



SIMULACIÓN EN LÍNEAS DE FLUJO CON CURVAS DE PRODUCTIVIDAD ESPECÍFICA



Autores: **Marcelo A. Crotti**, INLAB S.A.; **Mirta Galacho**, MG&A Oil & Gas y **Pablo A. Vázquez**, MG&A Oil & Gas.

Este artículo fue preparado para su presentación en el Congreso de Producción 2006 efectuado entre el 19 y 22 de Septiembre de 2006 en la ciudad de Mendoza, Provincia de Mendoza, República Argentina.

ABSTRACT

Se presentan los resultados de una Simulación Numérica Dinámica en Líneas de Flujo, realizada mediante el empleo de Curvas de Productividad Específica (CPE), cuya definición y uso fueron desarrollados en un libro de reciente publicación^[1]. Este estudio se llevó a cabo sobre datos de laboratorio correspondientes a un ensayo de desplazamiento lineal de petróleo por agua y se comparan los resultados obtenidos con los del tratamiento convencional mediante curvas de permeabilidad relativa (CPR)

Las CPE describen la relación entre la saturación de agua promedio y los caudales de las fases producidas en la cara de salida de un bloque de tamaño finito. En una simulación de flujo multifásico estas curvas han permitido reproducir resultados de manera más realista y físicamente más consistentes, respecto a las curvas clásicas de permeabilidad relativa (CPR), las cuales describen la relación entre la saturación de agua puntual y la capacidad de conducción de las fases móviles.

Desde un punto de vista físico, las CPE son diferentes para cada celda y se calculan en base a desarrollos teóricos recientes que se detallan en la referencia bibliográfica mencionada^[1].

Los resultados de la Simulación Numérica en Líneas de Flujo, para diferente número de celdas en los que se discretizó el sistema, mostraron concordancias adecuadas con los datos de laboratorio, incluso para el caso de una sola celda entre productor e inyector.

Las CPE no representan un nuevo tipo de pseudocurvas de permeabilidad relativa sino que indican una nueva relación funcional entre las variables de interés desde el punto de vista de la Ingeniería de Reservorios.

Finalmente, en el presente trabajo, también se introduce la aplicación de las CPE para geometrías de flujo más complejas para su análisis y discusión.

INTRODUCCIÓN

Históricamente se utilizan las curvas de permeabilidad relativa (CPR) para describir todo tipo de flujo multifásico en medios porosos. Sin embargo, tanto teórica como experimentalmente, las CPR que se obtienen en el laboratorio, sólo cuantifican la capacidad de conducir fluidos, en medios porosos homogéneos, en desplazamientos inmiscibles, dominados por fuerzas viscosas.

Los resultados experimentales se presentan en función de la saturación de fluidos en cualquier punto del sistema en estudio.

En otras palabras, las CPR muestran la capacidad de conducir fluidos, en cualquier punto del medio poroso (asumido como homogéneo), cuando el desplazamiento no se origina por la acción de

fuerzas capilares y/o gravitatorias. En estas condiciones, para su empleo, sólo es necesario conocer la saturación de fluidos en cada punto en estudio.

Los resultados experimentales, correctamente procesados, se presentan en un rango de saturaciones puntuales que no incluye valores entre la saturación de agua irreductible y la saturación de agua al momento de arribo del fluido desplazante a la cara de producción (“Breakthrough” o irrupción del frente de saturaciones). La falta de valores experimentales en dicho rango de saturaciones, obedece a que esas saturaciones no son accesibles durante el experimento. En la práctica, las CPR provenientes de un ensayo de laboratorio se completan en línea punteada (por interpolación lineal o mediante ajustes numéricos más o menos complejos), entre el punto extremo de la saturación de agua irreductible y la saturación en el momento del “Breakthrough” (ver Fig. 1).

Por otra parte, las variables a las que tiene acceso el reservorista, son: saturaciones promedio (generalmente a través de balances de materiales a nivel de reservorio, bloque o celda de simulación) y caudales de inyección y producción en puntos determinados del sistema en estudio (pozos, superficie de contacto entre celdas., etc).

Dicho de otra forma, para las aplicaciones reales de la Ingeniería de Reservorios no resulta de aplicación directa describir la capacidad de conducción de fluidos en un punto como función de la saturación en el mismo punto. Lo que se necesita, para caracterizar el comportamiento de un sistema poroso real (un reservorio, un bloque o cualquier celda finita), es la capacidad de producir fluidos, en función de la saturación promedio de dicho sistema.

Una vez verificado que las CPR no modelan las variables de interés, en la bibliografía citada^[1] se identifican las curvas asociadas a la representación de esas variables con la denominación de curvas de productividad específica (CPE).

La diferencia entre ambas curvas puede resumirse en las siguientes expresiones:

- Las CPR modelan la capacidad de conducir fluidos en cada punto del sistema en función de la saturación en dicho punto cuando sólo actúan fuerzas viscosas sobre los fluidos.
- Las CPE modelan la capacidad de producir fluidos, por cualquier extremo, en función de la saturación media del bloque o celda en estudio, bajo la acción de fuerzas viscosas, capilares y/o gravitatorias.

En este trabajo se analiza críticamente la capacidad de ambos juegos de curvas para reproducir el comportamiento de los sistemas reales.

DESARROLLO EXPERIMENTAL

A continuación se presenta en detalle un típico desplazamiento agua/petróleo en laboratorio donde se registra la producción de fluidos a lo largo del tiempo. En este ensayo se inyecta agua, a presión constante, sobre uno de los extremos de un “plug” que, al inicio de la experiencia, posee petróleo móvil en condiciones de agua irreductible.

En líneas generales este ensayo se encuadra dentro de la metodología de medición conocida como “desplazamiento lineal, no estacionario a presión constante”.

En la Fig. 2 se muestra la disposición experimental típica de un ensayo de desplazamiento agua/petróleo para un caso como el mencionado en los párrafos previos.

En la Tabla 1 se detallan las propiedades de la muestra y de los fluidos empleados, mientras que en la Tabla 2 se presentan las condiciones de desplazamiento.

En la Fig. 3 se pueden observar los datos directos del ensayo planteado, aunque para los cálculos de las curvas CPE o CPR se emplean los caudales de las diferentes fases en función del tiempo o de la saturación de los fluidos en el medio poroso.

Cabe mencionar que los caudales de las diferentes fases se obtienen mediante cálculos (derivadas o cocientes incrementales), luego de ajustar los datos experimentales. A su vez, si se grafican ambas curvas sobre una misma escala durante los primeros instantes del ensayo se puede apreciar (Fig. 4) que la curva de inyección no presenta cambios abruptos, a diferencia de la curva de petróleo que claramente modifica su tendencia en un determinado momento. Este cambio o quiebre de la curva de petróleo, a los 340 s en este ensayo particular, está asociado a la llegada del frente de agua a la cara de salida de la muestra (“Breakthrough Time”).

La Tabla 3 se muestra los resultados del ajuste numérico utilizado para calcular los caudales de los fluidos producidos, tanto así como la relación entre los mismos (Corte de Agua).

Con el objeto de analizar los datos del ensayo más claramente, en las Fig. 5 y Fig. 6 se presentan respectivamente el caudal de petróleo y el corte de agua en función del tiempo.

DETERMINACIÓN DE LAS CPR y CPE

En base a los datos experimentales obtenidos del ensayo no estacionario se determinaron las curvas de permeabilidad relativa (CPR) mediante la resolución numérica de un sistema de ecuaciones que involucra derivadas primeras y segundas del volumen de fluido producido respecto del tiempo^[2; 3 y 4].

Las CPR resultantes se muestran en la Fig. 1.

Por otro lado, para determinar las CPE de este ensayo para el caso de una sola celda se plantea la Ley de Darcy para cada fase, pero en vez de utilizar las permeabilidades efectivas de cada fluido se escriben las productividades efectivas (P_w y P_o), que a efectos dimensionales, poseen las mismas unidades que las primeras.

