

**Título** Simulación de ensayos de desplazamiento Agua-Petróleo en una celda de laboratorio utilizando OpenFOAM

---

**Tipo de Producto** Ponencia completa

---

**Autores** Soledad Fioroni, Axel E. Larreteguy y Gabriela B. Savioli

---

**Publicado en:** MACI 2017, Comodoro Rivadavia.

**Código del Proyecto y Título del Proyecto**

---

D16T02 - Simulación de flujo multifásico con efectos geomecánicos para modelar procesos de fracturación hidráulica en reservorios no convencionales

---

**Responsable del Proyecto**

---

Soledad Fioroni

---

**Línea**

---

FC Fluidodinámica Computacional

---

**Área Temática**

---

MYS Modelado y Simulación Computacional (transversal)

---

**Fecha**

---

Mayo 2017

---

# SIMULACIÓN DE ENSAYOS DE DESPLAZAMIENTO AGUA-PETRÓLEO EN UNA CELDA DE LABORATORIO USANDO OPENFOAM<sup>®</sup>

Soledad Fioroni<sup>b</sup>, Gabriela B. Savioli<sup>†</sup> y Axel E. Larreteguy<sup>‡</sup>

<sup>b</sup>*Instituto de Tecnología, Fundación UADE - CONICET, Lima 775, C.A.B.A., Argentina, [sfioroni@uade.edu.ar](mailto:sfioroni@uade.edu.ar),  
[www.uade.edu.ar](http://www.uade.edu.ar)*

<sup>†</sup>*Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería, Instituto del Gas y del Petróleo, Av. Las Heras 2214 Piso 3,  
C.A.B.A., Argentina, [gsavioli@fi.uba.ar](mailto:gsavioli@fi.uba.ar)*

<sup>‡</sup>*Instituto de Tecnología, Fundación UADE, Lima 775, C.A.B.A., Argentina, [alarreteguy@uade.edu.ar](mailto:alarreteguy@uade.edu.ar),  
[www.uade.edu.ar](http://www.uade.edu.ar)*

**Resumen:** En el presente trabajo se aplicó el paquete *porousMultiphaseFoam* de OpenFOAM<sup>®</sup> para simular ensayos de laboratorio de flujo bifásico agua-petróleo. Este paquete utiliza el método IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation) para resolver las ecuaciones diferenciales que surgen combinando las ecuaciones de conservación de masa y de movimiento de Darcy de cada fase. Los resultados del programa se verifican comparándolos con los obtenidos por la solución analítica de Buckley-Leverett en un caso unidimensional. OpenFOAM<sup>®</sup> modela las curvas de permeabilidades relativas y presión capilar con las correlaciones de Brooks-Corey. Utilizando datos de laboratorio tomados de la bibliografía se realizó un análisis de sensibilidad sobre los parámetros que rigen dichos modelos ajustando las mediciones de producción obtenidas experimentalmente. Este trabajo constituye una primera etapa de la investigación en curso, cuyo objetivo futuro es la aplicación a datos de campo.

**Palabras clave:** drenaje, imbibición, OpenFOAM, flujo bifásico, IMPES

2000 AMS Subject Classification: 68U20 - 76S05

## 1. INTRODUCCIÓN

El paquete *porousMultiphaseFoam*[1] de OpenFOAM<sup>®</sup> trabaja con flujos bifásicos isotérmicos e incompresibles con efectos capilares en medios porosos. Para el estudio de reservorios isótropos, el solver *impesFoam* utiliza las ecuaciones de conservación de masa  $\left(\phi \frac{\partial S_i}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{v}_i = q_i\right)$  y de movimiento de Darcy  $\left(\mathbf{v}_i = -\frac{K k_{ri}}{\mu_i} \cdot (\nabla p_i - \rho_i \mathbf{g})\right)$  para cada fase ( $i = o$ : petróleo,  $i = w$ : agua), donde  $S_i$  y  $p_i$  son las saturaciones y presiones (incógnitas),  $k_{ri}$ ,  $\rho_i$ ,  $\mu_i$  y  $q_i$  las permeabilidades relativas, densidades, viscosidades y caudales másicos, y  $K$  y  $\phi$ , la permeabilidad absoluta y la porosidad de la roca, respectivamente. Las ecuaciones se llevan a un sistema presión-saturación y se las resuelve mediante el método numérico IMPES, contemplando dos modelos de presión capilar ( $p_c = p_o - p_w$ ) y permeabilidades relativas, el de Brooks-Corey[4] y el de Van Genuchten[5], cuyos parámetros presentan una equivalencia entre ellos [9].

