

FUNCIONES SIMPLES DE AJUSTE PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN SISTEMAS DE AGUA-PETRÓLEO BAJO CONDICIONES DE PRESIÓN CONSTANTE, POR EL MÉTODO NO ESTACIONARIO EN MUESTRAS DE ROCAS

Esteban L. González, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina,
esteban.gonzalez@fain.uncoma.edu.ar;

Ricardo A. Prado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina,
ricardo.prado@fain.uncoma.edu.ar

Palabras claves

Permeabilidades relativas, muestras de rocas, ajustes analíticos, ecuaciones simples, sistemas agua-petróleo.

Resumen

La determinación de permeabilidades relativas en sistemas agua-petróleo bajo condiciones de gradientes de presiones constantes por el método no estacionario, es llevada a cabo mediante el ajuste con funciones analíticas simples de las curvas experimentales de barrido, tanto para el agua inyectada como para el petróleo producido, involucrando pocas constantes de ajuste. Este procedimiento se aplica en todo tipo de muestras de rocas reservorio, tanto homogéneas como inhomogéneas o dañadas, con la finalidad de resaltar las ventajas de este método: su simplicidad y su rapidez de cálculo.

Abstract

The experimental curves for the water injected and the produced oil are fitted by means of simple analytical functions (with few unknowns) in order to determine the relative permeabilities in water-oil systems under unsteady conditions at a constant pressure gradient, in rock samples of any kind (homogeneous or inhomogeneous), in order to highlight the advantages of the present method, namely its simplicity and the speed of calculation.

Introducción

El presente trabajo es una ampliación de las publicaciones presentadas en congresos anteriores del IAPG (González y Prado 2014; Prado y González 2018), 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 y su sensibilidad al cambio de constantes **en muestras homogéneas**.

En este trabajo se presenta una extensión de la metodología, con el fin de poder ser usada en **todo tipo de muestra de roca reservorio**, las cuales incluyen, muestras homogéneas o heterogéneas, dañadas o no, con o sin movimiento de finos, entre otras. Las curvas experimentales para la variación temporal del volumen de agua inyectada y el petróleo producido en ensayos de laboratorio son ajustadas mediante funciones analíticas simples, con el fin de determinar las permeabilidades relativas bajo condiciones no estacionarias y considerando un gradiente de presión de flujo constante.

Las curvas de permeabilidad relativa, en general, se determinan en forma analítica o gráfica (Jones y Roszelle 1978; Crotti 2004). El desarrollo analítico requiere del ajuste de las curvas experimentales y sus derivadas, teniendo en cuenta que no solo se debe tener un ajuste matemático, sino también representar lo que ocurre físicamente en el ensayo de laboratorio. El trabajo presentado en esta oportunidad amplía el universo de muestras empleadas a cualquier tipo de roca y aún con daño producido, sin embargo, se sigue manteniendo la simplicidad de las funciones anteriores, donde sólo es necesario la determinación de dos constantes de ajuste. Con el fin de resaltar las ventajas del presente método, simplicidad y rapidez de cálculo, se presenta la metodología empleada y algunos casos de estudio particulares.

Desarrollo

El ajuste de las curvas de producción para este trabajo, se basa en curvas experimentales obtenidas por el desplazamiento de petróleo por agua en muestras de areniscas de pequeño diámetro (cilindros de 38 mm de diámetro y longitudes entre 6 y 20 cm), a presión 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 algunos datos de la muestra como su longitud y su área, algunos datos de los fluidos, sus densidades y viscosidades en las condiciones del ensayo (a la presión y temperatura del estudio) y los valores medidos durante el barrido de volúmenes inyectados de agua y producidos de petróleo en función del tiempo.

Las ecuaciones necesarias para la determinación de las permeabilidades relativas se obtienen teniendo en cuenta los trabajos de Buckley y Leverett (1942) y Welge (1952), siendo necesarios determinar los volúmenes del agua inyectada, su caudal y la variación del caudal con respecto al tiempo, también es necesario conocer el volumen del petróleo producido en función del tiempo y su caudal.

En muestras homogéneas, no dañadas, sin producirse movimiento de finos y con la relación de movilidades favorable, las curvas obtenidas son curvas suaves y monótonas hasta llegar al punto extremo, donde el caudal de agua debe hacerse constante y el de petróleo producido se hace cero. En este caso la curva de producción de agua es monótona creciente y la del petróleo decreciente a partir del punto de ruptura, punto donde se comienza a producir agua. En el caso de muestras dañadas esta monotonía se ve afectada, sin embargo, con algunas modificaciones a las ecuaciones presentadas en los trabajos anteriores se pueden calcular las curvas de permeabilidades relativas resultantes sin perder las ventajas del método, simplicidad y rapidez de cálculo. Y al igual que en el caso de muestras homogéneas las constantes a determinar son dos, sólo teniendo que ajustar intuitivamente una tercera en casos particulares.

Metodología

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

Ajuste de la Curva Experimental para el Agua Inyectada

Las curvas de inyección de agua para distintos tipos de muestras presentan una forma general como la mostrada en las Figs. 1 y 2.

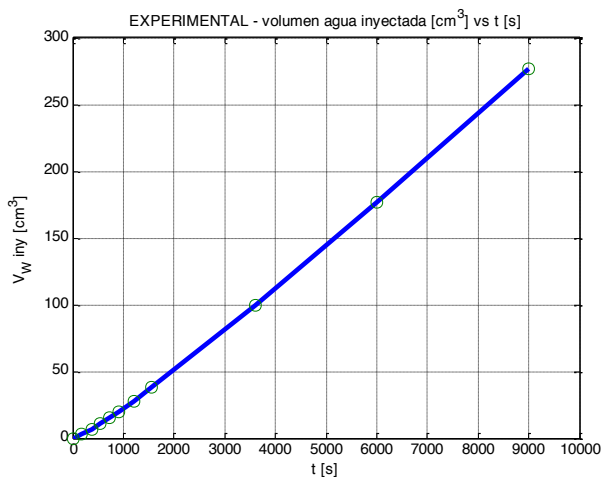


Fig. 1 - Ejemplo de muestra homogénea

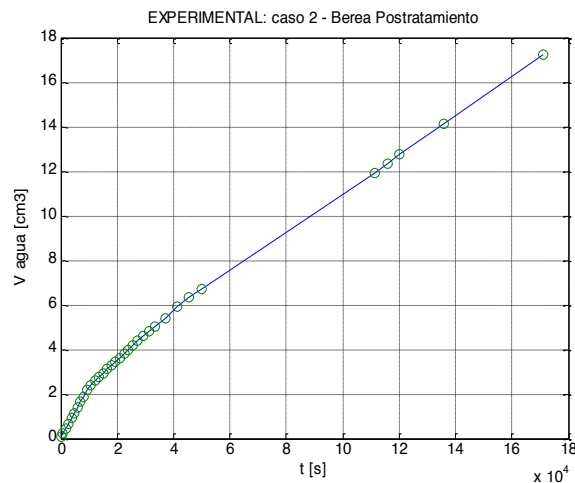


Fig. 2 - Ejemplo de muestra inhomogénea o con daño

La propuesta de este trabajo es obtener los datos para el ajuste como la diferencia entre los valores experimentales y los valores correspondientes a la recta obtenida con pendiente "s" igual al caudal constante cuando se ha llegado al punto extremo (saturación residual de petróleo, Sor) expresado en cm³/s y ordenada al origen "d", determinada por la recta de pendiente "s" que pasa por el último valor experimental del agua inyectada. Se define así la recta R1 representada por la línea roja en la Fig. 3. La diferencia entre los valores experimentales con la recta R1 da por resultado el conjunto de los valores a ajustar con una función exponencial, representada en la Fig. 3 por la curva azul.

El ajuste a los resultados experimentales, línea verde, es obtenida como la suma de la recta y la función exponencial, tal como se desarrolla en la ecuación (1)

$$v_w(t) = V_{ini} + [s \cdot (t - T_{ini}) + d] - d \cdot \exp[-(t - T_{ini})/A] \quad t \geq T \quad (1)$$

En la ecuación (1) V_{ini} es el primer volumen de agua inyectada medido, al tiempo T_{ini} , Para el cálculo se toma, en forma práctica, T_{ini} un par de valores antes del tiempo de ruptura del frente de agua. El coeficiente A es el único valor necesario para ajustar los valores de la discrepancia entre los valores experimentales y la recta R1.

