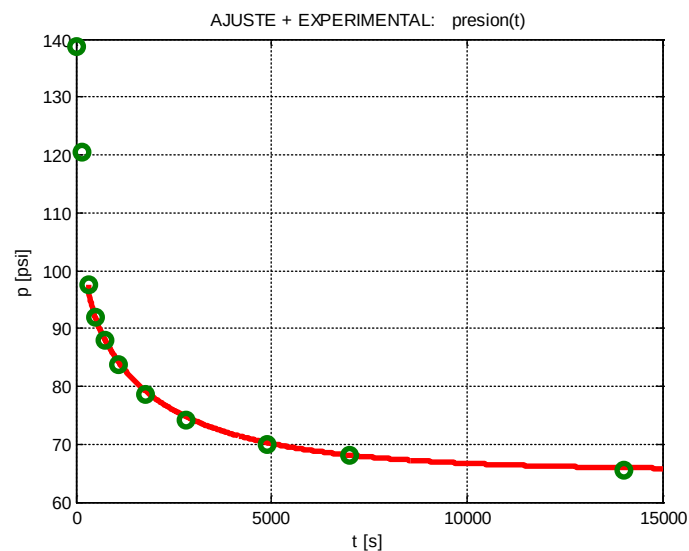


Figura 2

En la ecuación (16) la constante **P** representa la presión final del ensayo cuando se ha dejado de producir petróleo, **P_{PR}** es la presión de flujo en la cara de entrada de la muestra en el tiempo de ruptura, **T_{PR}**, el cual es el tiempo cuando rompe el frente de agua en la cara de salida de la muestra. El coeficiente **A** y el exponente **M** son los únicos valores necesarios para ajustar las mediciones experimentales.

Con este ajuste, la variación de la presión con el tiempo, determinada por la derivada de la presión con respecto al tiempo, se representa con una curva suave y monótona como lo muestra la Fig.3. La expresión de dicha curva es sencilla de obtener y está dada por la ecuación (17).

$$\frac{d(p(t))}{dt} = M \cdot \left(\frac{P - P_{PR}}{A} \right) \cdot [(t - T_{PR})/A]^{M-1} \cdot \exp\left\{-[(t - T_{PR})/A]^M\right\} \quad t \geq T_{PR} \quad (17)$$

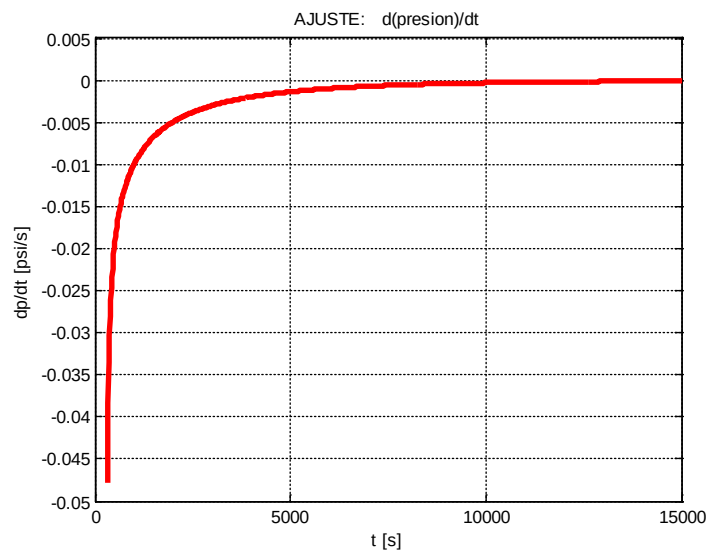


Figura 3

Ajuste de la Curva Experimental para el Petróleo Producido

Por su parte las curvas de producción de petróleo presentan una forma general como la mostrada en la Fig.4.

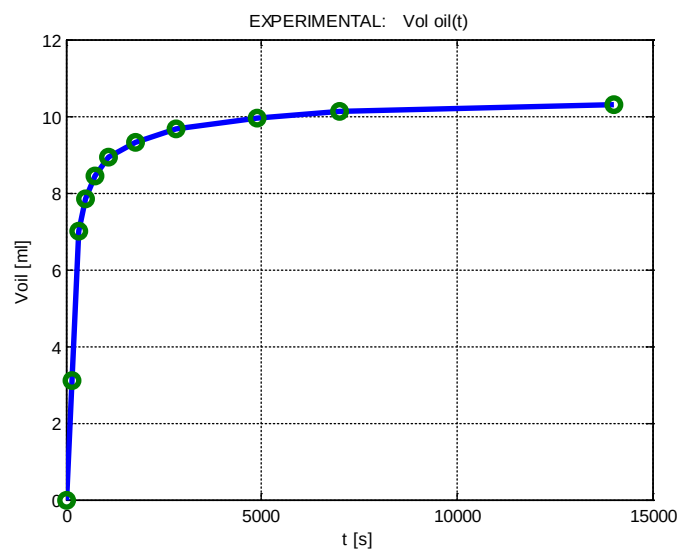


Figura 4

En este caso, se propone como función de ajuste la ecuación (18), la cual es representada en la Fig.5. Como anteriormente, dicho ajuste es válido a partir del punto de ruptura.

$$V_{oil}(t) = C - (C - V_{PR}) \cdot \exp\left\{-\left[(t - T_{PR})/B\right]^N\right\} \quad t \geq T_{PR} \quad (18)$$