Para un desplazamiento lineal adoptan la forma:

$$P_w = Q_w * \mu_w * L / (A * \Delta P)$$

$$P_o = Q_o * \mu_o * L / (A * \Delta P)$$

Donde,

- Q = Caudal de agua
- μ = Viscosidad del agua
- $_w$ = Agua ; $_o$ = Petróleo
- L = Longitud del sistema
- A = Área del sistema
- ΔP = Diferencia de presión aplicada

Al igual que para el caso de las permeabilidades efectivas, las productividades efectivas se normalizan con la productividad absoluta, la cual se toma igual a la permeabilidad absoluta al líquido (agua en este caso). Esta igualdad es el resultado de la equivalencia entre conducción y producción cuando sólo circula una fase incompresible por el sistema poral.

Por lo tanto, las productividades específicas (productividades efectivas normalizadas) de cada fluido

se escriben como:

$$P_{ew} = Q_w * \mu_w * L / (K_{abs} * A * \Delta P)$$

$$P_{eo} = Q_o * \mu_o * L / (K_{abs} * A * \Delta P)$$

A través del cálculo directo de las productividades específicas para cada fluido se aprecia que las CPR son un concepto de aplicación para el interior del medio poroso (conducción de fluidos), mientras que las CPE se asocian a caudales de producción de fluidos en la cara de salida (producción) del medio poroso. En la Tabla 4 se presentan los datos de las CPE obtenidas para mencionado ensayo en el caso de una sola celda.

En la Fig. 7 se presentan las CPE calculadas en la Tabla 4. Cabe destacar que la CPE del petróleo, a diferencia de la CPR respectiva, crece en forma monótona desde la saturación de agua irreductible hasta el punto del “Breakthrough” donde sufre un cambio de tendencia abrupto. El aumento inicial obedece a que, en el interior de la muestra, se está reemplazando el petróleo de 18 cp por agua de 1 cp, con lo cual, resulta razonable que la mayor movilidad del fluido inyectado origine un mayor caudal de producción. Por otro lado, la CPE del agua es nula desde el punto extremo irreductible hasta el “Breakthrough”.

Las CPE poseen los mismos puntos extremos que las CPR pero, a diferencia de estas últimas, se calculan en función de la saturación de agua promedio que resulta mayor a la saturación de agua puntual en la cara de salida. Por otro lado, luego de alcanzado el Breakthrough ambas curvas poseen tendencias monótonas similares, tal como se puede observar en la Fig. 8.

AJUSTE DE LOS DATOS EXPERIMENTALES CON UN SIMULADOR NUMÉRICO

Se han realizado diversos esfuerzos para ajustar el comportamiento productivo de ensayos de laboratorio mediante Simulación Numérica Dinámica utilizando las CPR, llegando a la conclusión que las curvas obtenidas por los procedimientos descritos no logran reproducir los resultados experimentales a menos que no se “promedien” o modifiquen para lograr dicho objetivo^[5]. En esta línea, se han llevado a cabo numerosos esfuerzos para lograr pseudocurvas de permeabilidad relativa que sean capaces de representar los procesos o fenómenos físicos involucrados a escala de reservorio. En la mayoría de los casos se proponen diferentes clases de promedios sobre las CPR que alteran de manera significativa la forma original de las curvas^[6; 7; 8 y 9].

Mediante el presente trabajo se propone las CPE como un juego de curvas que, a diferencia de las CPR, representan correctamente los fenómenos físicos que se pretenden modelar mediante la simulación numérica. Las CPE no son pseudofunciones obtenidas a partir de las CPR.

Para la aplicación y comparación de los resultados del ensayo a partir del uso de las CPR y de las CPE se decidió utilizar un Simulador Numérico en Líneas de Flujo que resulta adecuado para representar un fenómeno de desplazamiento con geometría de flujo lineal, para el caso de fluidos incompresibles. Particularmente, se utilizó el software 3DSL de Streamsim para efectuar los cálculos en modo incompresible para un fluido de tipo “petróleo muerto” (sin gas disuelto) y sin acción gravitatoria ni de fuerzas capilares^[10].

Para la modelización del ensayo se escogieron diferentes discretizaciones espaciales con el objeto de analizar la dependencia de los resultados con el número de celdas. Particularmente, se utilizó una celda de volumen poral despreciable y permeabilidad muy alta para modelar cada pozo (el inyector y el productor). Esta celda sólo transmitía o admitía fluido por una de sus caras. Luego, el núcleo o medio poroso se modeló con 1; 2; 3 y 6 celdas que transmitían fluidos por ambas caras y que poseían volúmenes porales iguales, cuya suma total coincidía con el volumen poral de la muestra.

En referencia a la discretización temporal, en un Simulador Numérico en Líneas de Flujo la amplitud de los pasos temporales no está condicionada por el tamaño de las celdas, con lo cual se adoptaron los valores de los intervalos de tiempo del ensayo para la preparación del archivo de producción/inyección. Sobre el pozo inyector se impuso la condición de caudal de inyección constante, mientras que sobre el pozo productor sólo se impuso un valor de presión dinámica constante que refleja el valor de la diferencia de presión constante impuesta en el ensayo. En la Fig. 9 se esquematiza la grilla unidimensional planteada para los diferentes casos con diversos números de celdas para el representar el medio poroso.

Para ajustar los datos del ensayo se introdujeron las curvas mencionadas para distintos números de celdas, observándose el caudal de petróleo en función del tiempo y el corte de agua (f_w) en función del petróleo acumulado como fracción del volumen poral (factor de recuperación).

En primer lugar se plantearon los casos de 1; 2; 3 y 6 celdas con un mismo juego de CPR cuyos resultados se muestran en las Figs. 10 y 11.

Del análisis tradicional de estas figuras parecería que al aumentar el número de celdas se lograría cada vez un mejor ajuste, sin embargo, no se logra en ninguno de los casos un cambio abrupto o quiebre en la producción de petróleo al momento del Breakthrough, lo cual obedece a que para las CPR se empleó una interpolación lineal para describir las zonas de saturación de agua no accesibles durante el ensayo de desplazamiento. El empleo de otras tendencias monótonas para unir esos puntos sólo modificaría un aspecto estético en el resultado, aunque no mejoraría la calidad de la descripción del fenómeno físico involucrado. Esta clase de resultados ya han sido documentados en un trabajo anterior^[5] en donde se aumentaba el número de celdas para mejorar la descripción con las CPR con el objeto de disminuir la influencia de la dispersión numérica, aunque no se lograba una buena descripción física del fenómeno de desplazamiento.

En segundo lugar se plantearon los casos de 1; 2; 3 y 6 celdas con un mismo juego de CPE (ver Fig. 12) aunque la curva CPE utilizada no es igual a la calculada previamente (ver Fig. 7) debido a que el simulador numérico posee controles internos que sólo permiten ingresar curvas de variación monótona (sin cambios de tendencia).

Los resultados de los ajustes sobre las mismas variables productivas para los casos con las CPE se muestran en las Figs. 13 y 14.

Del análisis de estos últimos resultados se deduce que el fenómeno físico de desplazamiento inmisible queda mejor descrito con las CPE, incluso para el caso de una sola celda. Debe mencionarse que la evolución temporal del caudal de petróleo producido no ha logrado acercarse más a los datos experimentales debido a que no fue posible administrar la curva deseada en el simulador numérico. De todos modos, para el caso de una celda, utilizando una planilla de cálculo ha sido documentado^[1] un ajuste excelente de este ensayo con las CPE.

CONCLUSIONES

- El grado de ajuste obtenido mediante la simulación numérica con líneas de flujo muestra grandes diferencias entre el empleo de CPE y CPR.
- Las CPE representan de mejor manera las variables de interés en todo desplazamiento multifásico: La saturación media del sistema y la producción de fluidos. Por esta razón serían más adecuadas para representar el mismo fenómeno en el reservorio.
- Para el ensayo interpretado, la geometría del flujo es lineal y los fluidos se comportan como incompresibles, por tal motivo, la aproximación por Simulación Numérica en Líneas de Flujo resulta adecuada.