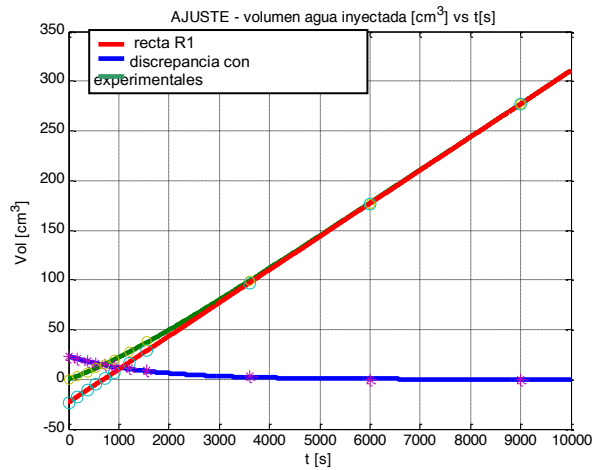


Fig. 3 - muestra homogénea, $d < 0$.

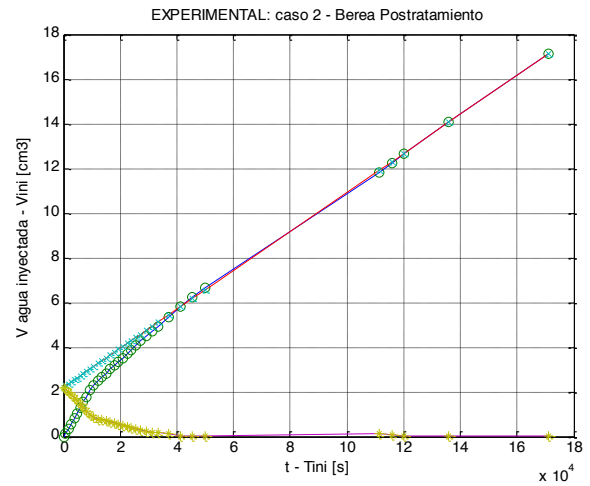


Fig. 4 - muestra inhomogénea, $d > 0$.

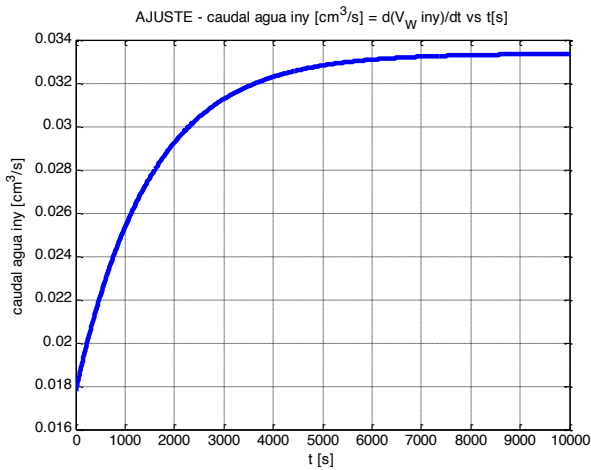


Fig. 5 - caudal creciente de agua inyectada en muestra homogénea.

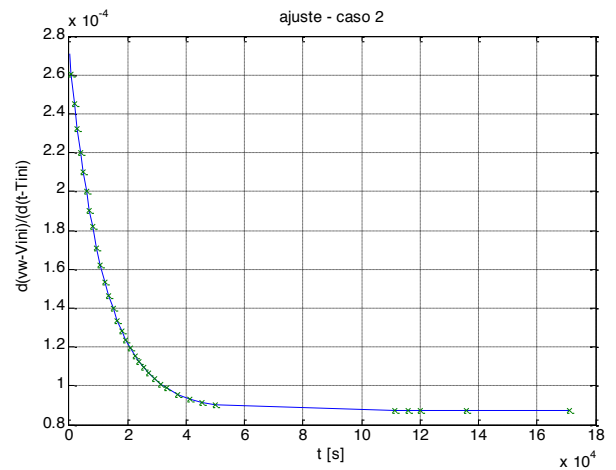


Fig. 6 - caudal decreciente de agua inyectada en muestra inhomogénea.

El coeficiente A puede ser inicialmente estimado mediante el procedimiento descrito por Prado y González (2018).

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. 7

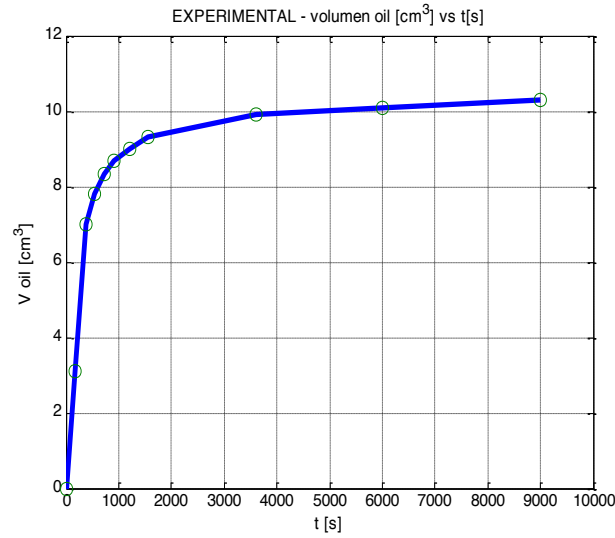


Fig. 7 - curva de barrido: petróleo producido.

En este caso, se propone que los datos para el ajuste se obtengan como la diferencia entre el valor del petróleo barrido final (recta R2 (azul) en la Fig. 8 y los valores experimentales representados por la curva verde en la Fig. 8. La curva de ajuste es la curva fucsia de la misma figura.

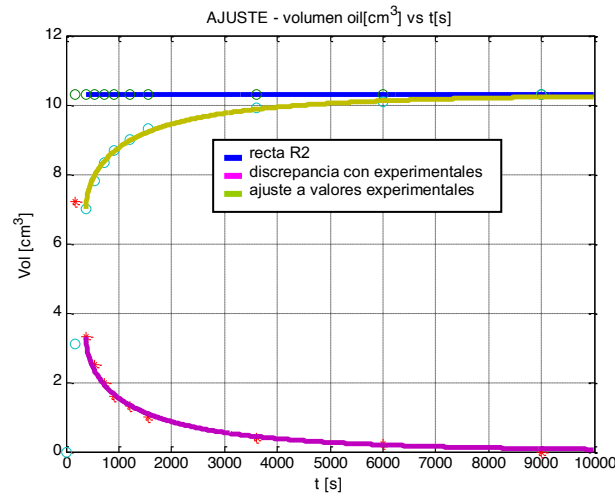


Fig. 8 - ajuste para la curva del petróleo producido.

El ajuste a los resultados experimentales, línea verde, es obtenida como la diferencia del petróleo barrido final y la función exponencial, tal como se desarrolla en la ecuación (2). Este ajuste es válido a partir del tiempo de ruptura T_{pr} , tiempo cuando rompe el frente de agua en la cara de salida de la muestra.

$$v_o(t) = V_o - (V_o - V_{PR}) \cdot \exp\left\{-\left[(t - T_{PR})/B\right]^N\right\} \quad t \geq T_{PR} \quad (2)$$

En la ecuación (2) la constante “ V_o ” representa el volumen total de petróleo producido, V_{PR} es el volumen de petróleo producido en el tiempo de ruptura (T_{PR}). El coeficiente B y el exponente N son los únicos datos necesarios para ajustar los valores de la discrepancia entre la recta R2 y los valores experimentales. Además, con los ajustes propuestos en un trabajo anterior (Prado y González 2018) la constante B queda determinada en función de N , resultando, por lo tanto, un solo valor a ajustar. En algunos casos especiales donde se requiere mejorar los ajustes analíticos se puede independizar las constantes N y B , pudiendo encontrarse B proponiendo las restricciones adecuadas al sistema.

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. 9.

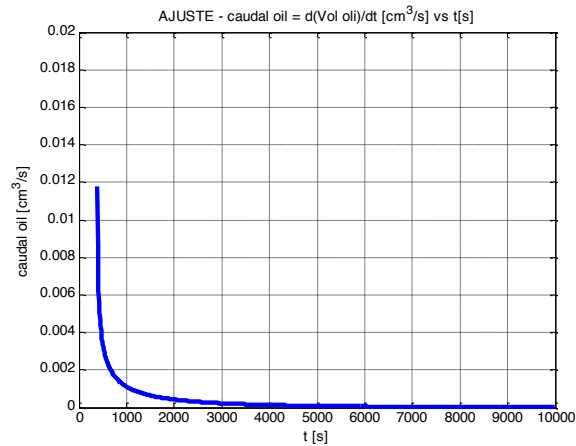


Fig. 9 – caudal de petróleo producido

En adición, la Fig. 10 y la Fig. 11 muestran los caudales de agua inyectada y de petróleo producido y el tiempo de ruptura, tanto para muestras homogéneas como para otras muestras 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; a partir de ese punto el caudal de petróleo disminuye.