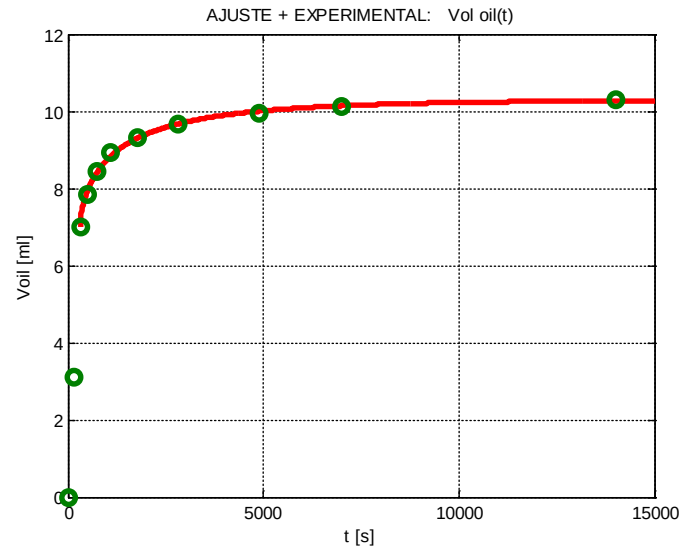


Figura 5

En la ecuación (18) la constante **C** representa el volumen total de petróleo producido, **V_{PR}** es el volumen de petróleo producido en el tiempo de ruptura, **T_{PR}**, tiempo cuando rompe el frente de agua en la cara de salida de la muestra. El coeficiente **B** y el exponente **N** son los únicos parámetros necesarios para ajustar los valores experimentales.

Con este ajuste el caudal de petróleo, determinado por la derivada del volumen con respecto al tiempo, se representa con una curva suave y monótona como lo muestra la Fig.6. Nuevamente, la expresión de dicha curva es sencilla de obtener y está dada por la ecuación (19).

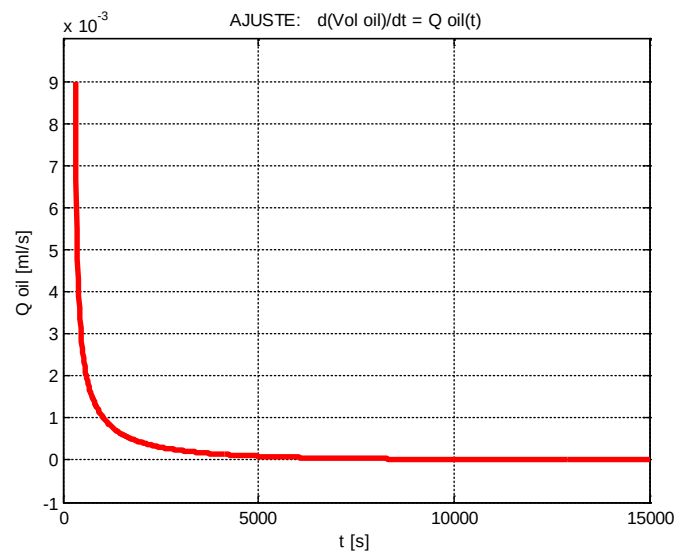


Figura 6

$$\frac{d(V_{oil}(t))}{dt} = Q_{oil}(t) = N \cdot \left(\frac{C - V_{PR}}{B} \right) \cdot \left[(t - T_{PR})/B \right]^{N-1} \cdot \exp\left\{ - \left[(t - T_{PR})/B \right]^N \right\} \quad t \geq T_{PR} \quad (19)$$

En adición, la Fig.7 muestra el caudal de agua inyectada (constante en estos casos) y de petróleo producido y el tiempo de ruptura a partir de donde se puede calcular la curva de permeabilidades relativas. En la misma puede observarse que en el tiempo de ruptura los valores de los caudales de agua y petróleo son iguales. Consecuentemente, a partir de ese punto el caudal de agua producida aumenta y el de petróleo disminuye.

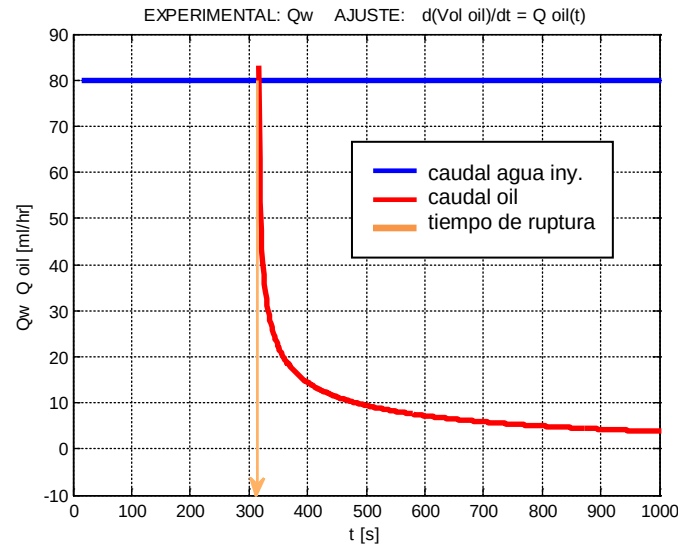


Figura 7

Resultados

A continuación se presentan los resultados de los cálculos para cuatro muestras distintas, incluyendo como caso 1 el ejemplo presentado en el *paper* de Jones y Roszelle (1978), como caso 2 una curva obtenida de la tesis de Ashrafi (2013), y dos estudios realizados en el laboratorio CEPCom por los autores del trabajo.

Datos de las Muestras Empleadas

En la Tabla 1 se presentan los valores de los datos necesarios para la determinación de las permeabilidades relativas y los valores medidos de las permeabilidades absolutas.