- La excelente ajuste de los datos experimentales logrado en el ejemplo analizado sugiere que la aplicación de las CPE en un Simulador Numérico en Líneas de Flujo permitiría una mejor estimación en la distribución de saturaciones de fluido.
- Teniendo en cuenta su habilidad para modelar el corte de agua, el uso de las CPE permitiría reducir el error en el Balance de Materiales inherente a todo proceso de Simulación Numérica en Líneas de Flujo.
- Se mostró que el ajuste logrado con las CPR para un número de celdas tendiente a infinito no converge a la solución real del sistema, que sí se logra con cualquier número de CPE correctamente calculadas (comparar la Fig. 12 con la Fig 16). En consecuencia, las CPR no representan el límite de las CPE para un número de celdas tendiente a infinito.
- Las CPE no representan pseudocurvas de permeabilidad relativa. Las CPE son curvas definidas para modelar adecuadamente las variables de interés en los desplazamientos inmiscibles en medios porosos.

AGRADECIMIENTOS

Los miembros del equipo multidisciplinario de MG&A desean expresar su agradecimiento a las autoridades de INLAB S.A. por el permiso de publicación del presente trabajo.

REFERENCIAS

1. Crotti, M. A.: “Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos. Un Análisis Crítico de Modelos, Realidad Física y Aplicaciones”, Editorial Sigma, Buenos Aires (2004), Argentina.
2. Welge, H. J.: “A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive”, Trans., AIME (1952) 195, 179-186.
3. Johnson, E. F.; Bossler, D. P. and Naumann, V. O.: “Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments”, Trans., AIME (1959) 216, 370-372.
4. Jones, S. C. and Roszelle, W. O.: “Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments”, J. Pet. Tech. (May 1978), 807-817.
5. Crotti, M. A. and Cobeñas, R. H.: “Scaling Up of Laboratory Relative Permeability Curves. An Advantageous Approach Based on Realistic Average Water Saturations”; paper SPE 69394 presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (LACPEC) held in Buenos Aires, Argentina (March 2001).
6. Hearn, C. L.: “Simulation of Stratified Waterflooding by Pseudo Relative Permeability Curves”, J. Pet. Tech. (July 1971), 805-813.
7. Jacks, H. H.; Smith, O. J. E. and Mattax, C. C.: “The Modeling of a Three Dimensional Reservoir Simulator – The Use of Dynamic Pseudo Functions”, SPE. J. (June 1973), 175-185.
8. Kyte, J. R. and Berry, D. W.: “New Pseudo Functions to Control Numerical Dispersion”, SPE J. 269 (1975).
9. Stone, H. L.: “Rigorous Black Oil Pseudofunctions”, paper SPE 21207 presented at the 1991 SPE Symposium on Reservoir Simulation, Anaheim, CA, 17-20 February.
10. M. R. Thiele, Streamsim Technologies: “Streamline Simulation”, trabajo presentado en el 6to Forum Internacional en Simulación de Reservorios (Setiembre 2001), Schloss Fuschl, Austria.

TABLAS

Datos Generales		
Área de la muestra	11.22	cm ²
Longitud de la muestra	6.55	cm
Porosidad de la muestra	17.5	%
Permeabilidad Absoluta al agua	25.94	mD
Saturación de Agua Irreductible	32.2	% VP
Permeabilidad Efectiva al Petróleo @ Swirr	21.45	mD
Viscosidad del Petróleo @ Cond de Lab.	18.5	cP
Viscosidad del Agua @ Lab.Cond de Lab.	1.02	cP
Diferencia de Presión Aplicada	38.4	Psi
Volumen Poral de la Muestra	12.86	cm ³
Saturación Residual de Petróleo	26.0	% VP
Permeabilidad Efectiva al Agua @ Sor	7.78	mD
Volumen Inicial de Petróleo de la Muestra (POIS)	8.72	cm ³

Tabla 1: Datos experimentales generales de un ensayo de desplazamiento agua/petróleo.

	Datos del ensayo de desplazamiento				
	Tiempo	Agua Inyectada Acumulada		Petróleo Producido Acumulado	
		[seg]	[cm ³]	VP	[cm ³]
1	-	-	0.00	-	0.000
2	30.0	0.16	0.01	0.16	0.012
3	60.0	0.33	0.03	0.33	0.025
4	120.0	0.73	0.06	0.73	0.057
5	242.3	1.64	0.13	1.64	0.127
6	340.0	2.46	0.19	2.46	0.191
7	400.0	3.00	0.23	2.61	0.203
8	550.0	4.42	0.34	2.89	0.224
9	731.7	6.32	0.49	3.12	0.243
10	1,451.1	15.16	1.18	3.67	0.285
11	2,458.8	30.16	2.35	4.06	0.315
12	3,597.0	49.78	3.87	4.34	0.338
13	5,229.4	81.58	6.34	4.59	0.357
14	6,835.7	115.99	9.02	4.75	0.369
15	14,953.0	323.83	25.18	5.11	0.397
16	30,512.0	811.46	63.09	5.36	0.416

Tabla 2: Datos del ensayo de desplazamiento agua/petróleo.

	Tiempo	Agua Inyectada Acumulada	Petróleo Producido Acumulado	Petróleo Producido Acumulado	Caudal Total Inyectado	Caudal de Petr6leo Producido	Caudal de Agua Producida	Corte de Agua
Dato	[seg]	[cm ³]	[cm ³]	[%_POIS]	[cm ³ /seg]	[cm ³ /seg]	[cm ³ /seg]	[fr]
1	0	0.00	0.00	0	0.00475	0.00475	0	0
2	20	0.10	0.10	0.01147	0.00532	0.00532	0	0
3	52	0.28	0.28	0.03211	0.00597	0.00597	0	0
4	84	0.48	0.48	0.05505	0.00645	0.00645	0	0
5	116	0.69	0.69	0.07913	0.00684	0.00684	0	0
6	148	0.92	0.92	0.10550	0.00719	0.00719	0	0
7	180	1.15	1.15	0.13188	0.00749	0.00749	0	0
8	212	1.40	1.40	0.16055	0.00778	0.00778	0	0
9	244	1.65	1.65	0.18922	0.00804	0.00804	0	0
10	276	1.91	1.91	0.21904	0.00828	0.00828	0	0
11	308	2.18	2.18	0.25000	0.00852	0.00852	0	0
12	340	2.46	2.46	0.28211	0.00874	0.00874	0	0
13	340	2.46	2.46	0.28211	0.00874	0.00286	0.00588	0.67277
14	532	4.25	2.86	0.32798	0.00989	0.00160	0.00829	0.83822
15	833	7.45	3.23	0.37041	0.01131	0.00096	0.01035	0.91512
16	1304	13.20	3.59	0.41170	0.01305	0.00060	0.01245	0.95402
17	2040	23.62	3.93	0.45069	0.01512	0.00037	0.01475	0.97553
18	3194	42.52	4.25	0.48739	0.01754	0.00022	0.01732	0.98746
19	4999	76.80	4.55	0.52179	0.02029	0.00012	0.02017	0.99409
20	7824	138.71	4.81	0.55161	0.02335	0.00007	0.02328	0.99700
21	12246	249.76	5.03	0.57683	0.02666	0.00004	0.02662	0.99850
22	19167	447.14	5.21	0.59478	0.03013	0.00002	0.03011	0.99934
23	30000	793.97	5.36	0.61468	0.03363	0.00001	0.03362	0.99970

Tabla 3: Caudales y relación de fluidos del ensayo obtenidos por ajuste numérico.