En la sección 2 se verificará el uso del programa en un caso unidimensional, comparando sus resultados con la solución analítica de Buckley-Leverett [3]. Luego, en la sección 3, se utilizarán los datos experimentales de procesos de drenaje (desplazamiento de fase mojante por fase no mojante) e imbibición (desplazamiento de fase no mojante por fase mojante) obtenidos en una celda bidimensional de laboratorio [2] y se estimarán los parámetros de los modelos de permeabilidades relativas y capilaridad de Brooks-Corey que logren ajustar las mediciones.

## 2. COMPARACIÓN CON LA SOLUCIÓN DE BUCKLEY-LEVERETT

Se analizó el desplazamiento de petróleo por medio de inyección de agua en un testigo lineal de laboratorio (longitud  $L = 16$  cm y área transversal  $A = 3$  cm<sup>2</sup>). Para poder comparar los resultados con la solución analítica de Buckley-Leverett, se aplicaron las siguientes hipótesis simplificadoras: flujo bifásico incompresible, unidimensional, horizontal (sin efectos gravitatorios), medio homogéneo, isotérmico y mojable al

agua. Se despreciaron la compresibilidad de la roca y la presión capilar. Además, se recurrió al modelo de permeabilidades relativas de Brooks-Corey[4]:

$$k_{rw} = k_{rw}^* \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w}, \quad k_{ro} = k_{ro}^* \left( \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_o}$$

donde los parámetros  $k_{ri}^*$  y  $n_i$  son la permeabilidad máxima y la curvatura. Notar que estos modelos utilizan una saturación normalizada de cada fase que relaciona los valores de  $S_i$  con la saturación de agua connata  $S_{wc}$  (mínima saturación de agua) y de petróleo residual  $S_{or}$  (mínima saturación de petróleo). Cabe destacar que el paquete *porousMultiphaseFoam* aplica la misma curvatura para ambas permeabilidades relativas.

$k_{rw}^*$	0,3	$\mu_w$	1 cp	$S_{wc}$	0,25
$k_{ro}^*$	0,9	$\mu_o$	10 cp	$S_{or}$	0,20
$n_w$	2	$\rho_w$	1 g/cm <sup>3</sup>	$q_{iny}$	0,003 cm <sup>3</sup> /s
$n_o$	2	$\rho_o$	0,8 g/cm <sup>3</sup>	$K$	400 mD

Tabla 1: Propiedades de la roca y de los fluidos

Los datos utilizados se muestran en la Tabla 1. Considerando un reservorio de porosidad  $\phi = 28\%$  con una grilla de 400 celdas, se inyecta agua por el extremo izquierdo y se analiza el avance del frente de agua en diferentes tiempos. Según la solución analítica, se puede calcular la distribución de la saturación de agua a lo largo del reservorio de acuerdo a la siguiente expresión:

$$x_D|_{S_w} = t_D \left[ \frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_w}$$

donde  $f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{\mu_o k_{rw}}}$  es el flujo fraccional de agua,  $t_D = \frac{q_{iny} t}{AL\phi}$  los volúmenes porales de agua inyectados (tiempo adimensional [6]), y  $x_D = \frac{x}{L}$  la longitud adimensional.

En la Figura 1 se muestran los perfiles de saturación de agua ( $S_w$  vs.  $x_D$ ) para tres tiempos adimensionales diferentes:  $t_D = 0,1; 0,2; 0,4$ . Comparando la solución analítica con los resultados de OpenFOAM<sup>®</sup> se observa cómo el frente de agua avanza a medida que transcurre el tiempo (con una saturación en el frente  $S_{wf} = 0,514$ ) hasta que irrumpe en la salida del testigo a  $t_D = 0,357$ . Este tiempo se conoce como tiempo de breakthrough. En la Figura 1 se puede observar una gran similitud entre la solución analítica y la de OpenFOAM<sup>®</sup>, aunque esta última evidencia un pequeño adelanto en el frente de agua.