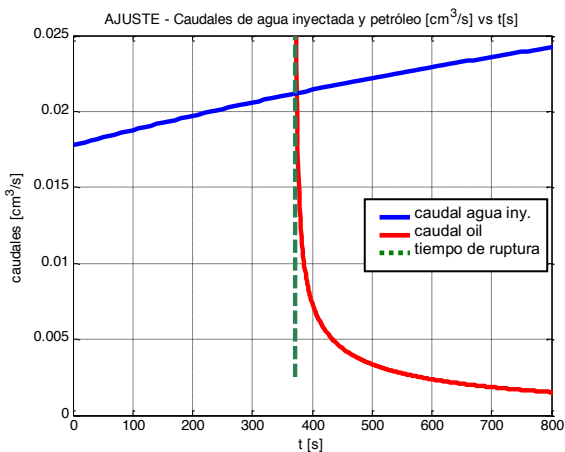


Fig. 10 - muestra homogénea, caudal de agua creciente.

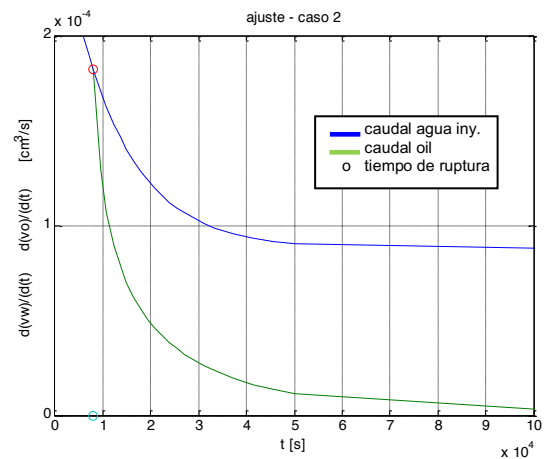


Fig. 11 - muestra inhomogénea, caudal de agua decreciente.

El ajuste del volumen del petróleo producido se puede realizar, al igual que el del agua inyectada, desde un par de puntos anteriores a la ruptura del frente de agua. Luego, se determina el coeficiente N de tal forma que para el tiempo de ruptura experimental los caudales de agua inyectada y petróleo producido sean lo más coincidentes posible, tal como puede apreciarse en la Fig. 11.

Resultados

En la Tabla 1 se presentan los valores de los datos necesarios para la determinación de las permeabilidades relativas y los valores de las permeabilidades efectivas calculados en los puntos extremos.

Tabla 1 - Datos Generales					
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
	1-1-1	Berea postratamiento	Berea pretratamiento	30-3	2-6-13
Area (cm ²)	11,02	11,23	11,23	11,09	11,20
Long (cm)	6,000	5,996	5,996	6,381	6,070
VP (cm ³)	14,99	11,85	11,85	17,35	12,66
Swirr (%)	38,0	19,4	21,4	35,0	48,6
Ko [Swirr] (mD)	28,1	49,7	32,7	1,00	0,813
Visc Oil (cP)	16,64	15,06	15,06	28,00	16,64
Visc Wat (cP)	1,057	0,920	0,920	1,130	1,000
DeltaP (psi)	3,15	0,582	0,616	35,0	60,0
Kabs (mD)	50,0	54,6	98,0	1,21	2,10
100-Sor (%)	63,9	51,1	50,2	71,7	63,6
Kw [Sor] (mD)	5,58	1,00	1,94	0,040	0,0075

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 inyección de agua, producción de petróleo y sus derivadas. En azul están presentadas las constantes de ajuste.

Tabla 2

	Agua Inyectada					Petróleo (oil) Producido				
c a s o	s	d	T _{ini}	V _{ini}	A	V ₀	T _{PR}	V _{PR}	N	B
	[cm ³ /s]	[cm ³]	[s]	[cm ³]	[s]	[cm ³]	[s]	[cm ³]	[-]	[s]
1	0,0002896	0,8418	3469	2,85	19221	3,88	3469	2,85	0,803	1759
2	0,0000874	2,1972	1,0	0,10	13075	3,59	5871	1,45	0,611	14511
3	0,0001534	0,1606	6243	1,14	24910	3,08	7048	1,10	1,256	8249
4	0,0001242	1,3232	9513	4,96	124455	6,36	9513	4,96	0,857	23885
5	0,0000782	1,1211	4441	1,16	9978	1,95	4441	1,16	0,590	6792

En los gráficos de las Figuras 12 a 16, representativas de cada uno de los casos estudiados, se muestran los diagramas de los valores experimentales, del volumen de agua inyectada y del volumen del petróleo producido. A continuación, se muestra el proceso de ajuste para ambos casos (agua y petróleo) y seguidamente la representación de los respectivos caudales. Los últimos gráficos de cada caso presentan la variación del caudal del agua inyectada en el tiempo donde se puede apreciar el fenómeno de ruptura, en el cual para el T_{PR} los caudales de agua inyectada y petróleo producido coinciden. También se agregan dos gráficos para el agua producida tanto de volumen como caudal, en este último puede apreciarse la no idealidad de los casos presentados.