	Saturación de Agua Promedio	P_{eo}	P_{ew}
Dato	[%_PV]		
1	32.20	0.757	0.000
2	32.99	0.848	0.000
3	34.39	0.951	0.000
4	35.94	1.027	0.000
5	37.60	1.090	0.000
6	39.34	1.145	0.000
7	41.17	1.194	0.000
8	43.07	1.239	0.000
9	45.04	1.281	0.000
10	47.07	1.320	0.000
11	49.16	1.357	0.000
12	51.30	1.392	0.000
13	51.30	0.457	0.052
14	54.46	0.256	0.073
15	57.33	0.153	0.091
16	60.08	0.095	0.109
17	62.75	0.059	0.130
18	65.28	0.035	0.152
19	67.58	0.020	0.177
20	69.60	0.011	0.205
21	71.30	0.006	0.234
22	72.71	0.003	0.265
23	73.85	0.002	0.295

Tabla 4 CPE de una sola celda para el ensayo de laboratorio de desplazamiento agua/petróleo.

FIGURAS

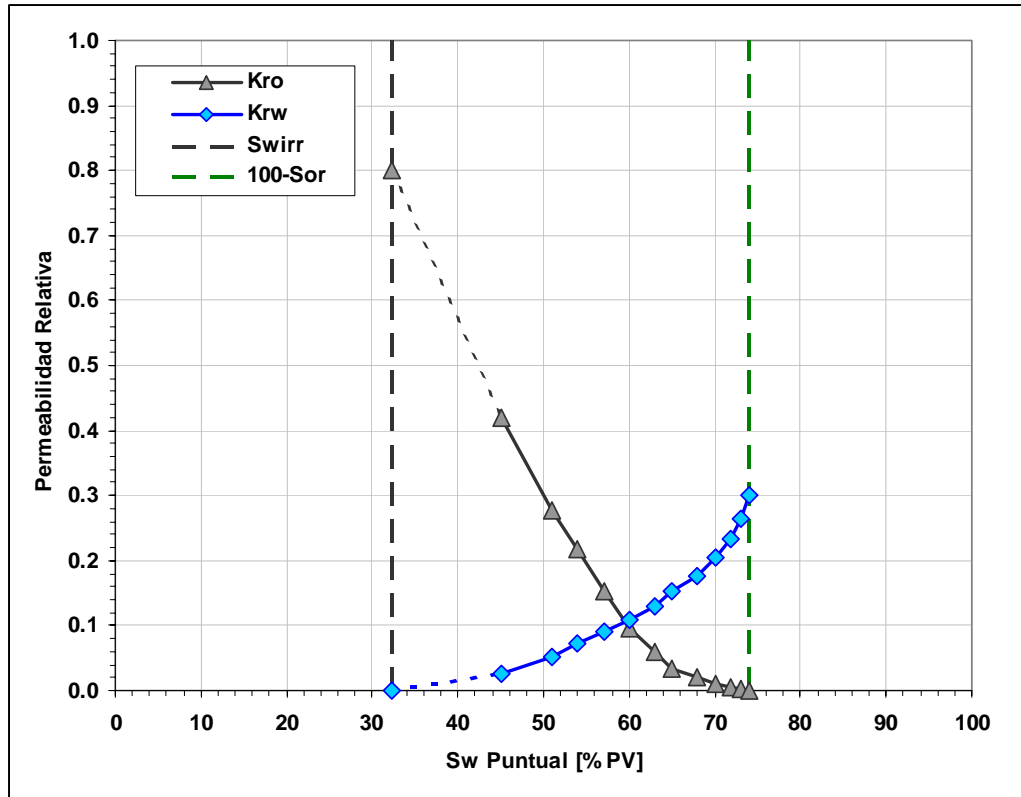


Fig. 1 Curva de Permeabilidad Relativa típica de un ensayo de desplazamiento agua/petróleo.

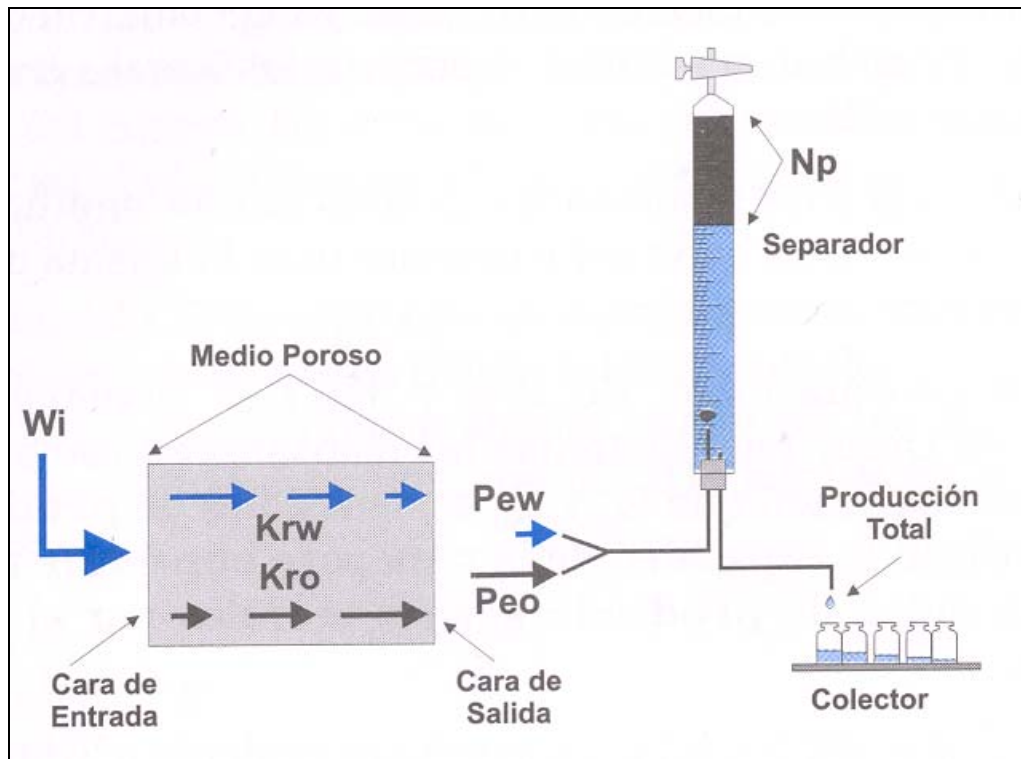


Fig. 2 Esquema experimental en un ensayo de desplazamiento agua/petróleo.

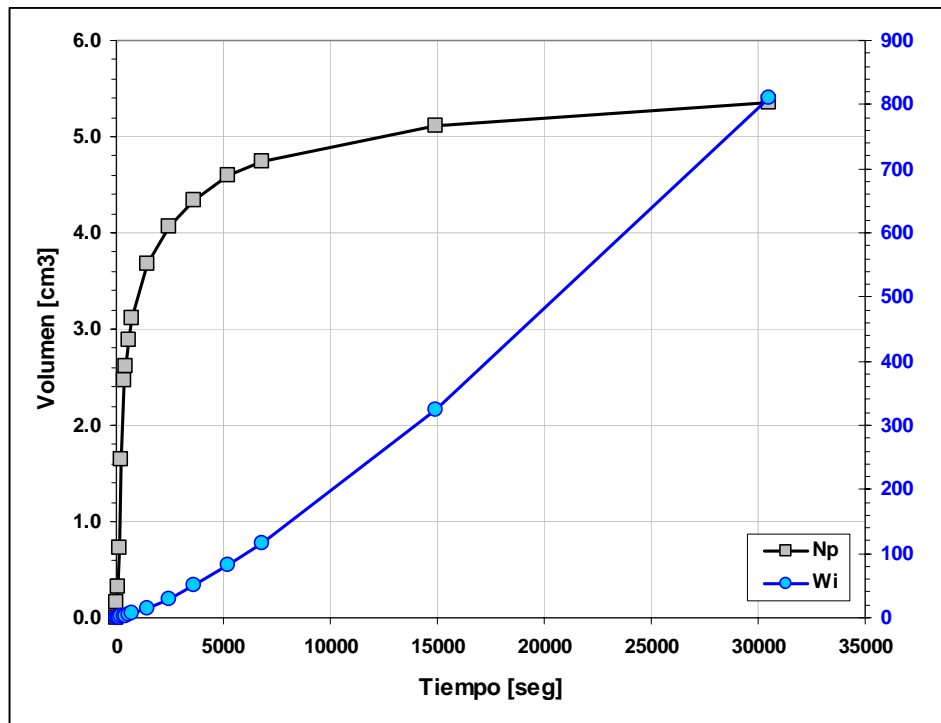


Fig. 3 Agua inyectada y petróleo producido acumulados durante el ensayo.