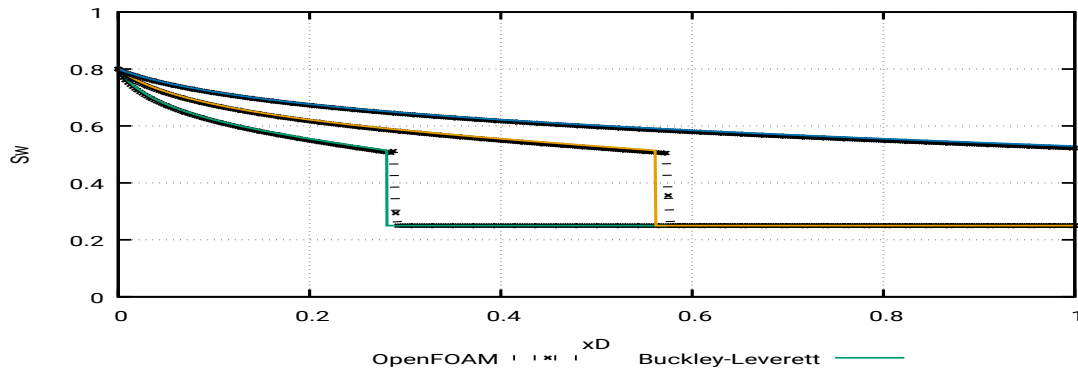


Figura 1: Distribución de saturaciones para  $t_D = 0,1; 0,2; 0,4$

### 3. CELDA DE LABORATORIO

Las experiencias realizadas en [2] se basaron en representar procesos de drenaje e imbibición en una celda bidimensional de laboratorio (20 cm x 20 cm x 1 cm) rellena con canicas de vidrio para asemejar un medio poroso de  $\phi = 40\%$ , mojable al agua. Se considera que la celda representa un cuarto de un esquema de inyección de cinco puntos invertido, con un pozo inyector en un vértice y un productor en el opuesto. Se definió una grilla cuadrangular estructurada de lado no mayor a  $4 \cdot 10^{-3}$  cm, y del mismo espesor que la celda. Los datos utilizados se muestran en la Tabla 2.

$\rho_w$	1 g/cm <sup>3</sup>	$\mu_w$	1 cp	Drenaje		Imbibición	
$\rho_o$	0,77 g/cm <sup>3</sup>	$\mu_o$	1,4 cp	$S_{wc}$	0,20	$S_{wc}$	0,20
$q_{iny}$	5 ml/min	$K$	160 D	$S_{or}$	0	$S_{or}$	0,05

Tabla 2: Propiedades de la celda y de los fluidos

Utilizando nuevamente el modelo de Brooks-Corey, se definió también la presión capilar  $P_c = p_{c0}(S_w)^{-\alpha}$ , con  $p_{c0}$  presión capilar de entrada y  $\alpha$  el índice de distribución de tamaño poral. Para el proceso de drenaje,  $p_{c0}$  se obtuvo a partir de plantear un equilibrio entre las fuerzas capilares y las gravitatorias [7], mientras que para el de imbibición se utilizó el valor de  $P_c$  de drenaje para  $S_w = S_{wc}$  [8]. Por otro lado,  $\alpha$  se calculó a través de una analogía del modelo con el de Corey-Burdine [8], donde se lo relaciona con el exponente  $n$  de las curvas de permeabilidades relativas. Por lo tanto, los parámetros a determinar se redujeron a  $k_{rw}^*$ ,  $k_{ro}^*$  y  $n$ . Como la celda es mojable al agua, se variaron valores entre 0,1 y 0,4 para  $k_{rw}^*$ , 0,6 a 0,95 para  $k_{ro}^*$  y 1 a 4 para  $n$ . Los valores de  $n = 2,16$  y  $n = 2,81$  se toman como referencia de [10].