Tabla 1

Datos Generales				
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
	J y R	Ashrafi	Berea 8	Berea 27
Area (cm ²)	11,40	11.34	11.10	11.10
Long (cm)	12,71	21	17.74	17.74
VP (cm ³)	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 Wat (cP)	0,970	1.00	0.48	0.48
ΔPb (psi)	9.96	0.05	0.191	0.47
Kabs (mD)	35,4	14800	53.6	72.5
qi (cm ³ /hr)	80	48	9.66	6
100-Sor (%)	68,7	77.4	62.0	62,02

Procedimiento de Ajuste

En la Tabla 2 se presentan los valores de los datos necesarios para la determinación de los ajustes para las curvas de variación de la presión, producción de petróleo y sus derivadas.

Los valores en negro son extraídos de los datos experimentales correspondientes al punto de ruptura. Los valores en rojo corresponden a los del punto final del ensayo. Los valores en azul representan las únicas constantes que son ajustadas en forma manual o analítica por mínimos cuadrados u otra técnica conveniente.

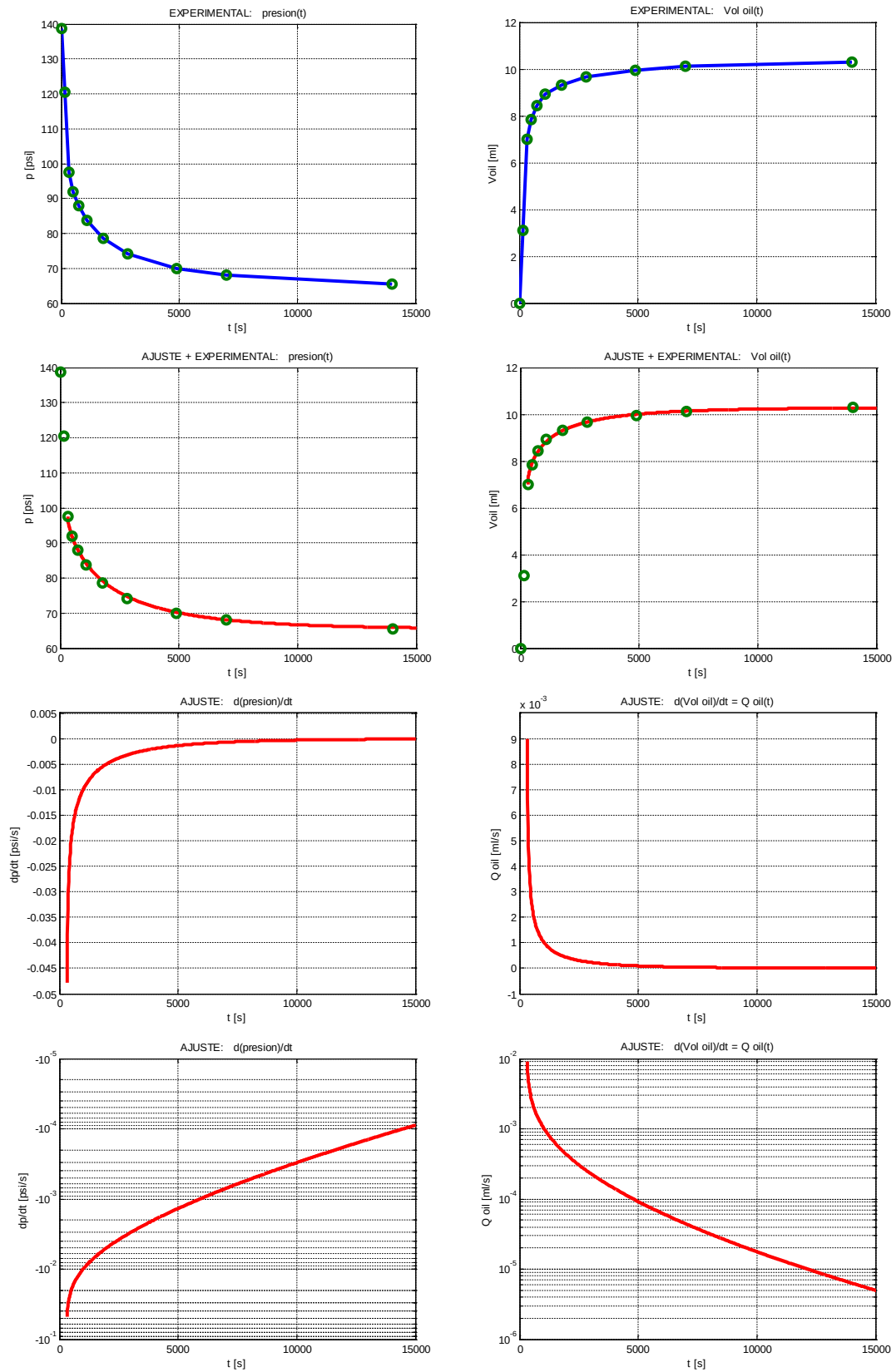
En el caso 3 de la Berea 8 el ajuste de la constante **P** se toma como el menor valor de presión registrado durante el ensayo, no coincidiendo este valor al del punto final del mismo. En este caso el comportamiento de la variación de la presión no fue el ideal (posiblemente por movimiento de finos o hinchamiento de arcillas), por lo cual la presión no disminuye en forma monótona. A pesar de esto se podrá observar que la curva de permeabilidad relativa obtenida no difiere apreciablemente de la calculada con otro método.