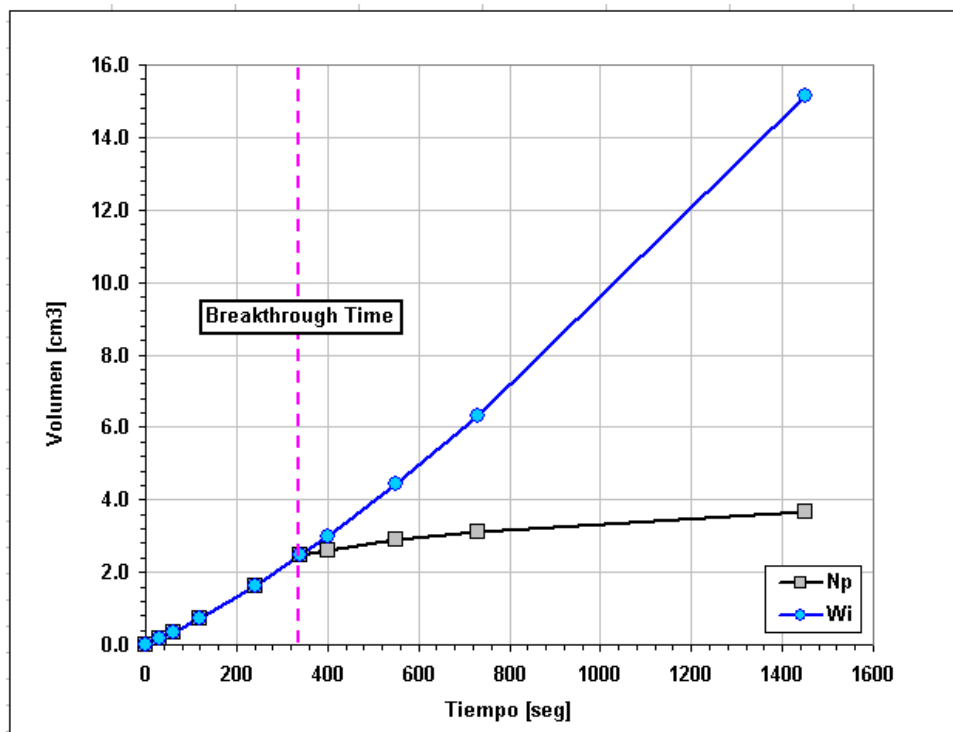


Fig. 4 Agua inyectada y petróleo producido acumulados durante los primeros instantes del ensayo.

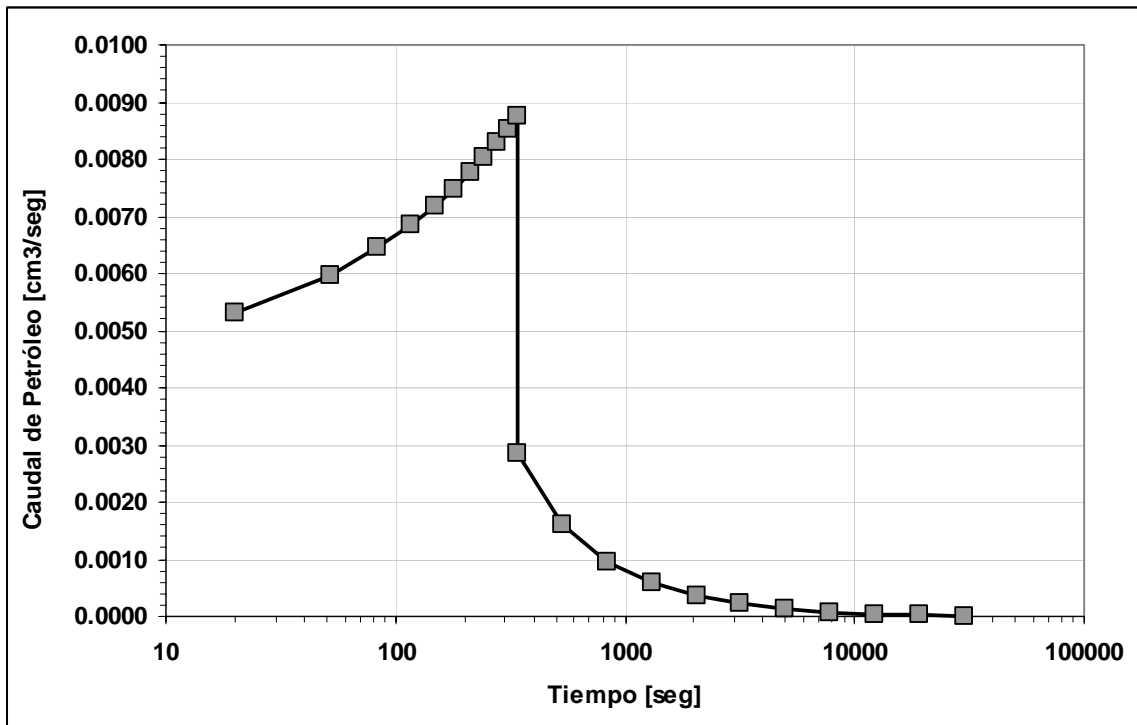


Fig. 5 Caudal de petróleo producido durante el ensayo.

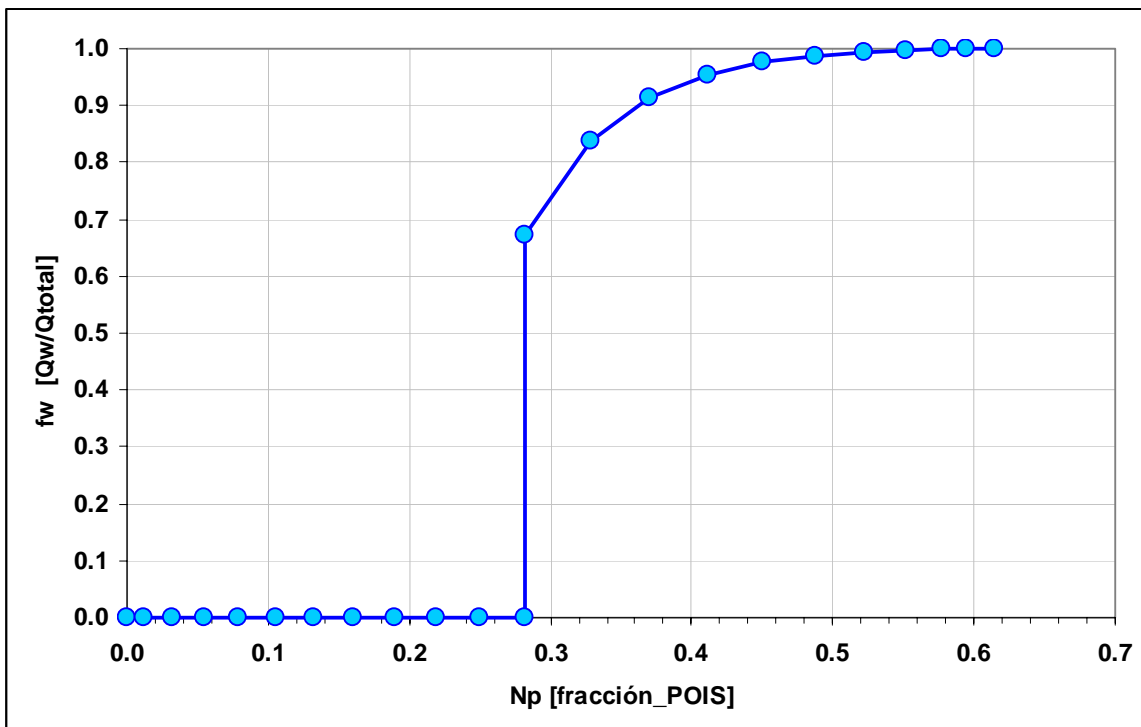


Fig. 6 Corte de agua producida durante el ensayo.