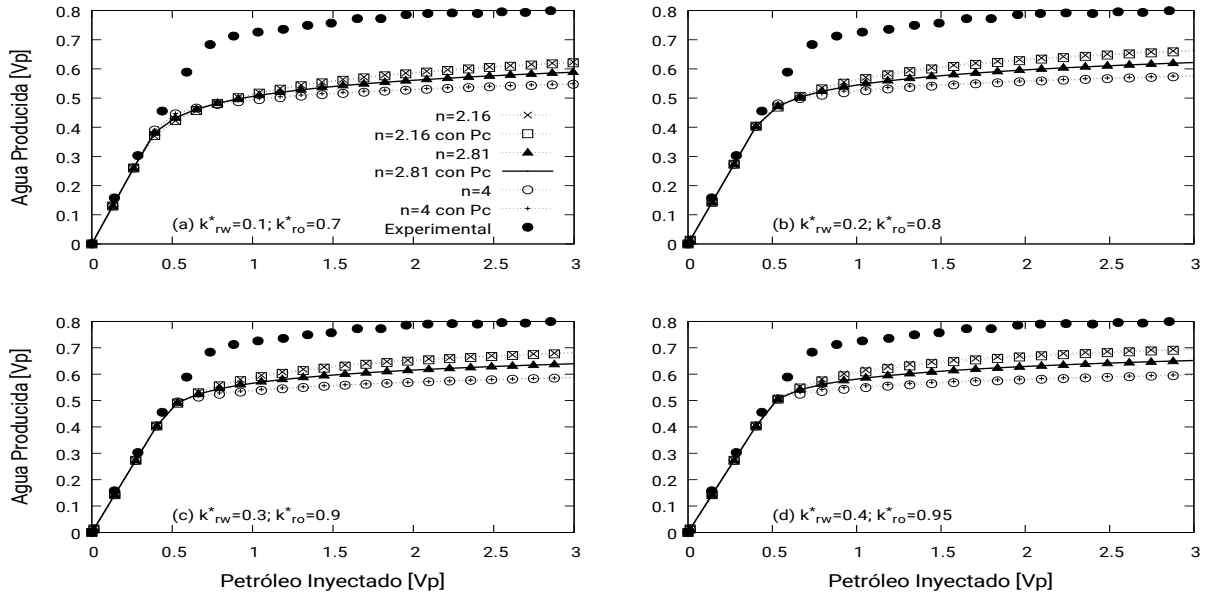


Figura 2: Producción acumulada para diferentes valores de  $k_{rw}^*$ ,  $k_{ro}^*$  y  $n$

En la Figura 2 se muestran la producción acumulada de agua (fase mojante) expresada en volúmenes porales, en función de los volúmenes porales de petróleo inyectado (fase no mojante). En este proceso de drenaje se puede apreciar, para diferentes combinaciones de  $k_{rw}^*$  y  $k_{ro}^*$ , la influencia que tiene el exponente  $n$  cuando se consideran o se desestiman los efectos capilares. Para valores de  $n \leq 1,3$  se encontró que el programa intentaba ingresar a cada bloque de la grilla un volumen de fluido mayor al de su propia capacidad, produciendo así inestabilidades en las soluciones. Para valores de  $n > 1,3$  se observa que cuanto menor es el exponente, más se ajusta a las mediciones. De esta manera, se buscó el menor valor de  $n$  para el cual no se produjeran inestabilidades y se variaron los otros parámetros hasta obtener la mejor aproximación. Por

otro lado, como se observa que la influencia de la capilaridad es mínima, se la desestimó en todos los casos.

En las Figuras 3(a) y 3(b) se muestran las curvas de producción acumulada correspondientes a los procesos de imbibición y drenaje, respectivamente, en donde se las compara con los resultados experimentales y en el caso de la imbibición, además, con una simulación en el programa comercial ECLIPSE® [10]. Los parámetros que mejor ajustan ambas curvas resultan ser  $k_{rw}^* = 0,4$ ,  $k_{ro}^* = 0,6$  y  $n = 1,35$ .