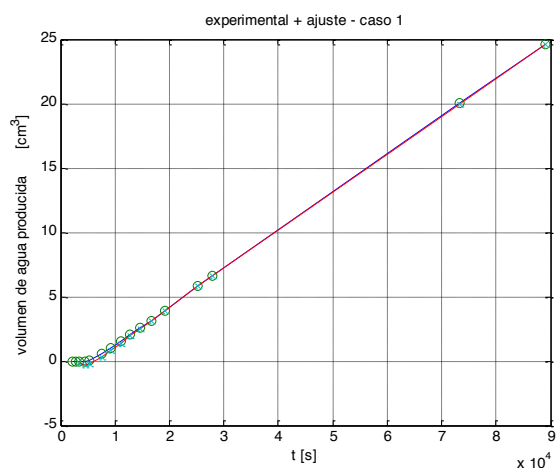
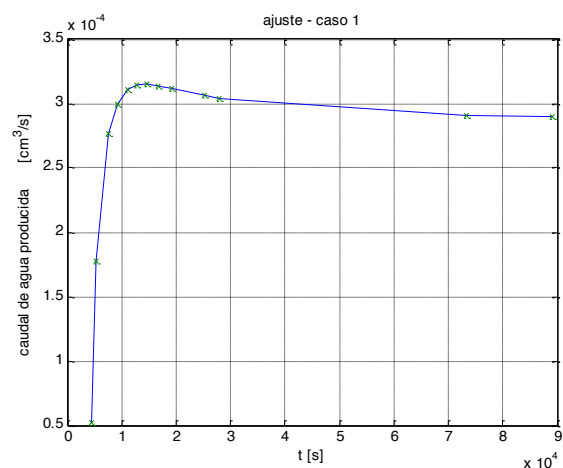
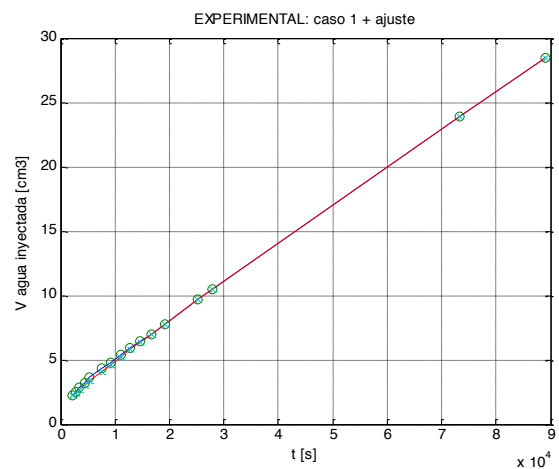
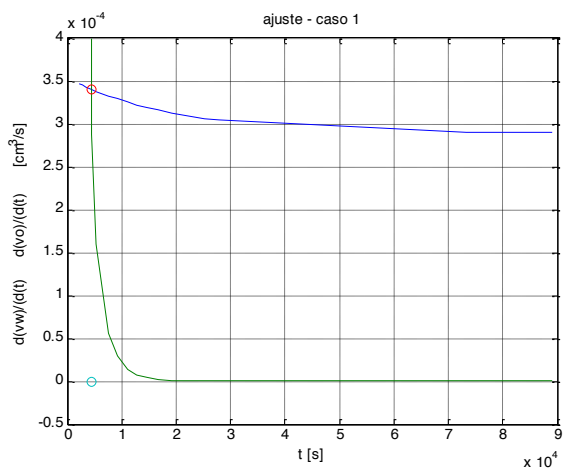
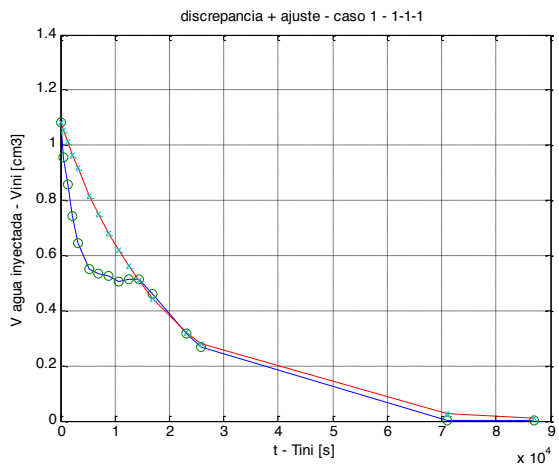
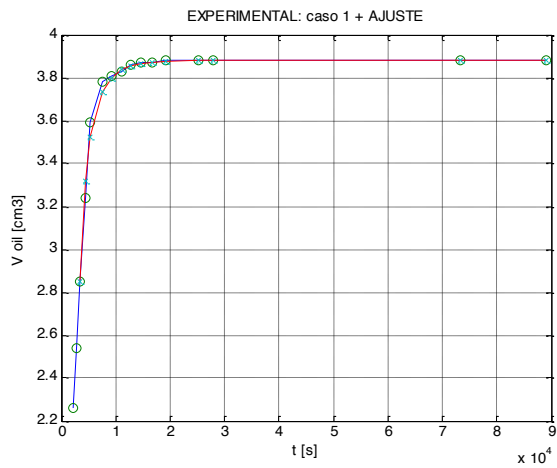
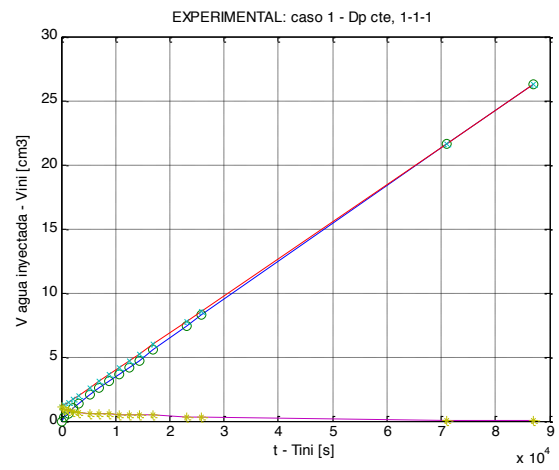
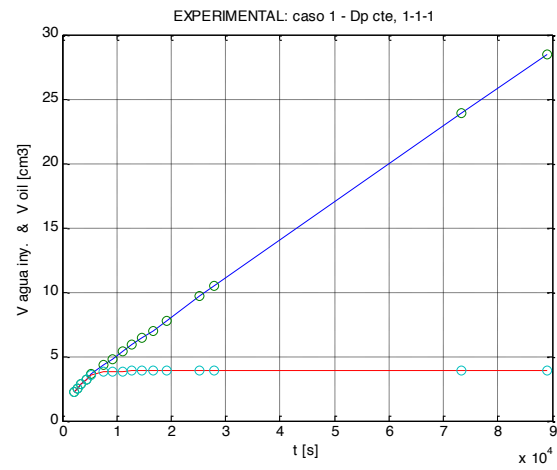


Fig. 12 - Caso 1, muestra 1-1-1.

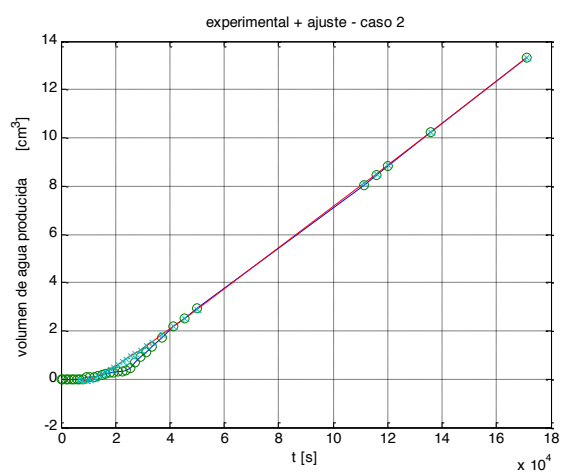
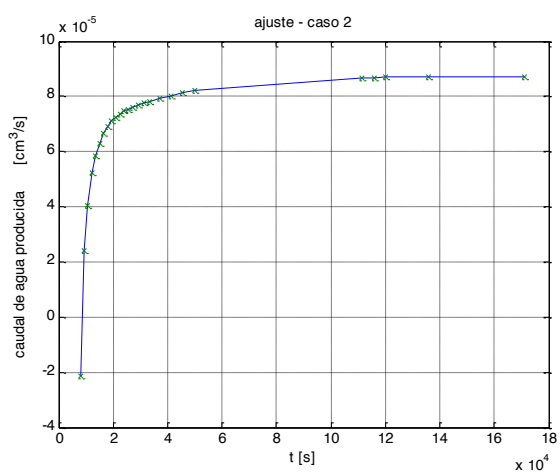
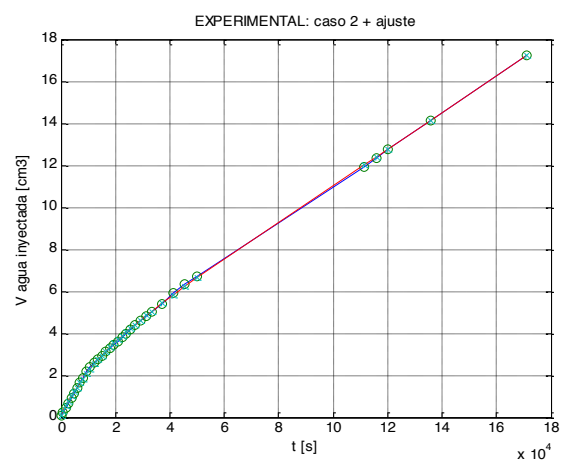
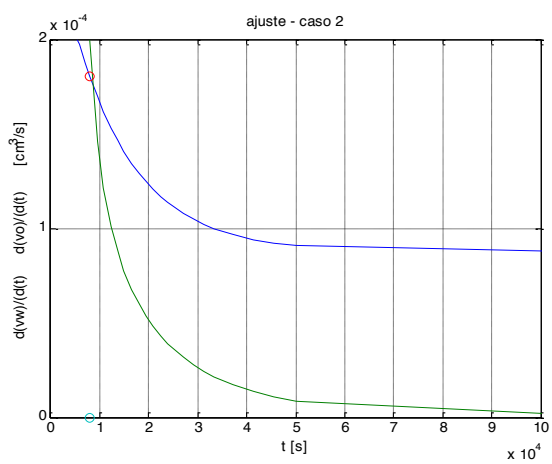
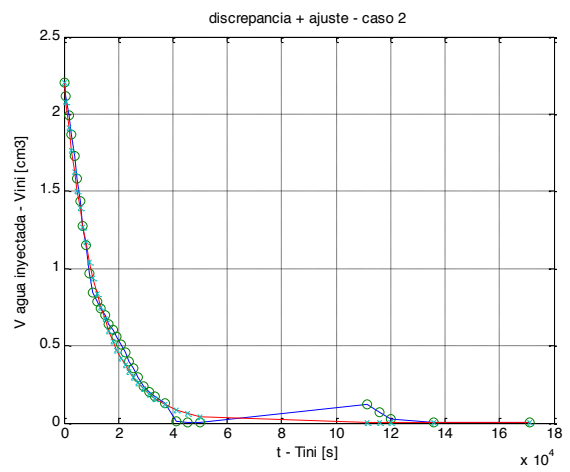
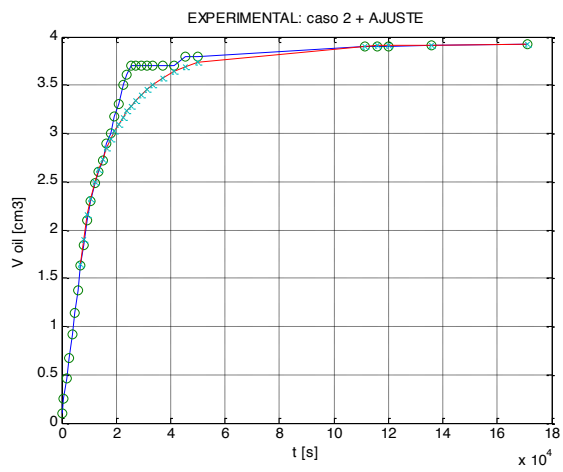
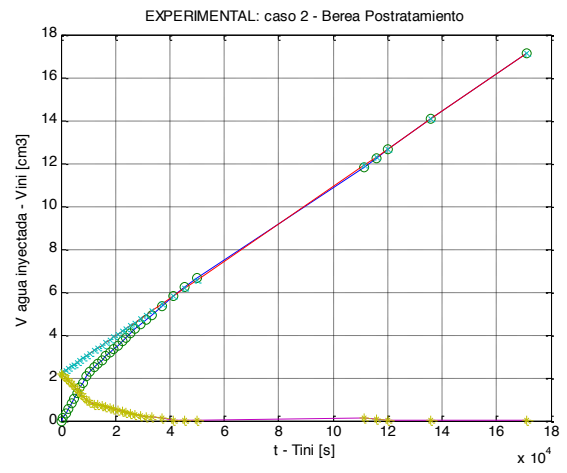
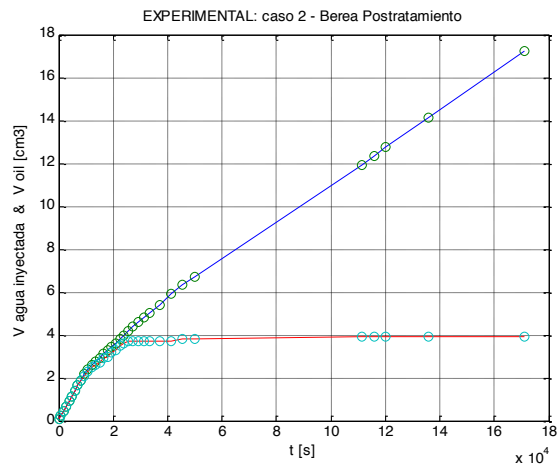