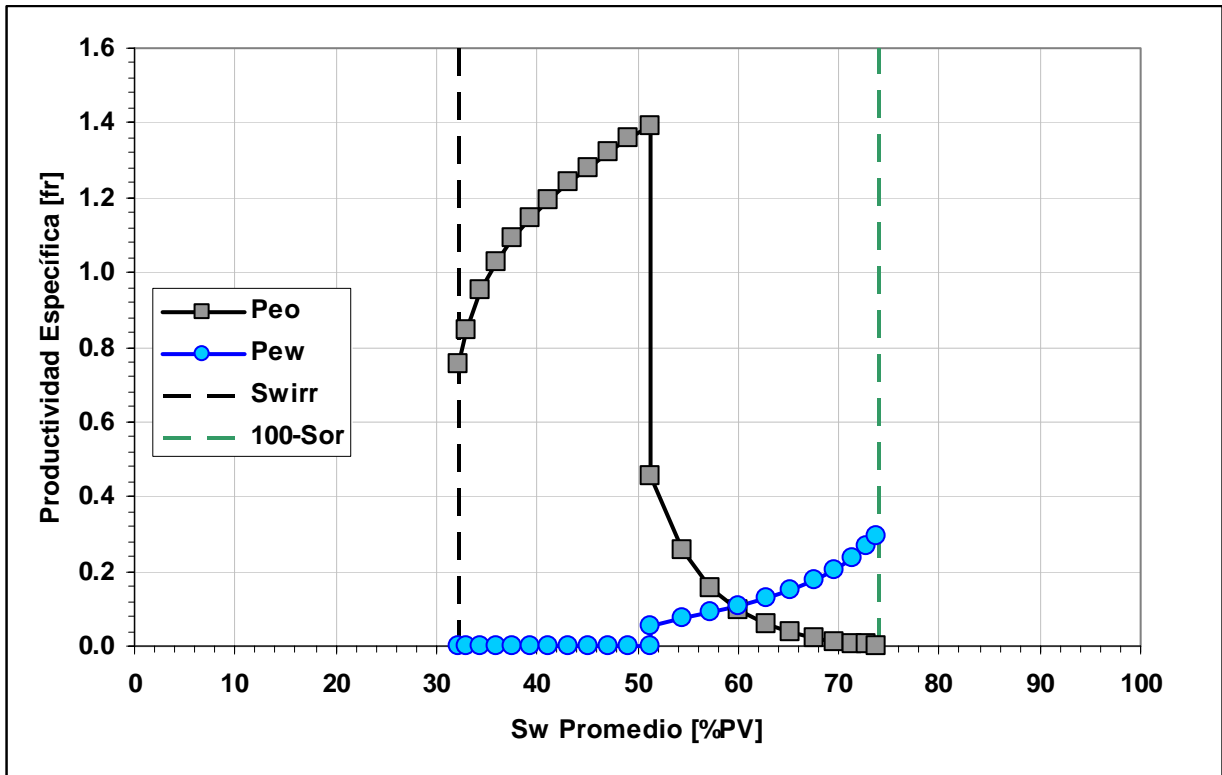


Fig. 7 CPE.

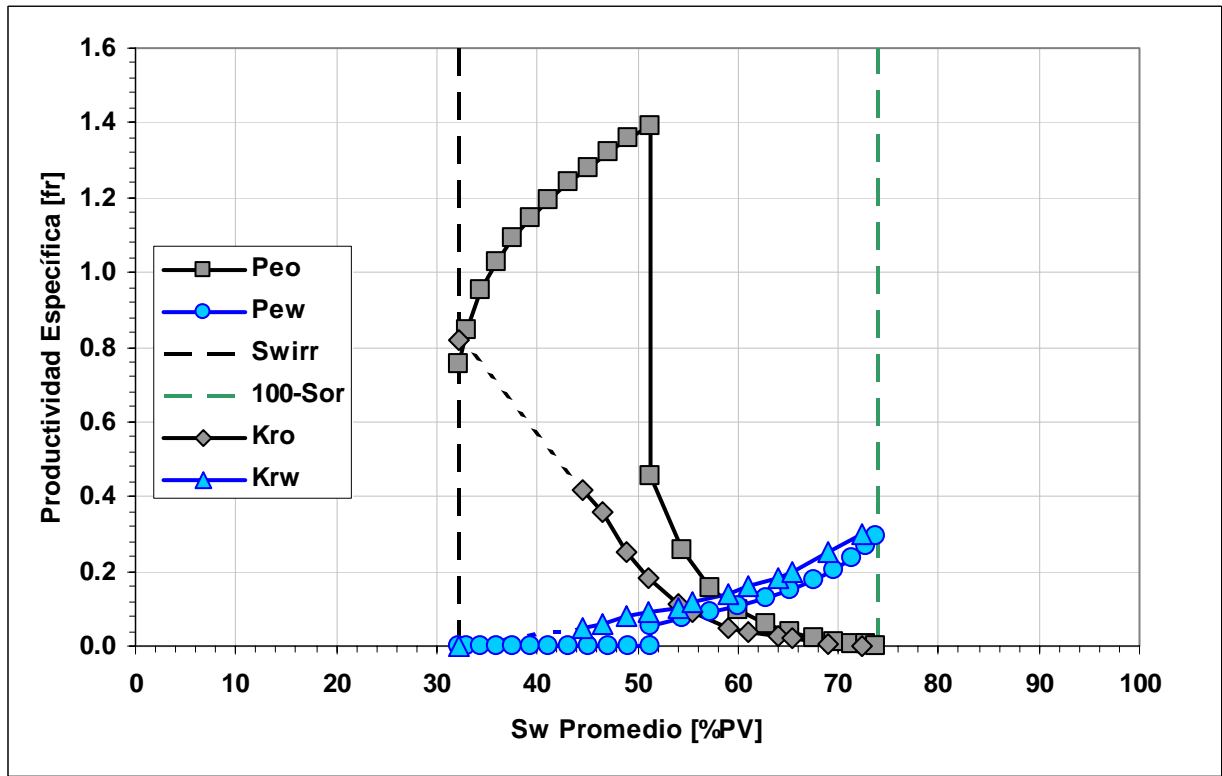


Fig. 8 CPE vs CPR.