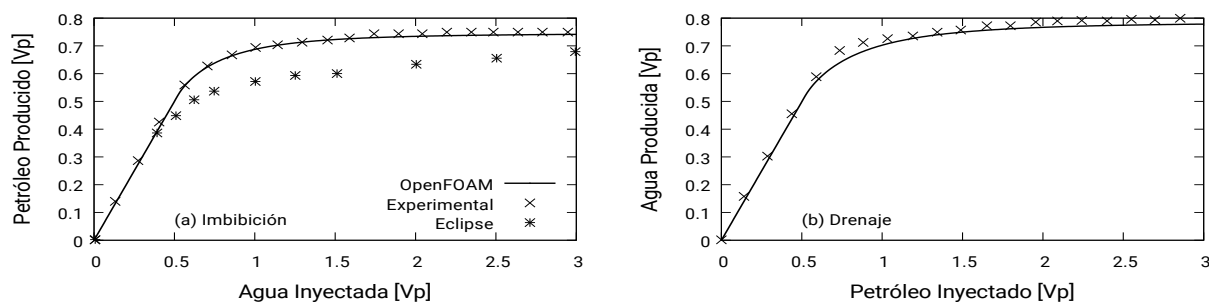


Figura 3: Aproximaciones para  $k_{rw}^* = 0,4$ ;  $k_{ro}^* = 0,6$  y  $n = 1,35$

#### 4. CONCLUSIONES

Se verificó la capacidad del paquete *porousMultiphaseFoam* de OpenFOAM® para simular el flujo bifásico agua-petróleo en medios porosos isotrópicos, comparando su comportamiento con la solución analítica de Buckley-Leverett, y su capacidad de ajuste con mediciones de laboratorio. Esto constituye una primera etapa de un trabajo cuyo objetivo es aplicar OpenFOAM® para simular reservorios no convencionales.

#### AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Fundación UADE y a CONICET por solventar esta investigación (ACyT D16T02).

#### REFERENCIAS

- [1] P. HORGUE, C. SOULAIN, J. FRANC, R. GUIBERT, AND G. DEBENEST (2015), *An open-source toolbox for multiphase flow in porous media*. Computer Physics Communications, 187, 217-226.
- [2] N. O. AL-MARHOON, J. N. CARTER, C. A. GRATTONI, AND R. A. DAWE (1999), *Effects of permeability contrast in the near wellbore flow patterns-comparison between experimental and numerical studies*. In SPE Middle East oil show & conference (pp. 751-763).
- [3] S. E. BUCKLEY, M. LEVERETT (1942). *Mechanism of fluid displacement in sands*. Transactions of the AIME, 146(01), 107-116.
- [4] R. H. BROOKS, AND A. T. COREY (1964). *Hydraulic properties of porous media and their relation to drainage design*. Transactions of the ASAE, 7(1), 26-0028.
- [5] M. T. VAN GENUCHTEN (1980). *A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils*. Soil science society of America journal, 44(5), 892-898.
- [6] DON W GREEN, G. P. WILLHITE, AND SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (U.S.) (1998), *Enhanced oil recovery*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Tex
- [7] J. A. LARSEN, T. THORSEN, AND G. HAASKJOLD (2000), *Capillary Transition Zones from a Core Analysis Perspective*, paper SCA, 20, 2000.
- [8] S. M. SKJAEVELAND, L. M. SIQVELAND, A. KJOSAVIK, W. L. HAMMERVOLD, AND G. A. VIRNOVSKY (1998, JANUARY), *Capillary pressure correlation for mixed-wet reservoirs*. In SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [9] H. J. MORELSEYTOUX, P. D. MEYER, M. NACHABE, J. TOURNA, M. V. GENUCHTEN, AND R. J. LENHARD (1996), *Parameter equivalence for the BrooksCorey and van Genuchten soil characteristics: Preserving the effective capillary drive*, Water Resources Research, 32(5), 1251-1258.
- [10] M. DE LOS A. MORELLI, M. L. FUSARI, AND G. B. SAVIOLI (2006), *Simulador bifásico bidimensional del desplazamiento de petróleo por agua*, Mecánica Computacional, 25, 2633-2647.