Tabla 2

					Variación de la presión			Petróleo (oil) producido		
c a s o	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

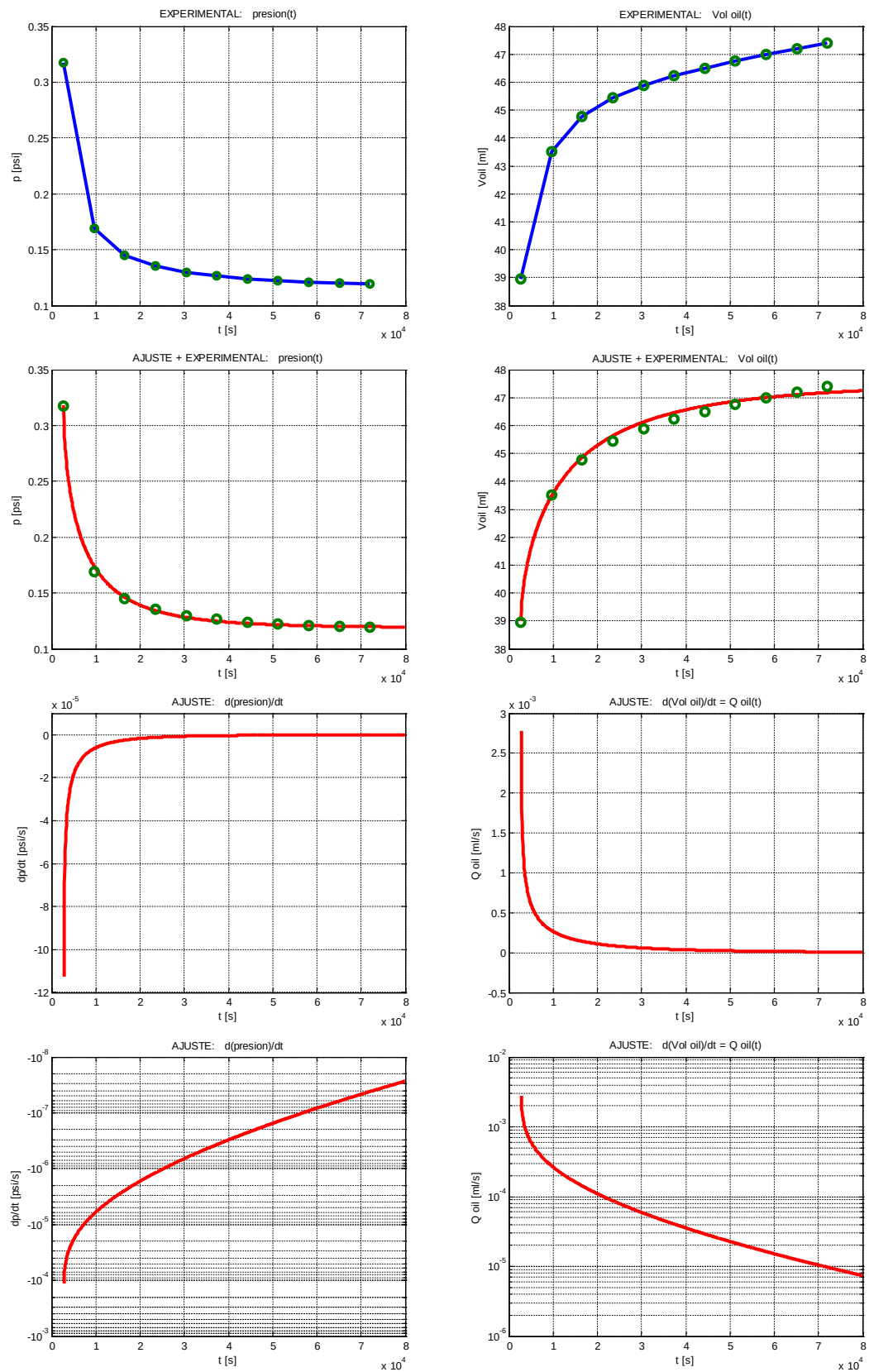
En los gráficos de las Figuras 8 a 11, representativas de cada uno de los casos estudiados, se muestran los diagramas de los valores experimentales de la presión de entrada y del volumen del petróleo producido, en azul. A continuación se muestra el proceso de ajuste para ambos valores (Presión y volumen de petróleo) y seguidamente la representación de los respectivas derivadas. Los últimos gráficos de cada caso presentan la variación de la presión en el tiempo y el caudal de petróleo producido en escala logarítmica. Todas las curvas que fueron ajustadas por la metodología propuesta han sido graficadas en rojo.

Caso 1: paper de Jones y Roszell, SPE 6045 (1978)