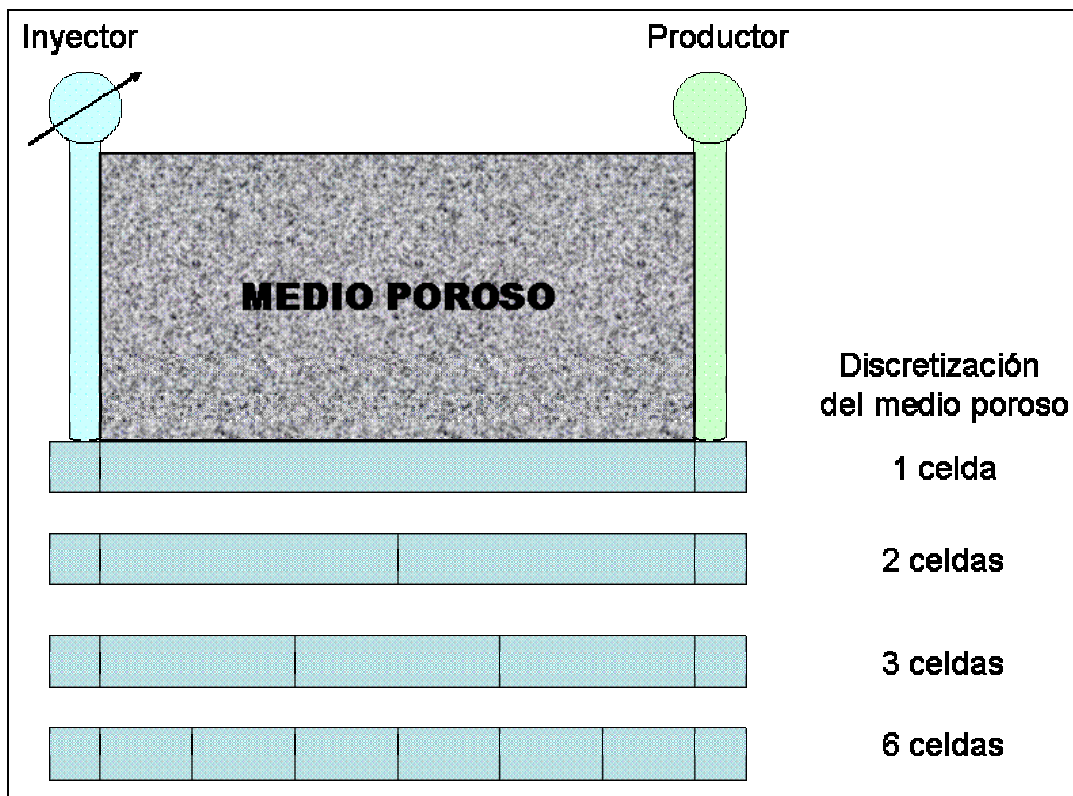


Fig. 9 Discretización espacial del Modelo ingresado al Simulador Numérico.

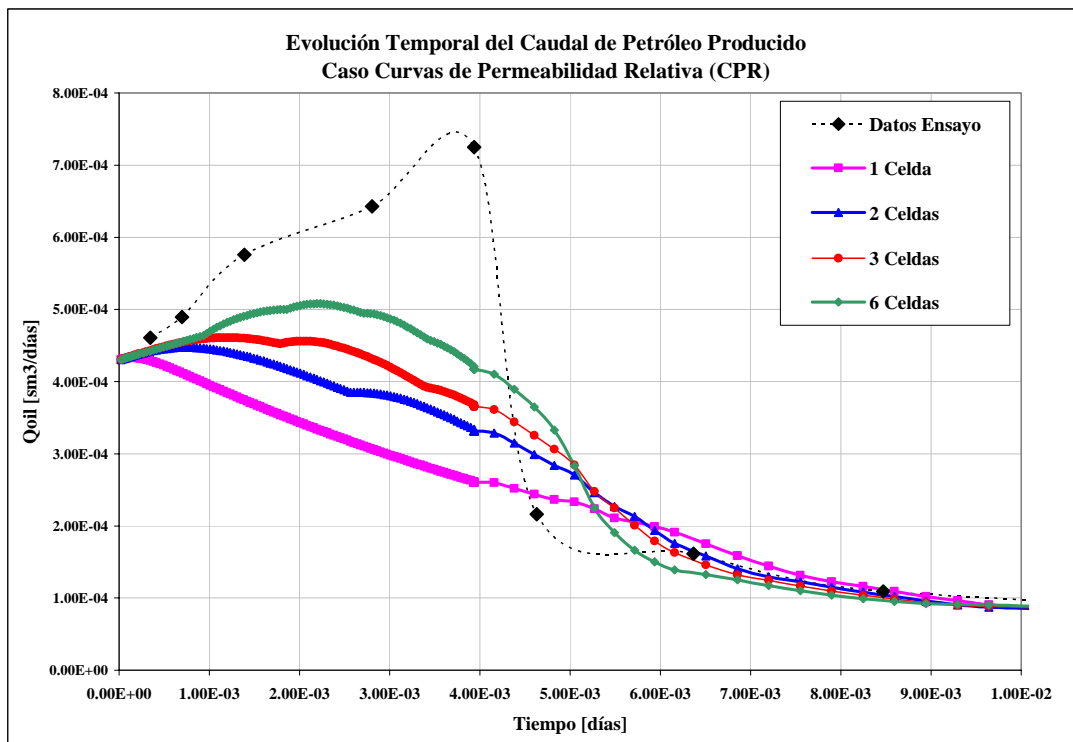


Fig. 10 Ajuste de la Evolución Temporal del Caudal de Petróleo con las CPR.

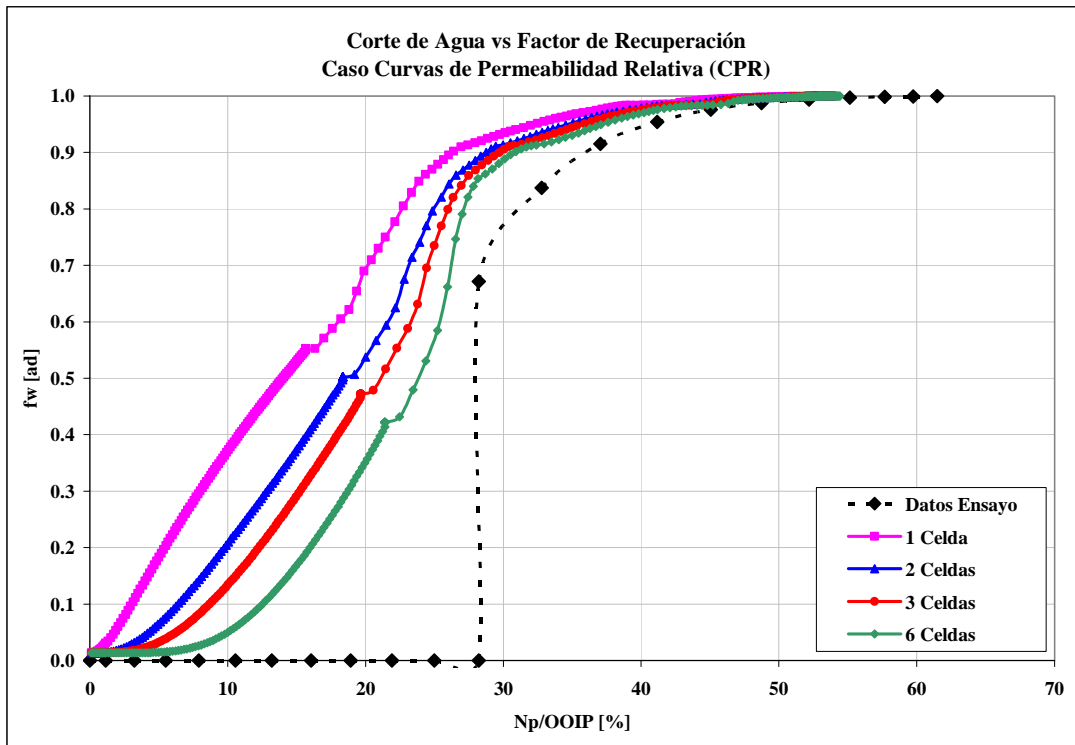


Fig. 11 Ajuste de la Relación Corte de Agua vs Factor de Recuperación con las CPR.