Fig. 13 - Caso 2, berea postratamiento.

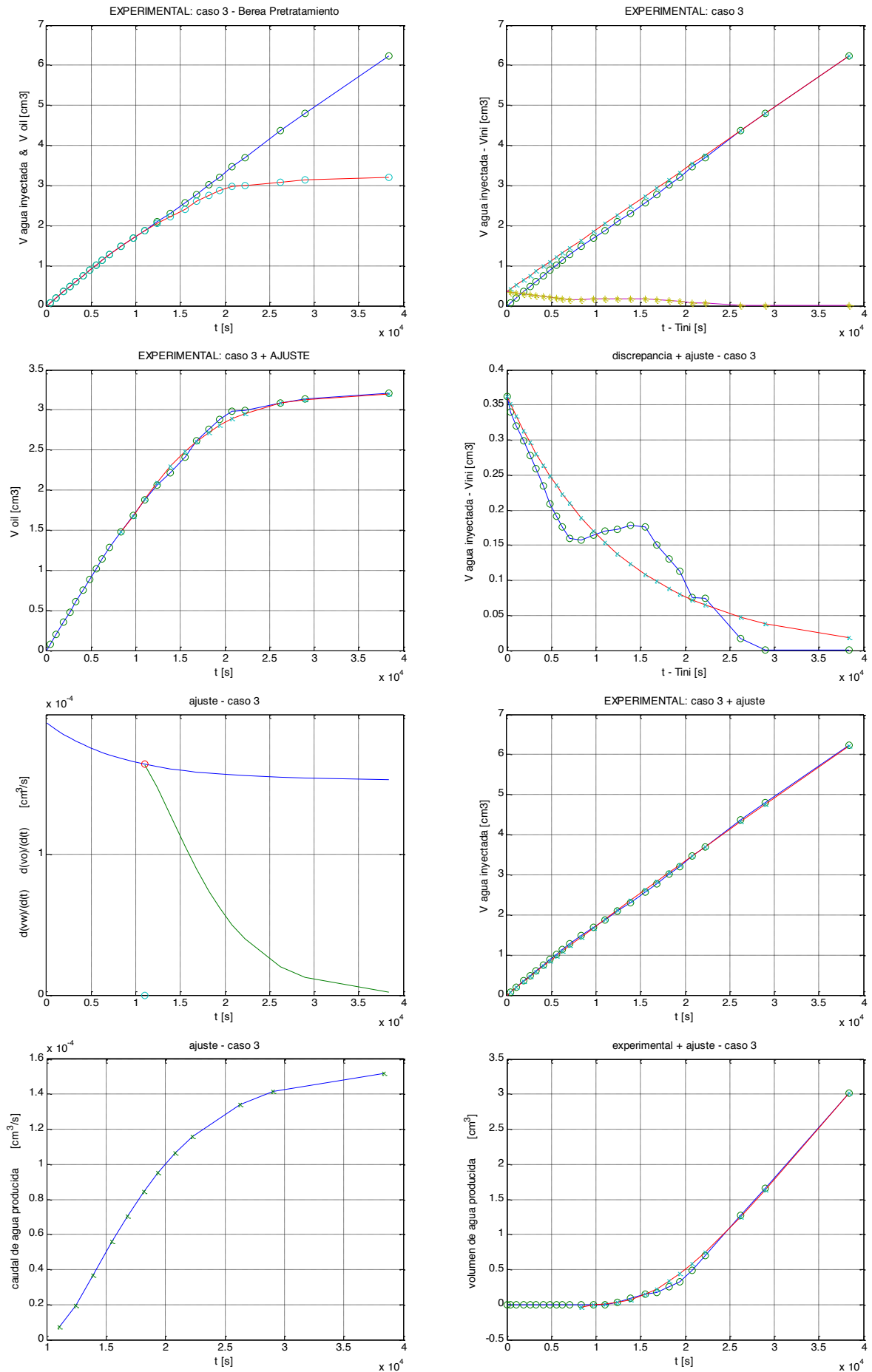


Fig. 14 - Caso 3, berea pretratamiento.