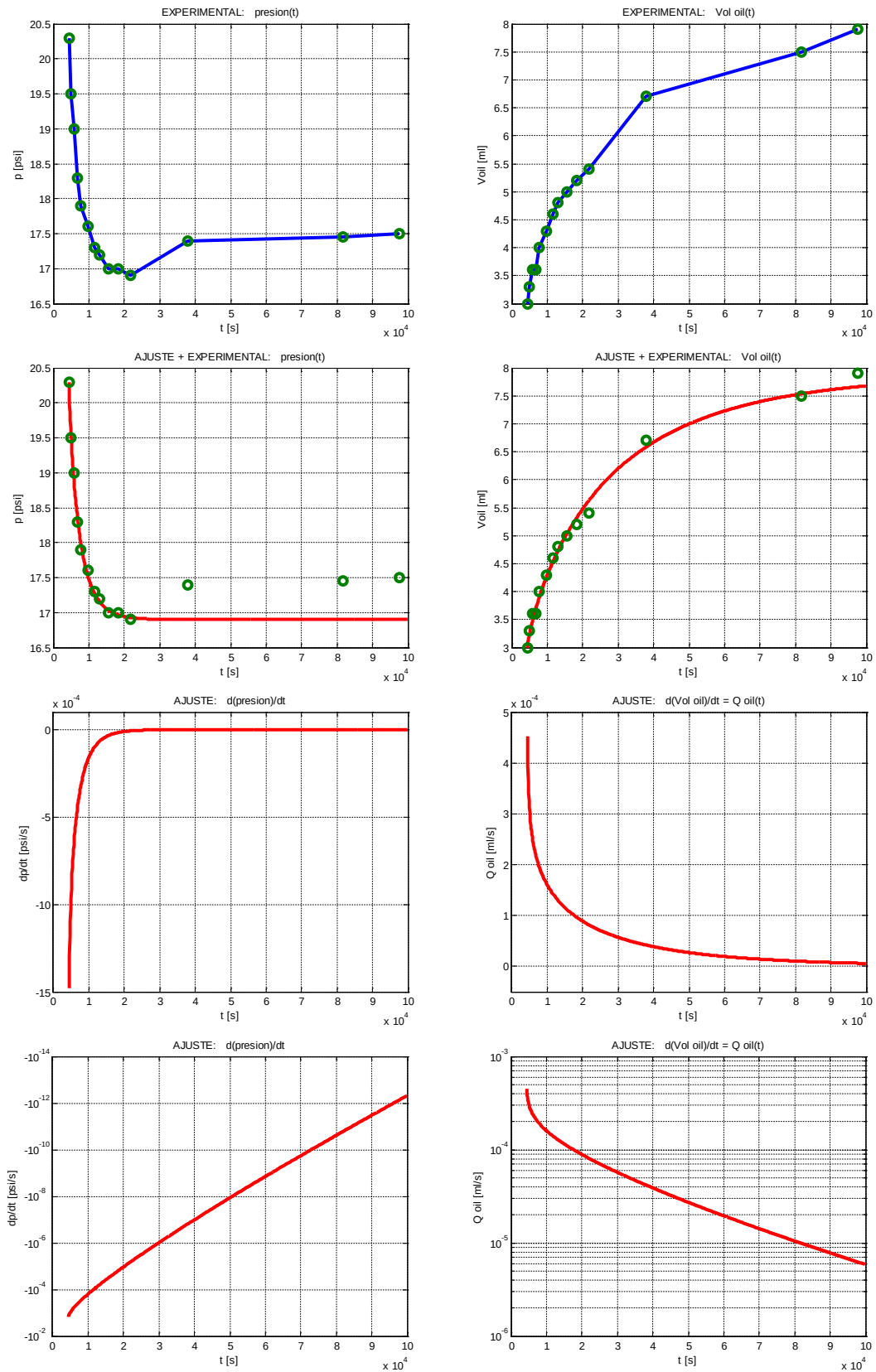
Figuras 8: Caso 1

Caso 2: tesis de Mohammad Ashrafi (2013)



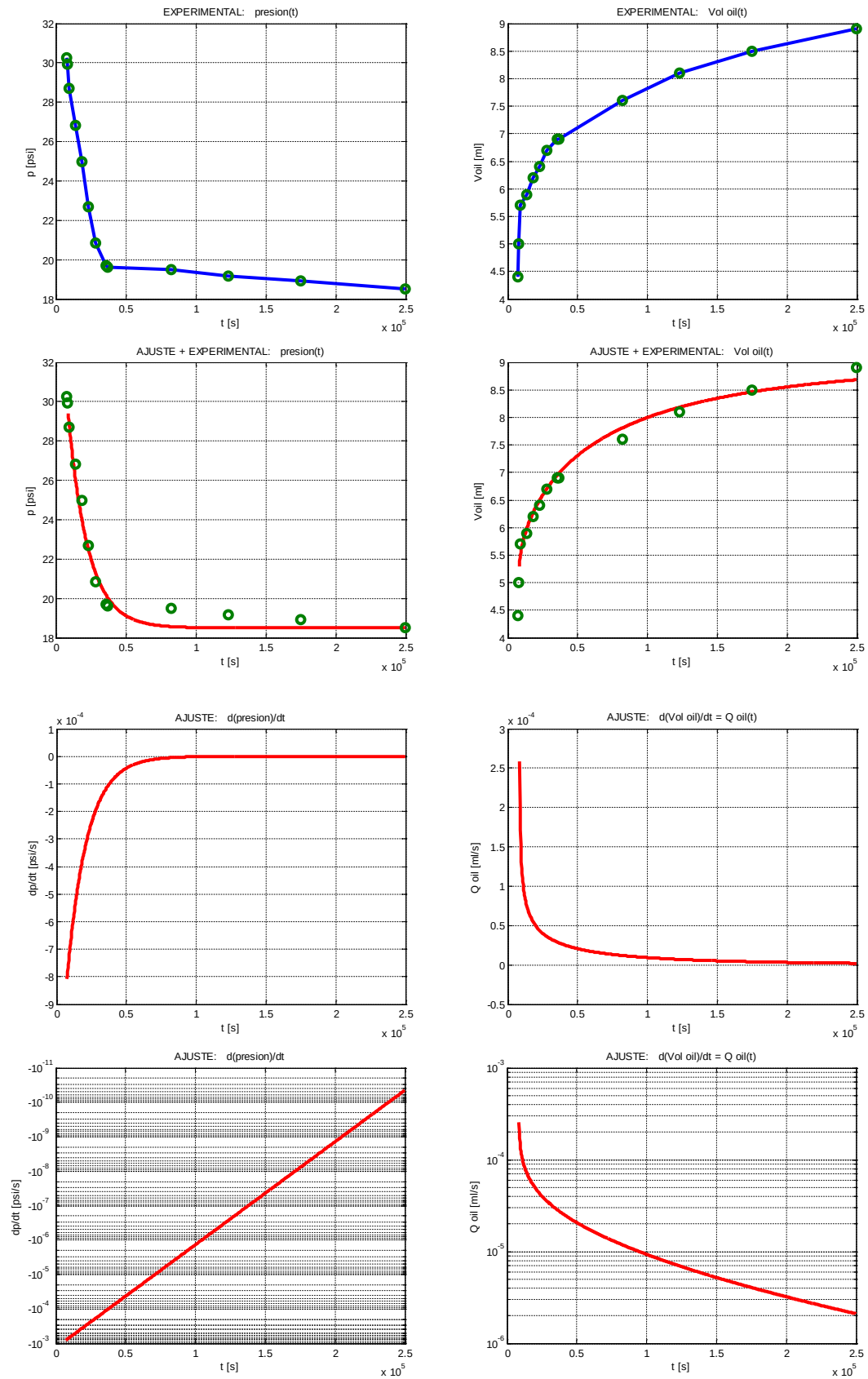
Figuras 9: Caso 2

Caso 3: Berea 8 (laboratorio CEPCom)