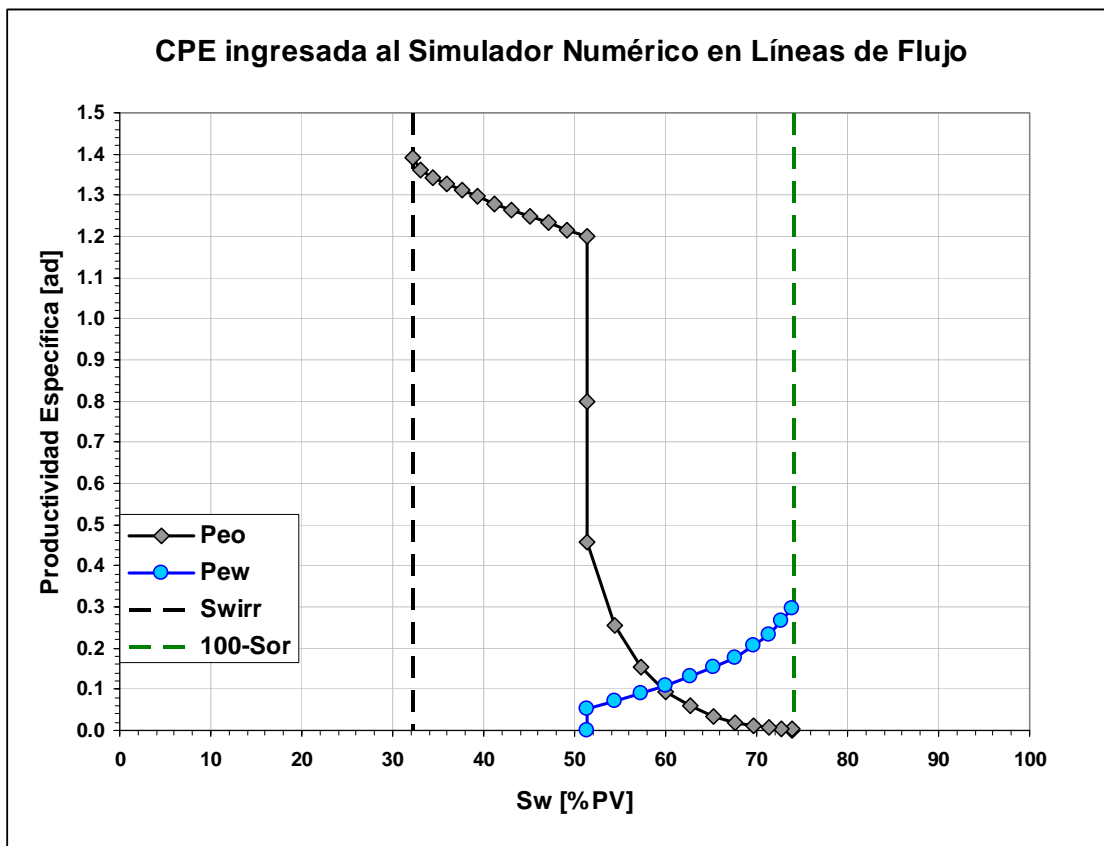


Fig. 12 CPE introducida en el Simulador Numérico en Líneas de Flujo.

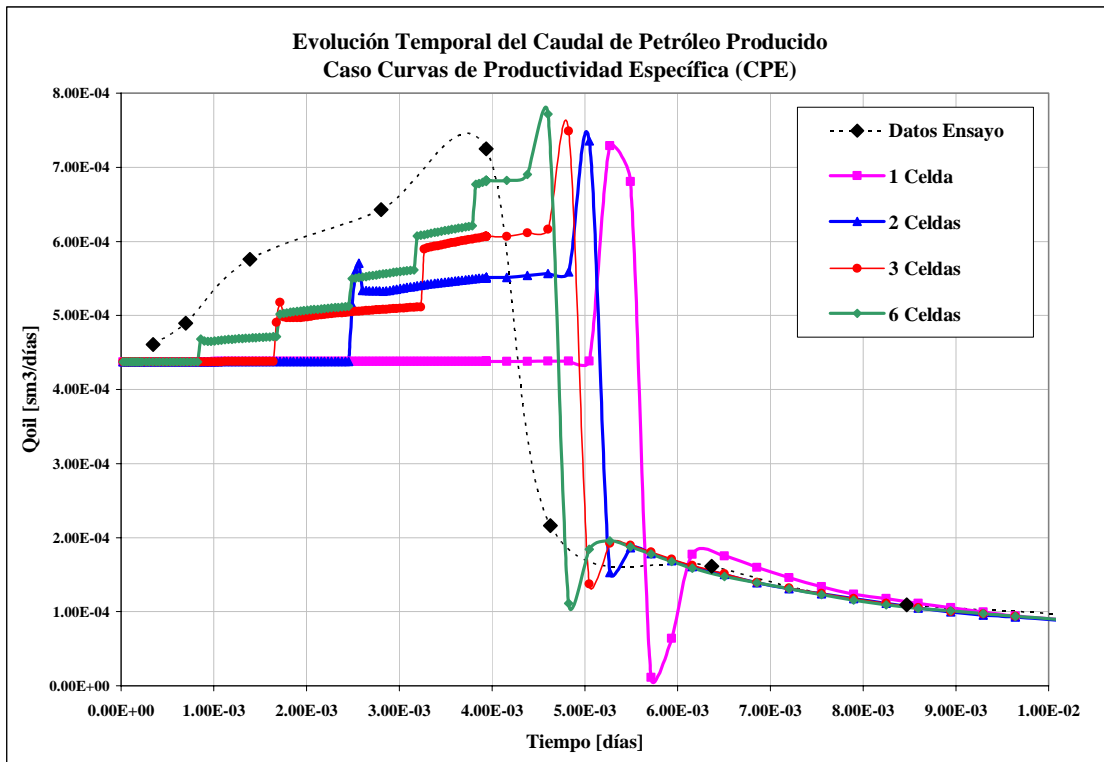


Fig. 13 Ajuste de la Evolución Temporal del Caudal de Petróleo con las CPE.

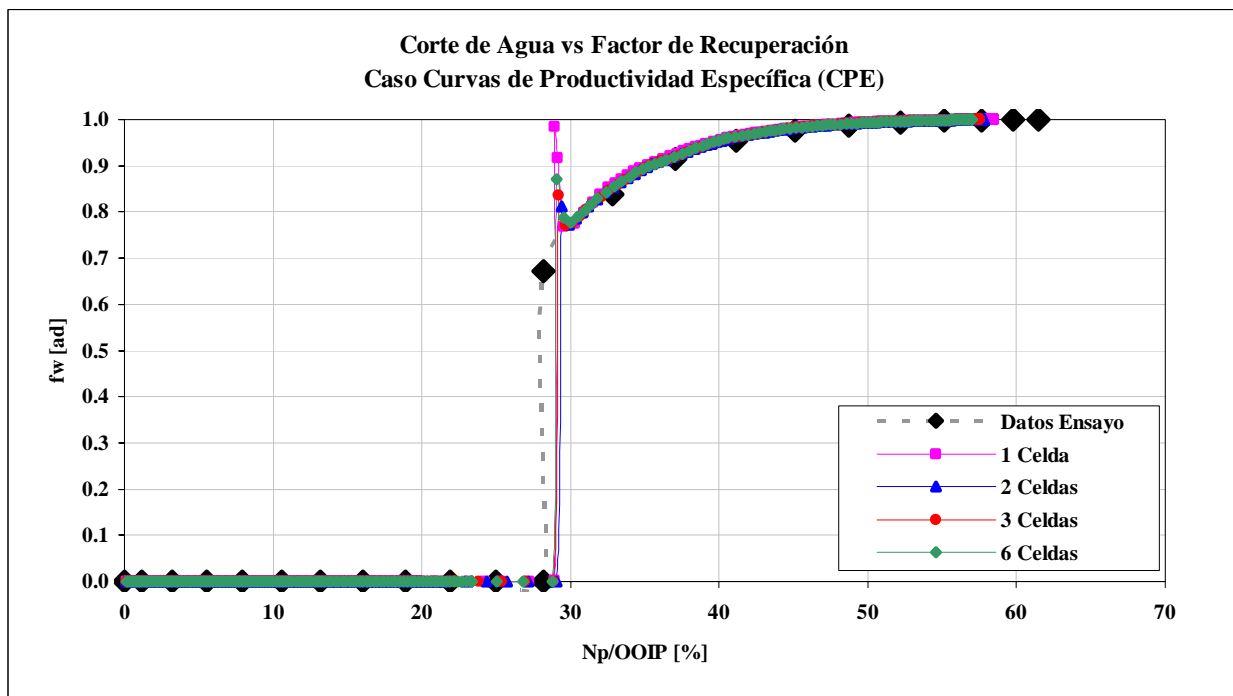


Fig. 14 Ajuste de la Relación Corte de Agua vs Factor de Recuperación con las CPE.