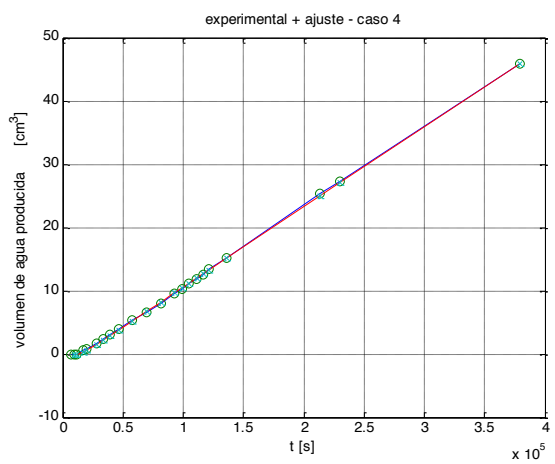
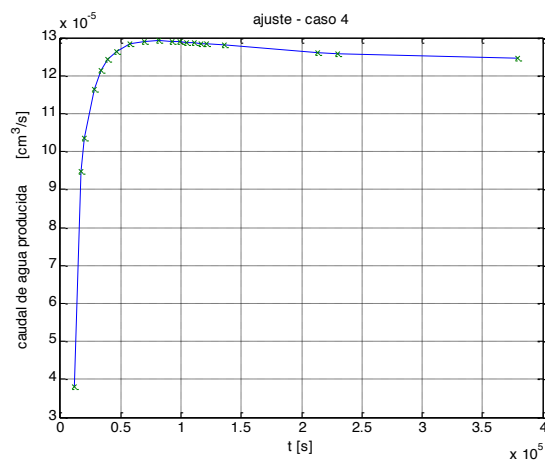
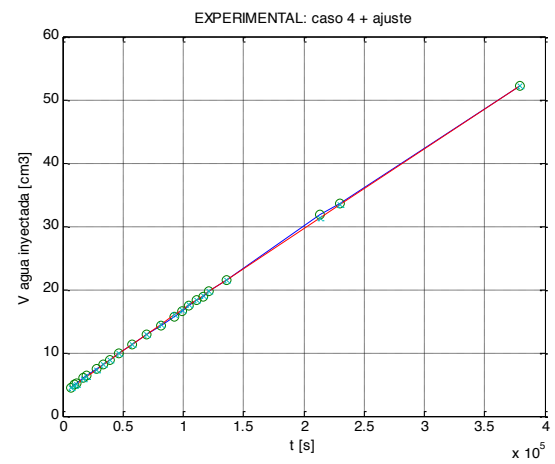
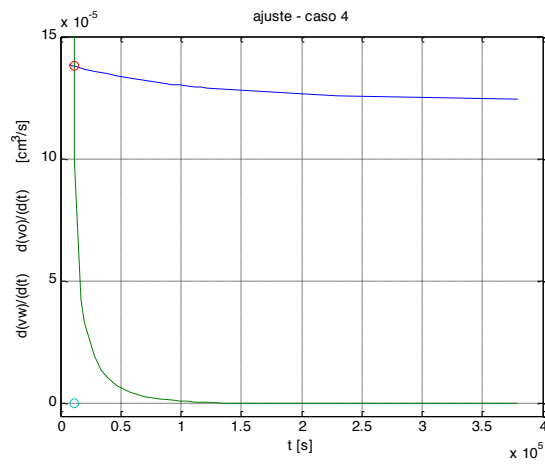
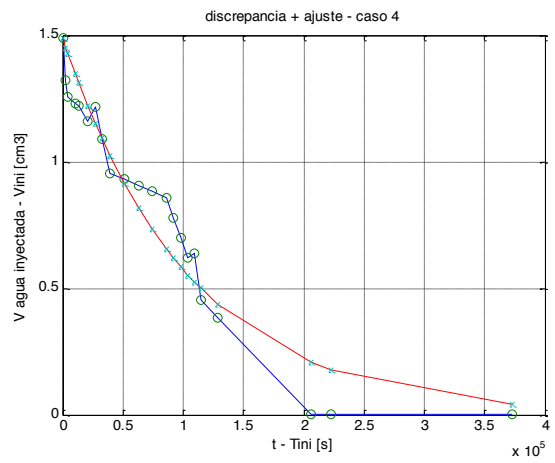
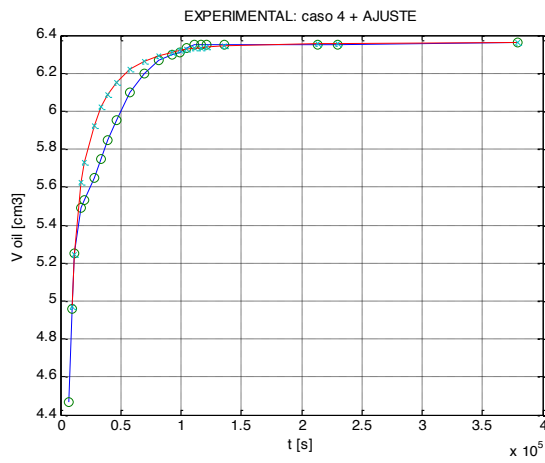
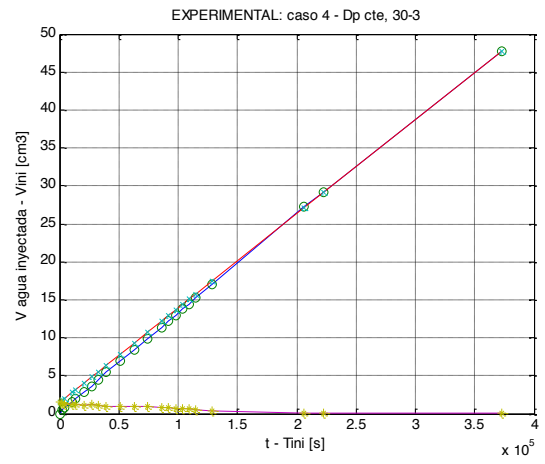
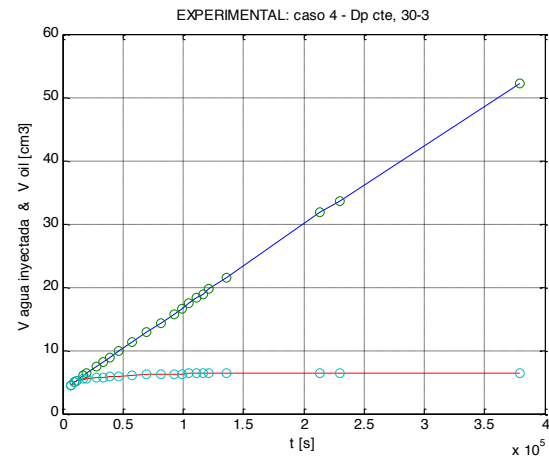


Fig. 15 - Caso 4, muestra 30-3.

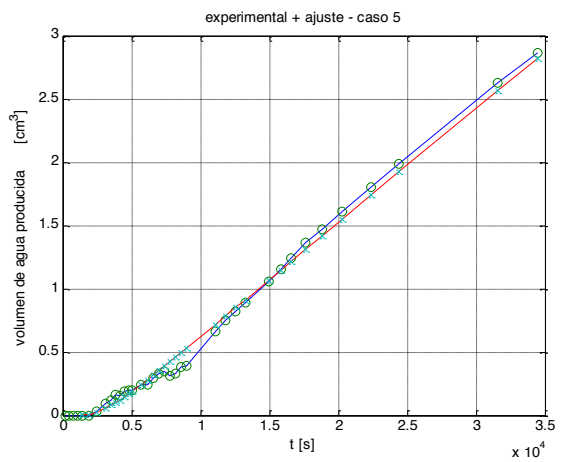
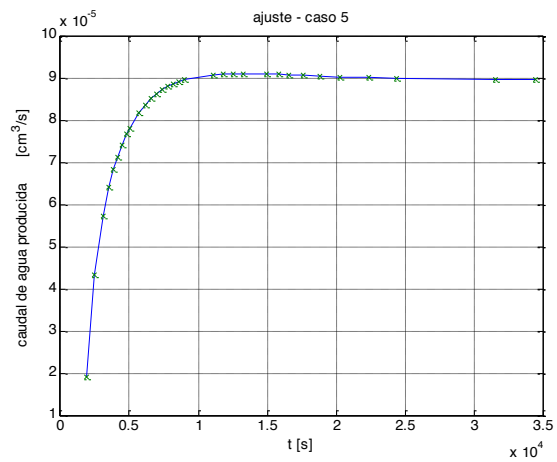
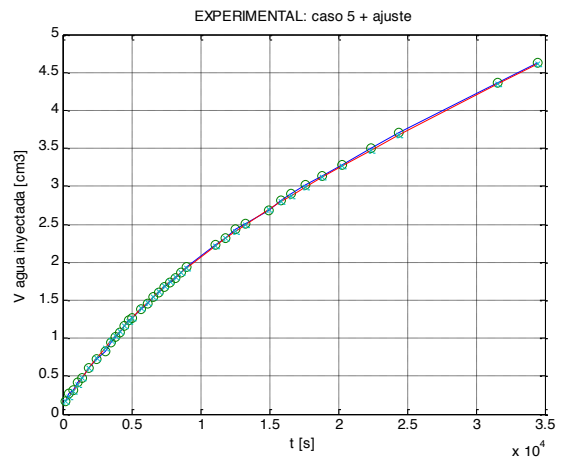
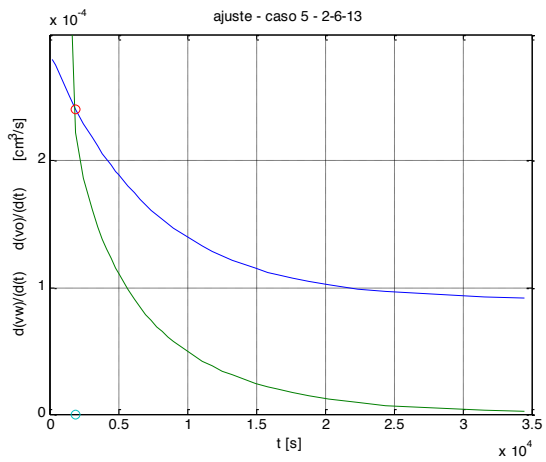
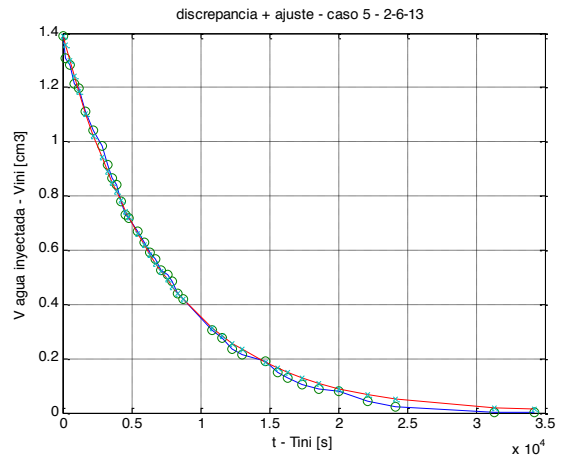
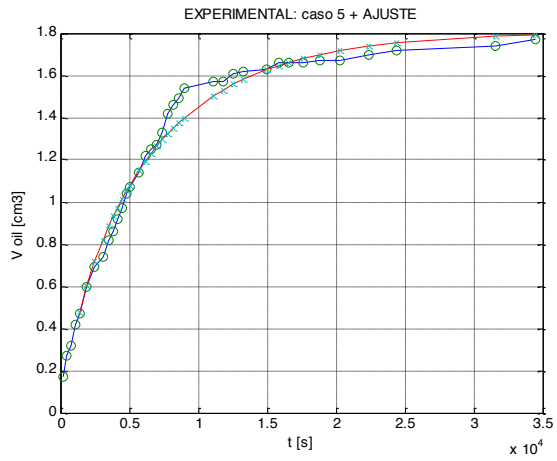
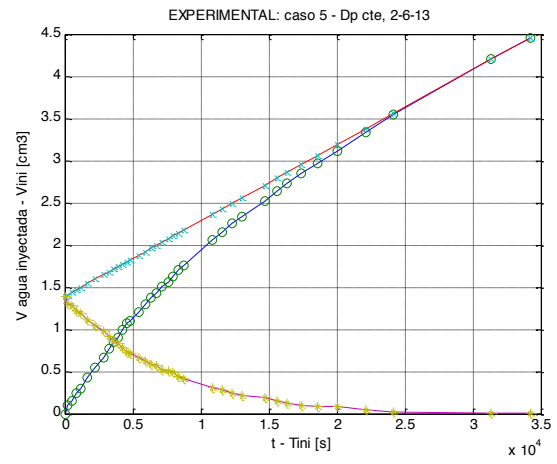
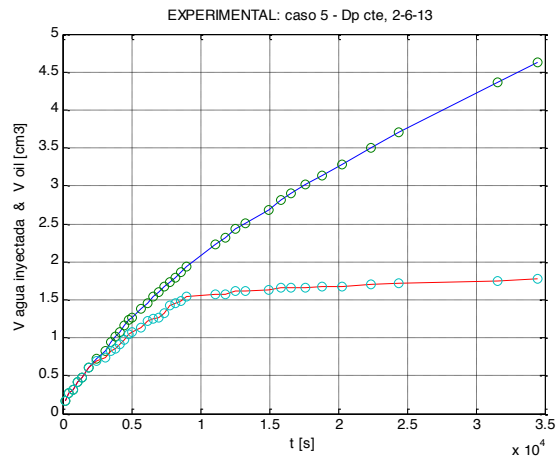


Fig. 16 - Caso 5, muestra 2-6-13.

Determinación de las Permeabilidades Relativas

Empleando las ecuaciones 1 y 2 con las constantes indicadas en la Tabla 2 se obtienen los ajustes de los volúmenes del agua inyectada y del petróleo producido. Determinadas estas expresiones para cada caso analizado, se encuentran los respectivos caudales y la derivada del caudal del agua inyectada. Utilizando estas expresiones se calculan las permeabilidades relativas al agua y al petróleo en función de la saturación de agua y la curva de flujo fraccional. El proceso descrito se presenta en la Tabla 3.

Las curvas resultantes de este procedimiento se presentan, para cada caso estudiado, en las Figs. 17 a 21 en dos escalas diferentes, a la izquierda en escala lineal y a la derecha en escala logarítmica.

Tabla 3

Tiempo	Vo_Pet	Vt_Tot	Qt	d^2V_i/dt^2	Qo	Sw _s	kro	krw	fw
s	cm ³	cm ³	cm ³ /s	cm ³ /s ²	cm ³ /s	frac	---	---	---
Exp.	Exp.	Exp.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.	Calc.

Exp. = Valor experimental - Calc. = Valor calculado

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.

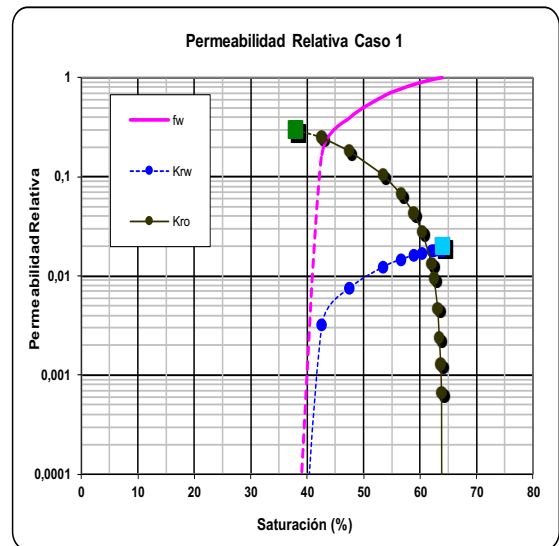
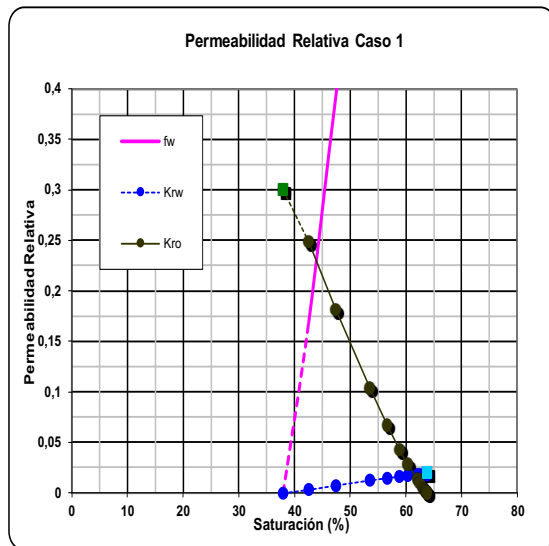


Fig. 17 - Caso 1, permeabilidades relativas muestra 1-1-1.

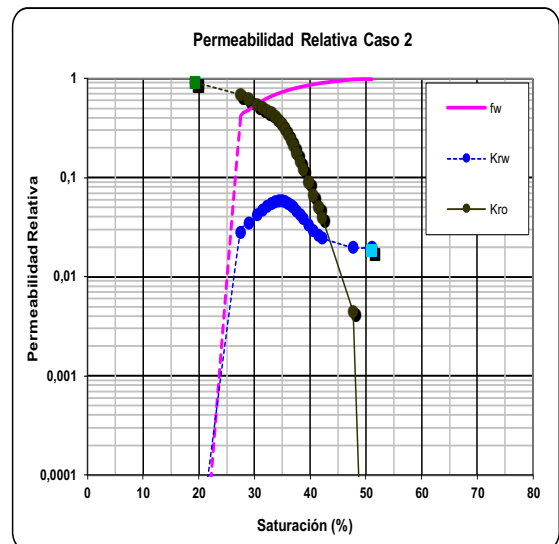
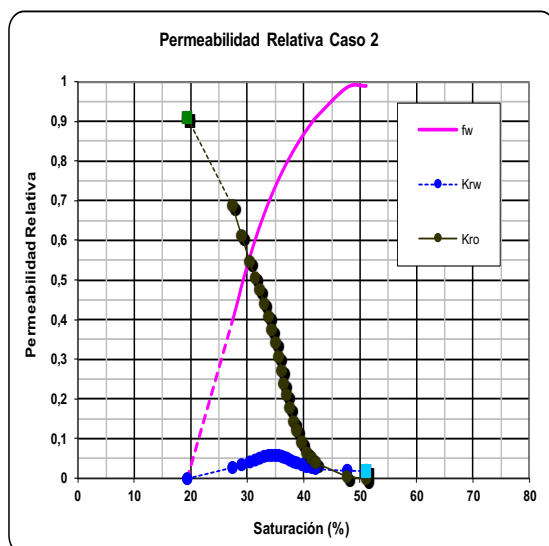


Fig. 18 - Caso 2, permeabilidades relativas berea postratamiento.

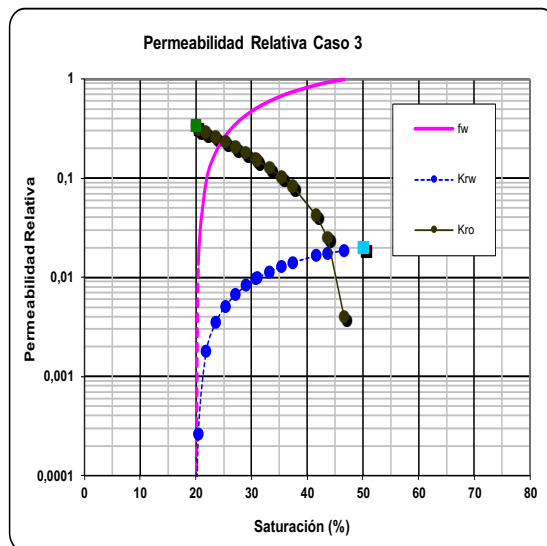
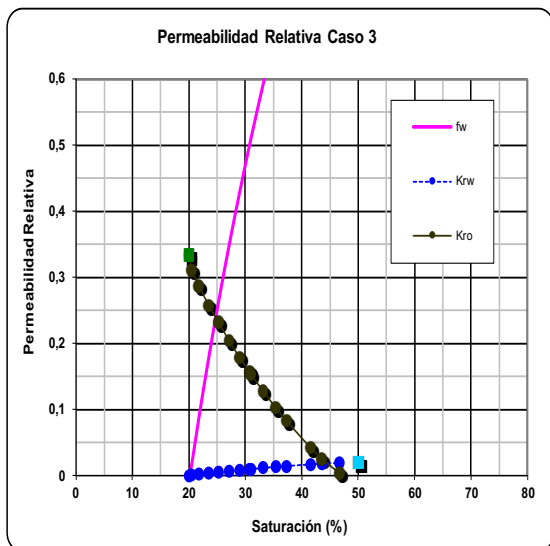


Fig. 19 - Caso 3, permeabilidades relativas berea pretratamiento.

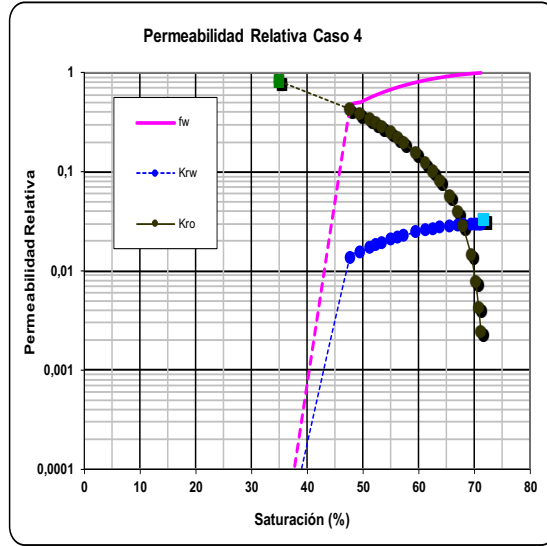
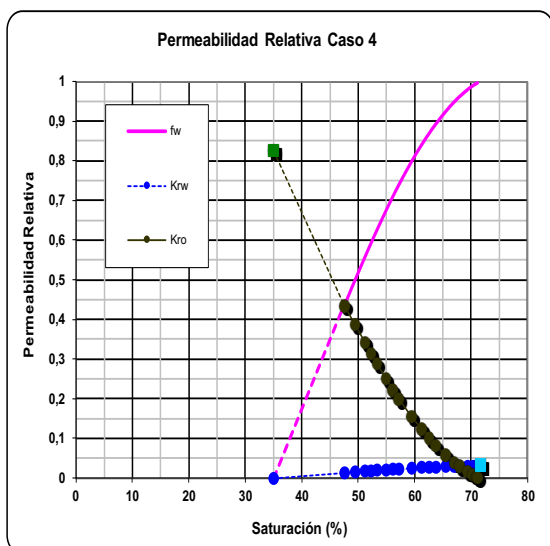


Fig. 20 - Caso 4, permeabilidades relativas muestra 30-3.

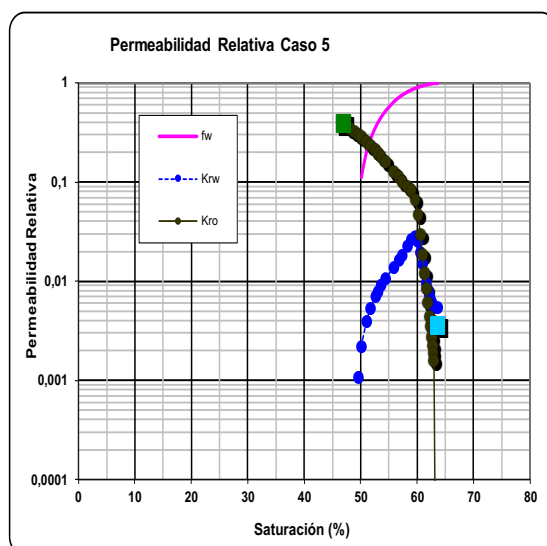
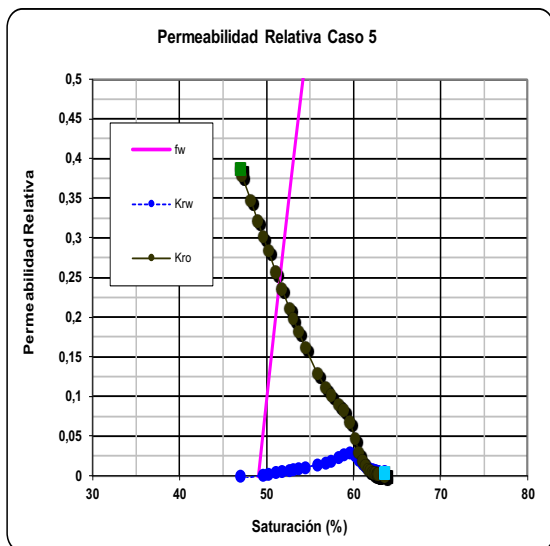


Fig. 21 - Caso 5, permeabilidades relativas muestra 2-6-13.

En las figuras 18 y 21 se ve el comportamiento “supuestamente anormal” de la permeabilidad relativa al agua, la cual en principio debería incrementarse al aumentar la saturación de la misma. Este comportamiento esperado no se verifica debido a algún daño producido en la muestra, situación que es considerada particularmente en el estudio desarrollado en este trabajo.

En el ensayo correspondiente a la berea postratamiento, Fig. 18, las permeabilidades relativas se midieron luego del tratamiento que modificaba la permeabilidad al agua en función del tiempo, disminuyendo ésta sin afectar la permeabilidad al petróleo. Este efecto se ve reflejado en la disminución de la permeabilidad al agua al aumentar la saturación de la misma, efecto esperado si ahora se considera que el caudal de agua inyectado disminuye siguiendo la forma general mostrada en la Fig. 6.

En la muestra 2-6-13, representada en la Fig. 21, se observa que se causa algún daño al aumentar la velocidad del agua, lo que se ve reflejado en la disminución de la permeabilidad relativa a ésta al aumentar su saturación. Este daño pudo deberse a movimientos de finos dentro de la muestra.

Conclusiones

En este trabajo se presenta una nueva metodología para el cálculo de las permeabilidades relativas agua petróleo por un método no estacionario a presión de flujo constante en muestras de rocas naturales y flujos no ideales.

Las ecuaciones a emplear para los ajustes de los datos experimentales, volumen de agua inyectada 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 dos, de fácil obtención en forma manual o por el método de mínimos cuadrados.

Sólo para casos especiales es necesario ajustar una tercer constante “B”, la cual se ajusta proponiendo restricciones al problema.

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.

Referencias

- Buckley, S.E., Leverett, M.C., 1942, “*Mechanism of Fluid Displacement in Sands*”, Trans. AIME, **146**, 107-116.
- Crotti, M. A., 2004, “*Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos*”, 1ª edición, Estudio Sigma S.R.L., Buenos Aires.
- González, E.L., 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, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), CD Trabajos Técnicos, p. 325-343, Mendoza, Argentina.
- Jones, S.C., Roszelle, W.O., 1978, “*Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments*”, SPE 6045, J. Pet Tech., p. 807-817, May 1978.
- Prado, R.A., González, E.L., 2018, “*Análisis de sensibilidad en la definición de funciones simples de ajuste para la determinación de la permeabilidad relativa en sistemas agua-petróleo*”; X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Pendrive Trabajos Técnicos 19 p., Mendoza, Argentina.
- 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.

Director del Departamento de Geología y Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue.

Jefe del Laboratorio CEPCom (Centro de Estudios Petrofísicos) en el mismo departamento.

Profesor Adjunto, Área Producción de Hidrocarburos.

Ricardo A. Prado

Ingeniero Aeronáutico, Universidad Nacional de La Plata.

Master of Science, Purdue University, EE.UU.

Doctor en Ingeniería, Universidad de Buenos Aires.

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