Figuras 10: Caso 3

Caso 4: Berea 27 (laboratorio CEPCom)



Figuras 11: Caso 4

Tiempo de ruptura

La representación del fenómeno de ruptura puede apreciarse en la Fig.12, donde puede observarse que para el T_{PR} los caudales de agua inyectada y petróleo producido coinciden.

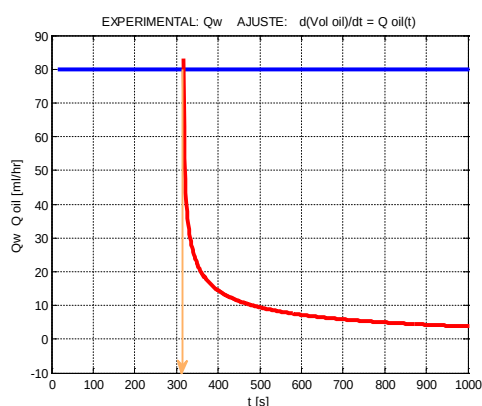


Figura 12.1: Caso 1

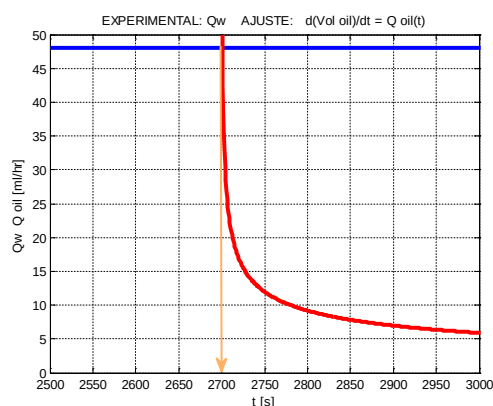


Figura 12.2: Caso 2

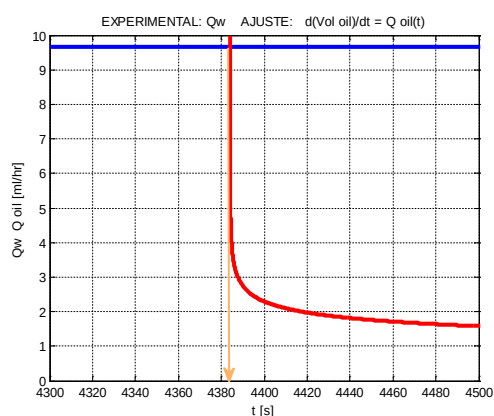


Figura 12.3: Caso 3

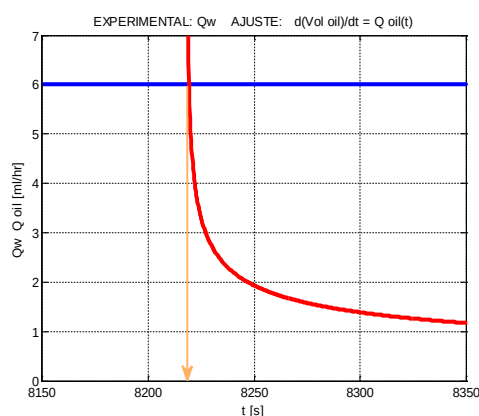
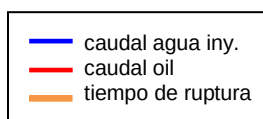


Figura 12.4: Caso 4



Determinación de las Permeabilidades Relativas

Empleando las ecuaciones (16) y (18) con las constantes indicadas en la Tabla 2 se obtienen los ajustes de la presión y del petróleo producido indicados en la columnas 4 y 5 de la Tabla 3 como valores calculados. Empleando las ecuaciones (17) y (19) se determinan la variación de la presión con el tiempo y el caudal del petróleo producido, (columnas 6 y 7 de la Tabla 3). Utilizando todos estos valores en las ecuaciones (1) a (13) se calculan la saturación en la cara de salida, las permeabilidades relativas al agua y al petróleo en función de la saturación de agua y la curva de flujo fraccional (columnas 8 a 11 de la Tabla 3).

Tabla 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Tiempo	Vo_Pet	ΔP	Vo_Pet	ΔP	$d\Delta P/dt$	Qo	Sw ₂	kro	krw	fw
s	cm ³	psi ³	cm ³	psi	psi/s ²	cm ³ /s	frac	---	---	---
Exp.	Exp.	Exp.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.

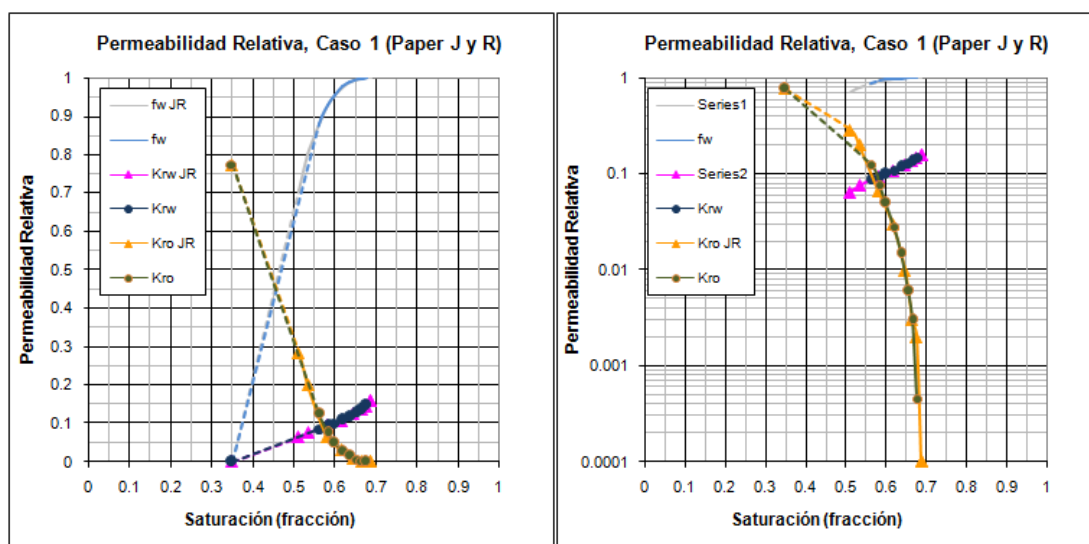
Exp. = Valor experimental - Calc. = Valor calculado

Las curvas resultantes de este procedimiento se presentan, para cada caso estudiado, en las Figs.13 a 16 en dos escalas diferentes, a la izquierda en escala lineal y a la derecha en escala logarítmica. En dichas figuras se comparan las curvas calculadas por la presente metodología con aquellas obtenidas por otros métodos.

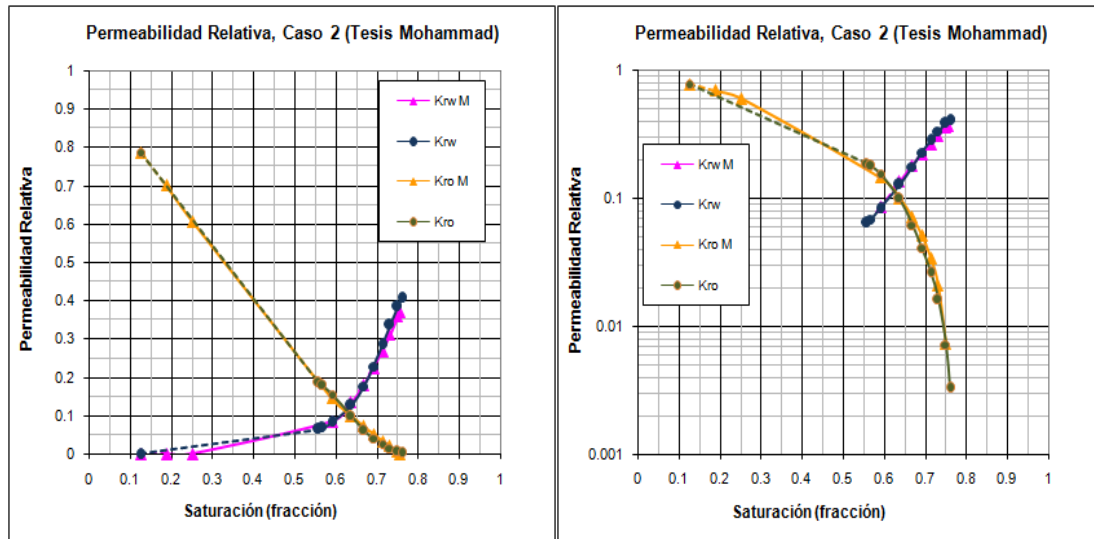
En la Fig. 13 la comparación se realiza con las curvas del *paper* de Jones y Roszelle (1978) la cual es una metodología gráfica. En la Fig. 14 se comparan con las curvas extraídas de la tesis de Ashrafi (2013). En las Figs. 15 y 16 la comparación tiene lugar con curvas calculadas con ajustes polinómicos semejantes al presentado por Crotti (2004) y determinadas en el laboratorio CEPCom de la Universidad Nacional del Comahue.

Como puede observarse en dichas figuras, la concordancia entre las curvas obtenidas por las distintas metodologías es muy buena. Adicionalmente, con el método propuesto de ajustes simples, para estos casos estudiados, el cálculo de las permeabilidades relativas resultó mucho más sencillo y rápido que con la metodología empleada anteriormente en el laboratorio.

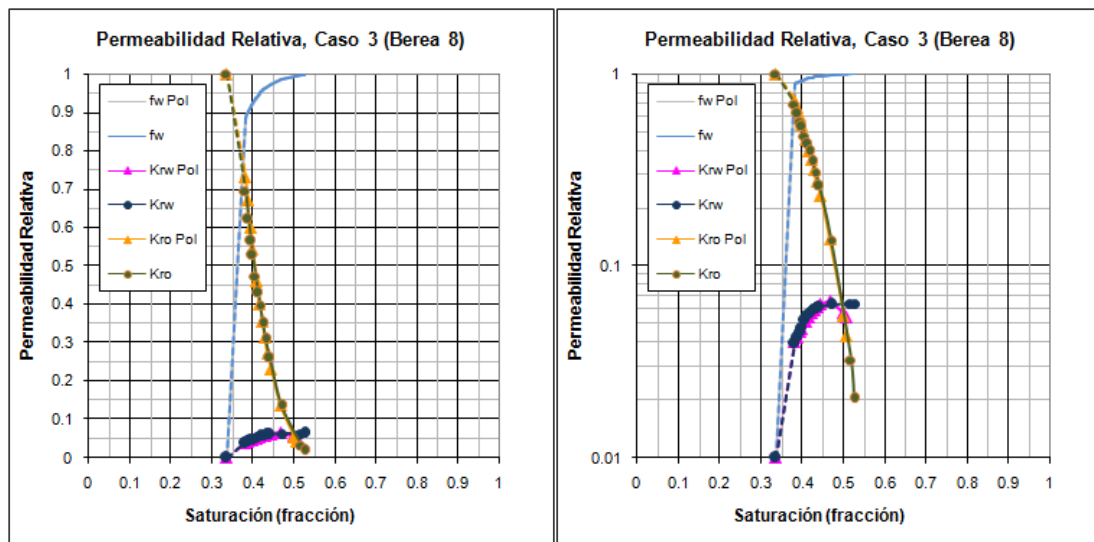
En el Caso 3 (Berea 8) se puede ver una diferencia entre las curvas de la permeabilidad relativa al agua, esto se debe, como se mencionó anteriormente, al considerar en el ajuste de la variación de la presión el parámetro P como el menor valor medido de la presión. Si bien el presente método se propone sólo para casos de muestras homogéneas, en ausencia de movimiento de finos y con una relación de movilidades favorable, puede observarse en las Figs. 15, que la curva obtenida por esta metodología no difiere apreciablemente de la dada por el ajuste polinómico.



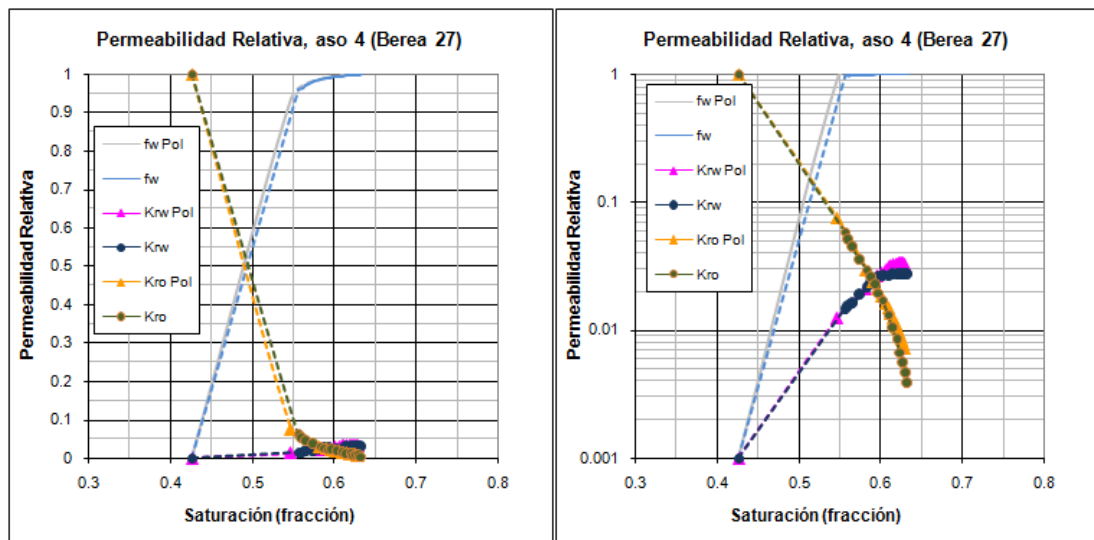
Figuras 13: Caso 1 (Paper de Jones y Roszelle, 1978)



Figuras 14: Caso 2 (Tesis de Mohammad Ashrafi, 2013)



Figuras 15: Caso 3 (Berea 8)



Figuras 16: Caso 4 (Berea 27)

Conclusiones

En este trabajo se presenta una nueva metodología para el cálculo de las permeabilidades relativas agua petróleo por un método no estacionario, a caudal de inyección de agua constante.

Las ecuaciones a emplear para los ajustes de los datos experimentales, presión de flujo y volumen de petróleo producido en función del tiempo, son ecuaciones sencillas con 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 conseguidos mediante esta metodología son similares a los obtenidos por otros métodos analíticos y/o gráficos mucho más laboriosos.

Bibliografía

- Ashrafi, Mohammad (May 2013), Experimental Investigation of Temperature Dependency of Relative Permeability Data in Heavy Oil Systems with Applications to Thermal Recovery. Thesis for the degree of Philosophiae Doctor, Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Engineering Science and Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim, Norway.
- Buckley, S.E. and Leverett, M.C. (1942), Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Trans. AIME, **146**, 107-116.
- Crotti, M.A. and Rosbaco, J.A. (1998), Relative Permeability Curves: The Influence of Flow Direction and Heterogeneities. Dependence of End Point Saturations on Displacement Mechanisms; SPE 39657.
- Crotti, Marcelo A. (2004) *Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos*, 1ª edición, Estudio Sigma S.R.L., Buenos Aires.
- Dake, L. (2001), *The Practice of Reservoir Engineering*, Ed. Elsevier.
- 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; Tomo: Simposio de Evaluación de Formaciones, 325-343, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina.
- Johnson, E.F., Bossler, D.P. and Naumann, V.O. (1959) "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments," Trans. AIME **216**, 370-372.
- 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.
- Welge, H.J. (1952), "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", Trans. AIME, **195**, 91.

Breve Cv

Esteban L. González

Ingeniero en Petróleo, Universidad Nacional del Comahue.

Profesor Adjunto, Área Producción de Hidrocarburos, Departamento de Geología y Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue.

Jefe del Laboratorio CEPCom.

Ricardo A. Prado

Ingeniero Aeronáutico, Universidad Nacional de La Plata.

Doctor en Ingeniería, Universidad de Buenos Aires.

Profesor Asociado, Área Mecánica de Fluidos, Departamento de Mecánica Aplicada, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue.