

**IMPACTO DEL TRATAMIENTO CON GELES DE POLÍMEROS EN LOS ÍNDICES DE
PRODUCTIVIDAD/INYECTIVIDAD DE UN POZO MULTICAPA SIN FRACTURAS. PRONÓSTICO DEL
DAÑO Y DE LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO.**

Ariel Bertotto, Mario Cueto y Claudio Jouglard

Softlab S.R.L., Av. Julio A. Roca 695, Buenos Aires, Argentina

www.softlab.com.ar. mail: agb@softlab.com.ar

RESUMEN

Los tratamientos con geles para *water shutoff* pueden aplicarse tanto para afectar la inyektividad en los pozos inyectores como el índice de productividad de los pozos productores, en yacimientos multicapa con elevadas relaciones agua-petróleo. Esta propiedad, si bien es deseable en zonas bien delimitadas, i.e. capas canalizadoras de agua, puede también dañar zonas productoras de menor permeabilidad. Es decir, si bien el tratamiento implica un cierto daño, se asume por lo general que el daño será mayor en las capas más conductoras de agua, y es una creencia instalada que el daño será menor en las capas menos permeables. Por supuesto, el objetivo es mejorar la relación agua-petróleo a pesar de ese daño. Existen publicaciones de diferentes investigadores (Seright, Lee, y otros) para lograr predecir cómo se verán afectadas las permeabilidades relativas de cada fase luego del emplazamiento de un gel de polímeros. Estos valores pueden obtenerse en el laboratorio de manera experimental, y pueden usarse para predecir cómo será la variación en la relación agua-petróleo luego de un tratamiento con geles de polímeros en el pozo. Presentamos aquí un análisis realizado con 2 tipos de curvas de permeabilidades relativas, modificadas como consecuencia de un tratamiento con gel HPAM (una que fue medida experimentalmente, y otra correspondiente a un modelo numérico), e intentamos demostrar que, por una parte, los índices de inyektividad de todas las capas se encuentran disminuidos de manera bastante homogénea como consecuencia de un tratamiento con gel (por lo cual siempre será conveniente aislar la capa a ser tratada), y por otra parte, la relación agua-petróleo puede mejorar de manera substancial, y cuantificable con anterioridad al tratamiento, de manera que este tipo de tratamientos constituye una opción viable aún en pozos no fracturados, con capas múltiples de diferente conductividad, con o sin *cross-flow*, y aún cuando no sea posible proteger del daño a las capas productoras de menor permeabilidad.

INTRODUCCIÓN

El tratamiento de pozos productores con geles de polímeros permite mejorar la relación agua-petróleo después del tratamiento. Las mejoras que se pueden obtener dependen de muchos factores, entre otros: el tipo de polímero empleado, la duración del tratamiento, las propiedades del reservorio, etc.

Es deseable contar con una herramienta *predictiva* que permita estimar, al menos cualitativamente, la eficiencia del tratamiento con geles de polímeros. Para ello Softlab ha utilizado un simulador de inyección de polímeros que permite estimar la región afectada por el tratamiento, y ha desarrollado una metodología para estimar cuantitativamente la producción y la relación agua petróleo después del tratamiento.

A continuación describiremos el modelo utilizado, la metodología de estimación, y finalmente un ejemplo de aplicación con comparación de resultados con fórmulas analíticas de otros autores.

MODELO MATEMÁTICO DE SIMULACIÓN

Los simuladores numéricos son las herramientas más adecuadas para analizar el fenómeno de inyección de geles de polímero en un pozo petrolero. El simulador utiliza un modelo de fenómenos de transporte para describir los procesos de flujo químico, considerando el comportamiento de las diversas fases líquidas y gaseosas con diferentes componentes, las transformaciones químicas y físicas y las propiedades heterogéneas del medio poroso. Las ecuaciones diferenciales no lineales surgen combinando la ecuación de conservación de masa para cada componente, la ecuación de Darcy para cada fase y las relaciones funcionales que describen las propiedades físicas y fisico-químicas. Se considera además la compresibilidad de la roca y fluidos, reacciones químicas y el comportamiento de cada fase. La resolución numérica se basa en un método del tipo IMPES (implícito en presiones y explícito en saturaciones) y se discretiza el dominio espacial usando el método de diferencias finitas. Usando este método el dominio de interés se divide en *celdas* rectangulares donde se asumen propiedades constantes en cada celda, esto es cada celda tiene asignado un valor único de cada propiedad, como: porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas de los fluidos, etc.

Este simulador puede reproducir el flujo de fluidos en las proximidades de un pozo productor como también el proceso de inyección de geles. Se considera que el tratamiento con geles en pozo productor afecta principalmente la movilidad del agua manifestándose esto en una disminución de la permeabilidad relativa al agua. El factor de resistencia residual FRR_i de cada fase i indica la relación de movilidades antes y después del tratamiento, esto es:

$$FRR_w = \frac{(k_{rw} / \mu_w)_{antes}}{(k_{rw} / \mu_w)_{después}} \quad (1)$$

$$FRR_o = \frac{(k_{ro} / \mu_o)_{antes}}{(k_{ro} / \mu_o)_{después}} \quad (2)$$

siendo:

FRR_w : factor de resistencia residual al agua

FRR_o : factor de resistencia residual al petróleo

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua

k_{ro} : permeabilidad relativa al petróleo

μ_w : viscosidad del agua

μ_o : viscosidad del petróleo

Estos factores se pueden determinar experimentalmente sobre coronas de la formación. Suponiendo que las viscosidades de los fluidos del reservorio antes y después del tratamiento se mantienen constantes es posible establecer una relación entre las permeabilidades relativas antes y después del tratamiento.

METODOLOGIA DE ESTIMACION

Como primer paso realizamos una simulación de producción sobre el pozo productor que será tratado. La producción puede ser tanto primaria como secundaria. Para ello asumiremos que existe simetría radial y modelamos la región aledaña al pozo mediante un cilindro. Luego se asigna a este modelo las propiedades de permeabilidad, porosidad, presión, saturaciones de agua y petróleo, presiones capilares y permeabilidades relativas que posee el reservorio en las cercanías del pozo productor. Realizamos una simulación de producción ajustando el modelo tipo “black-oil” para reproducir las condiciones actuales de producción, nos interesa fundamentalmente el caudal de producción y la relación agua-petróleo previa al tratamiento.

Para estimar la profundidad de la zona afectada por el tratamiento de polímeros, realizamos una simulación del tratamiento mediante inyección de polímeros utilizando la capacidad del simulador de modelar fenómenos químicos y de transporte, y determinamos qué celdas del modelo se vieron afectadas por el tratamiento, y hasta qué profundidad penetró el gel. Una vez determinada la región invadida modificamos las permeabilidades relativas de cada fase mediante los factores de resistencia residual en cada una de las celdas afectadas por el tratamiento.

Luego realizamos una nueva simulación de producción “black-oil”, con el modelo modificado utilizando la misma presión dinámica de fondo que en la simulación previa al tratamiento, obteniendo una estimación del nuevo caudal de producción para cada fase, y una estimación de la nueva relación agua-petróleo.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Consideramos una capa heterogénea de un pozo productor que posee un tramo superior con alta capacidad de flujo (alta permeabilidad) que se encuentra produciendo con una alta relación agua-petróleo (del orden del 90%) donde se supone que este tramo es el responsable de la alta producción de agua proveniente de un pozo inyector.

El pozo se encuentra produciendo un caudal total de 100 m³/d con una presión dinámica de fondo de alrededor de 30 kg/cm² (427 psi) con una presión de reservorio de 90 kg/cm² (1281 psi). El tramo productor se encuentra a una profundidad de 994 m. y mide aproximadamente unos 25 m.

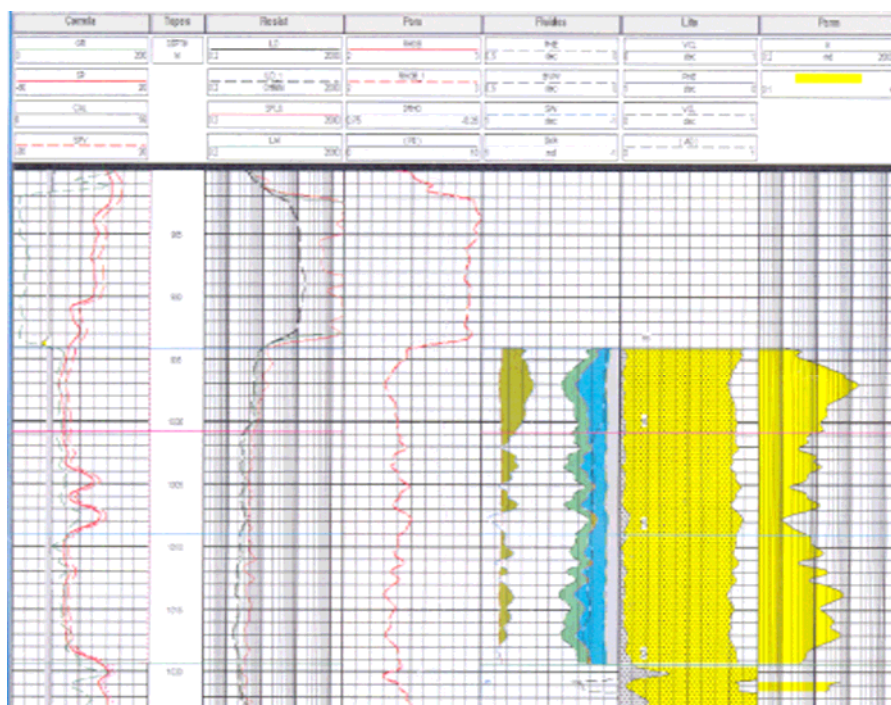


Figura 1. Perfil del pozo productor

Las propiedades del reservorio se determinan a través de un perfil del pozo que se muestra en la figura 1. En la última columna de este perfil se ha graficado la permeabilidad absoluta en escala logarítmica y puede apreciarse la gran heterogeneidad de la capa con permeabilidades que oscilan entre 4 y 250 mD.

Se realizaron análisis de laboratorio sobre coronas para determinar los factores de resistencia residual para el agua y petróleo que dieron como resultando en este caso $FRR_w=10$ y $FRR_o=1.1$. Luego es posible obtener las curvas de permeabilidad relativas para antes y después del tratamiento que se muestran en las figuras 2 y 3.

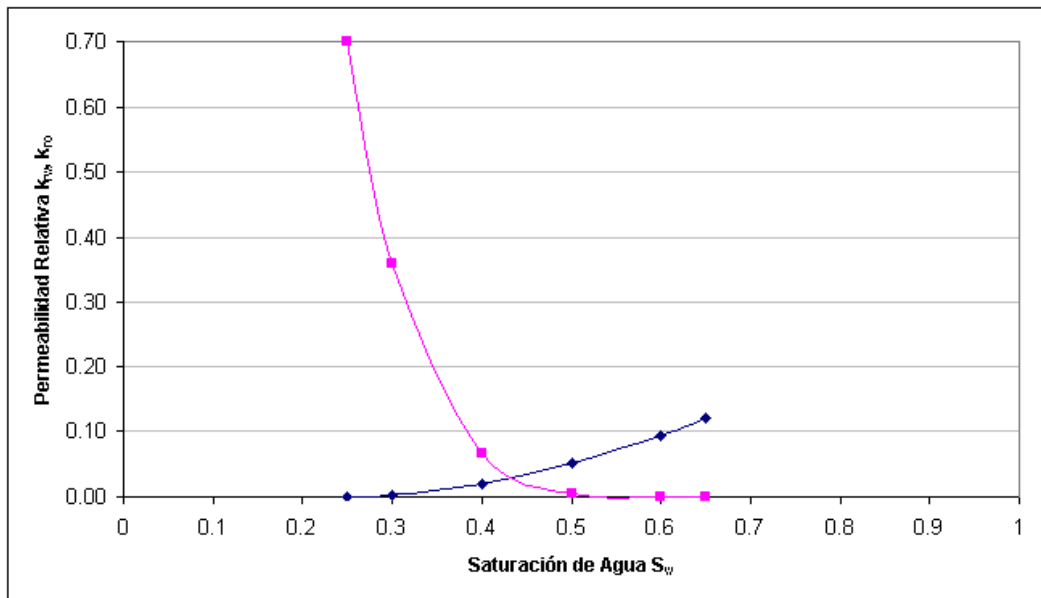


Figura 2. Permeabilidades relativas antes del tratamiento.

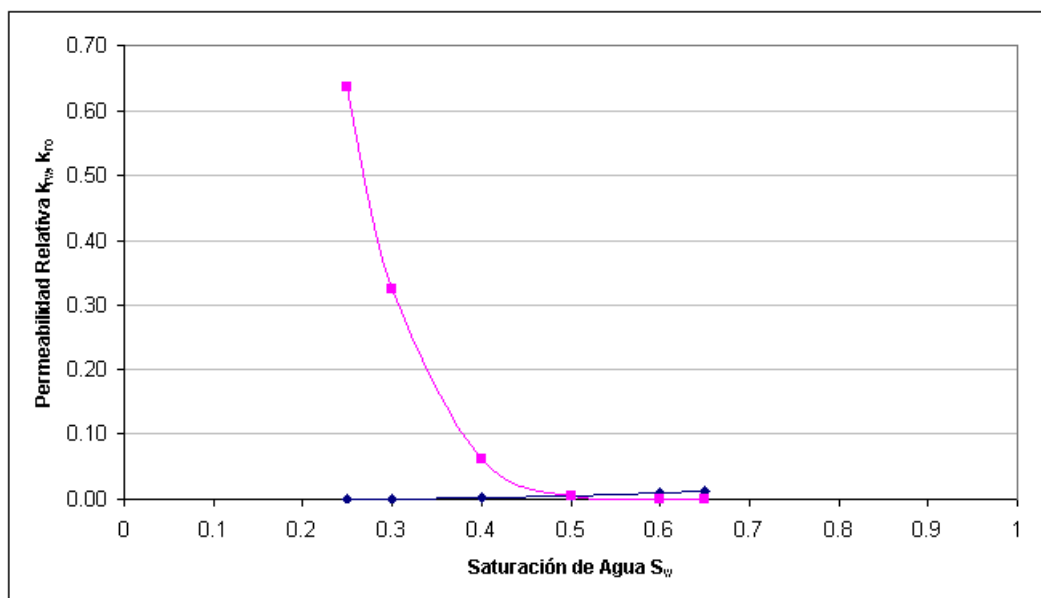


Figura 3. Permeabilidades relativas después del tratamiento.

Se debe resaltar que los factores de resistencia residual dependen del tipo de gel utilizado y otros factores.

Para modelar el reservorio se dividió a la formación productiva en 25 capas de simulación con celdas de ancho variable entre 0.5 ft (0.15 m) y 8 ft (2.4 m) hasta una distancia radial de aproximadamente 50 ft (15 m).

En las figuras 4 y 5 podemos apreciar la zona invadida con gel luego de finalizado el tratamiento.

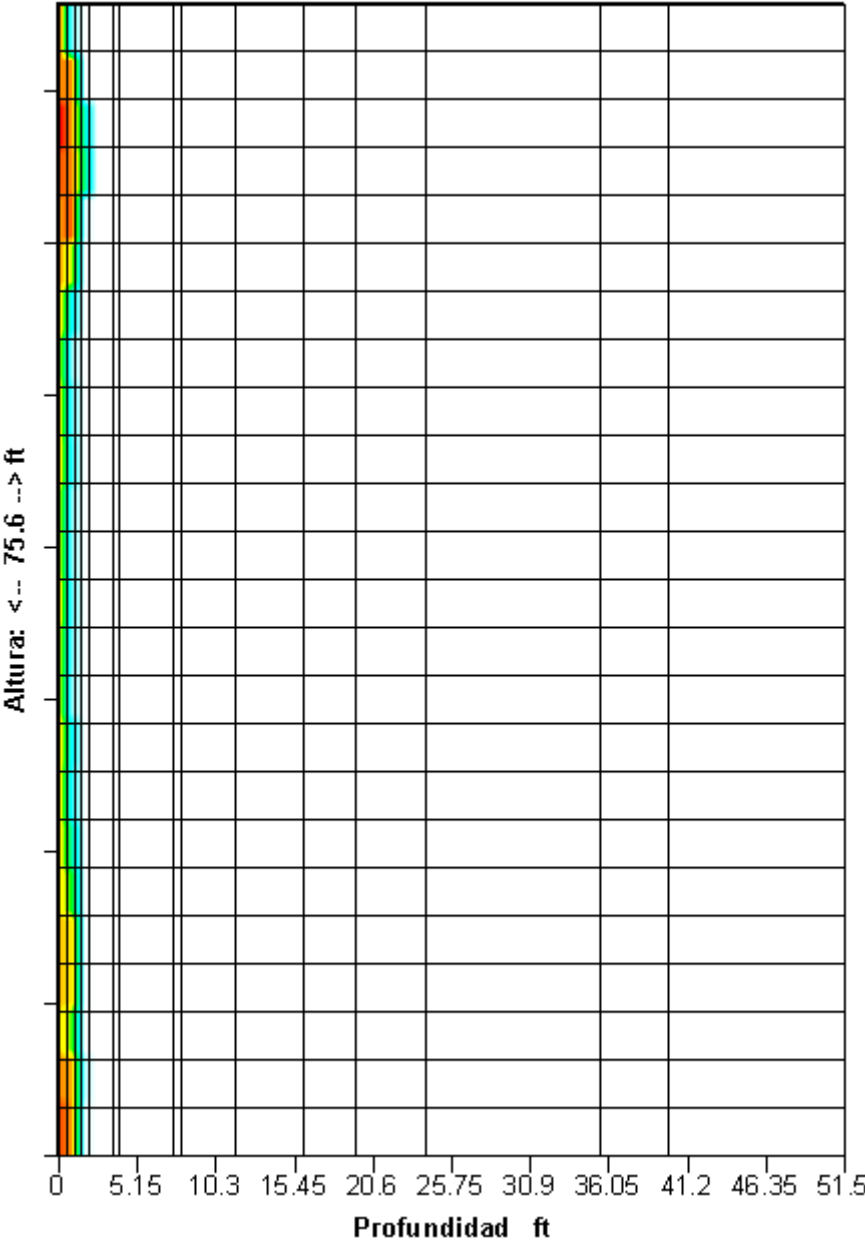


Figura 4. Zona invadida por el gel después del tratamiento.

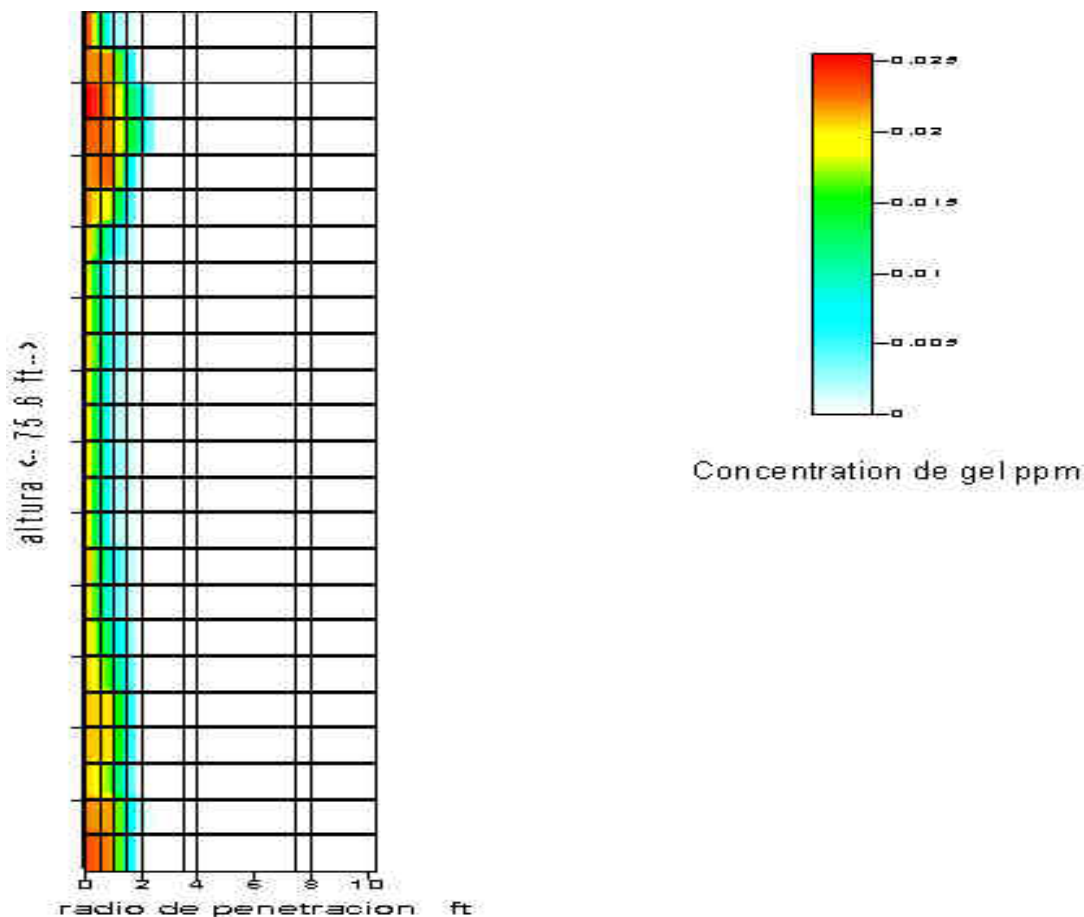


Figura 5. Detalle de la zona invadida por el gel luego del tratamiento. La escala de colores corresponde a la concentración del gel en ppm (partes por millón).

Se realizó una simulación antes del tratamiento, y se obtuvo un caudal de producción total de $107 \text{ m}^3/\text{d}$ a una presión dinámica de fondo variando entre 397 psi (27.9 kg/cm^2) en la parte superior de la capa y 430 psi (30.2 kg/cm^2) en la parte inferior. Resultando en una producción de petróleo de $11.5 \text{ m}^3/\text{d}$ y de agua de $95.5 \text{ m}^3/\text{d}$, esto es, un porcentaje de agua (water-cut) del 89% y una relación agua-petróleo (WOR) de 830%.

Se modificaron las curvas de permeabilidad relativa en las celdas invadidas por el gel, utilizándose para ello los factores de resistencia medidos en el laboratorio (que son, esencialmente, las relaciones entre los valores extremos de las curvas de permeabilidad relativa, antes y después del emplazamiento del gel), y se realizó una simulación de producción fijando la presión dinámica de fondo en los mismos valores de antes del tratamiento obteniéndose en este caso un caudal total de $29.2 \text{ m}^3/\text{d}$ con una producción de petróleo de $7.1 \text{ m}^3/\text{d}$ levemente menor a la de antes del tratamiento pero con una producción de agua de $22.1 \text{ m}^3/\text{d}$ substancialmente menor. En este caso el porcentaje de agua (water-cut) bajó al 75.7% con una relación agua-petróleo (WOR) de 311%.

En la tabla 1 se resumen estos resultados.

Tabla 1: Comparación de resultados de producción simulada antes y después del tratamiento

Variable	Antes	Después
Producción total [m ³ /d]	107 [m ³ /d]	29.2 [m ³ /d]
Producción petróleo [m ³ /d]	11.5 [m ³ /d]	7.1 [m ³ /d]
Producción agua [m ³ /d]	95.5 [m ³ /d]	22.1 [m ³ /d]
Corte de agua [%]	89.3 %	75.7 %
Relación agua/petróleo [%]	830 %	311 %

COMPARACIÓN CON FÓRMULAS ANALÍTICAS

En algunos estudios relativamente recientes, Seright ha propuesto las siguientes expresiones para calcular la relación de índices de productividad antes y después del tratamiento, para el agua y para el petróleo, para una capa homogénea :

$$\frac{(q_{w_i}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{w_i}/\Delta p_i)_{Antes}} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{FRR_w \ln(r_{pi}/r_w) + \ln(r_e/r_{pi})} \quad (3)$$

$$\frac{(q_{o_i}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{o_i}/\Delta p_i)_{Antes}} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{FRR_o \ln(r_{pi}/r_w) + \ln(r_e/r_{pi})} \quad (4)$$

Siendo

ΔP_i : caída de presión en la región tratada con gel para la capa i

q_{w_i} : Producción de agua para la capa i

q_{o_i} : Producción de petróleo para la capa i

r_e : radio de drenaje

r_{pi} : radio de penetración del gel a partir del cual no hay influencia en la saturación.

r_w : radio del pozo

Luego, analizando cada una de las capas utilizadas en la simulación, se puede obtener el radio de penetración del tratamiento observando cuales son las celdas afectadas por el tratamiento. Los valores obtenidos se muestran en la tabla 2.

Tabla 2: Radio de penetración para cada capa

capa	r_{pi} [ft]	capa	r_{pi} [ft]
1	0.75	13	0.75
2	1.25	14	0.75
3	3.25	15	0.75
4	5.25	16	0.75
5	2.25	17	0.75
6	1.25	18	0.75
7	0.75	19	1.25
8	0.75	20	2.25
9	0.75	21	2.25
10	0.75	22	1.25
11	0.75	23	2.25
12	0.75	24	2.25

Adoptando un radio de drenaje de 50 ft. y para un radio de pozo de 0.25 ft se obtienen las siguientes relaciones entre índices de productividad antes y después del tratamiento aplicando las fórmulas de Seright para cada capa.

Tabla 3: Relación entre índices de productividad antes y después del tratamiento usando fórmulas de Seright

capa	$\frac{(q_{wi}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{wi}/\Delta p_i)_{Antes}}$	$\frac{(q_{oi}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{oi}/\Delta p_i)_{Antes}}$	capa	$\frac{(q_{wi}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{wi}/\Delta p_i)_{Antes}}$	$\frac{(q_{oi}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{oi}/\Delta p_i)_{Antes}}$
1	0.398	1.019	13	0.398	1.019
2	0.535	1.212	14	0.398	1.019
3	0.799	1.676	15	0.398	1.019
4	0.957	2.026	16	0.398	1.019
5	0.692	1.471	17	0.398	1.019
6	0.535	1.212	18	0.398	1.019
7	0.398	1.019	19	0.535	1.212
8	0.398	1.019	20	0.692	1.471
9	0.398	1.019	21	0.692	1.471
10	0.398	1.019	22	0.535	1.212
11	0.398	1.019	23	0.692	1.471
12	0.398	1.019	24	0.692	1.471

Del simulador y comparando las corridas de producción antes y después del tratamiento obtenemos los valores de caídas de presión y caudales en cada capa que se muestran en la tabla 3.

Tabla 4: Caudales totales y caídas de presión en cada capa

capa	q_{w_i} antes [m ³ /d]	q_{o_i} antes [m ³ /d]	ΔP_i antes [kg/cm ²]	q_{w_i} después [m ³ /d]	q_{o_i} después [m ³ /d]	ΔP_i después [kg/cm ²]
1	0.78	0.00	12.89	0.27	0.00	44.96
2	7.03	0.00	18.88	1.88	0.00	50.51
3	27.68	0.00	28.13	5.45	0.00	55.41
4	29.11	0.00	31.77	5.19	0.00	56.69
5	10.65	0.00	22.82	2.47	0.00	52.97
6	4.01	0.00	18.88	1.07	0.00	50.53
7	1.44	0.00	12.89	0.51	0.01	44.32
8	0.37	0.06	12.89	0.16	0.05	38.73
9	0.37	0.16	12.89	0.18	0.09	36.57
10	1.05	0.01	12.89	0.39	0.02	43.05
11	0.19	0.16	12.89	0.09	0.11	34.68
12	0.08	0.34	12.89	0.01	0.29	27.08
13	0.67	0.02	12.89	0.26	0.02	42.04
14	0.03	0.64	12.89	0.00	0.58	19.68
15	0.05	0.41	12.89	0.01	0.36	22.04
16	0.21	0.62	12.89	0.12	0.39	31.88
17	0.69	0.08	12.89	0.31	0.05	39.22
18	0.30	1.25	12.89	0.19	0.79	31.11
19	0.44	1.87	18.88	0.18	1.09	38.35
20	2.98	0.47	22.83	0.91	0.27	48.61
21	2.73	0.43	22.83	0.83	0.25	48.61
22	2.31	0.13	18.88	0.77	0.08	47.01
23	1.54	2.38	22.84	0.65	1.06	45.00
24	0.84	2.48	22.81	0.14	1.64	41.03

Luego podemos calcular, usando los resultados del computador, las mismas relaciones entre índices de productividad, obteniendo los resultados que se muestran en la tabla 5:

Tabla 5: Relación entre índices de productividad antes y después del tratamiento en cada capa usando resultados del simulador

capa	$\frac{(q_{w_i}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{w_i}/\Delta p_i)_{Antes}}$	$\frac{(q_{o_i}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{o_i}/\Delta p_i)_{Antes}}$	capa	$\frac{(q_{w_i}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{w_i}/\Delta p_i)_{Antes}}$	$\frac{(q_{o_i}/\Delta p_i)_{Después}}{(q_{o_i}/\Delta p_i)_{Antes}}$
1	0.100	-	13	0.119	0.37
2	0.100	-	14	0.076	0.59
3	0.100	-	15	0.073	0.52
4	0.100	-	16	0.233	0.25
5	0.100	-	17	0.147	0.20
6	0.100	-	18	0.261	0.26
7	0.104	0.72	19	0.200	0.29
8	0.141	0.26	20	0.144	0.27
9	0.170	0.21	21	0.143	0.27
10	0.112	0.47	22	0.133	0.27
11	0.167	0.26	23	0.215	0.23
12	0.086	0.40	24	0.094	0.37

Notemos que los índices obtenidos son menores que los obtenidos por las fórmulas de Seright. Esto puede deberse a la diferente exactitud de una fórmula analítica, válida solamente para situaciones sin *cross flow*, y la modelización que hace el simulador numérico, que utiliza la totalidad de las fuerzas actuantes.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos son coherentes con los cálculos de Seright, con la ventaja que nuestro simulador permite obtener (y no solamente estimar) la penetración del gel en cada capa. Consideramos que la metodología propuesta es adecuada para simular fenómenos de inyección de geles, de manera cuantitativa.

El presente trabajo pretende mostrar una metodología válida para pronosticar los impactos de un tratamiento con geles de polímeros en el pozo productor, pero los datos utilizados para las simulaciones han sido obtenidos utilizando correlaciones, de una manera usual en las simulaciones de reservorios. Sin embargo, creemos que es necesario continuar validando esta metodología con un conjunto completo de datos reales, tanto en el laboratorio, como en las operaciones de campo.

REFERENCIAS

1. J.T Liang, R.L. Lee y R.S. Seright, Gel placement in production wells, SPE Production & Facilities, November 1993.
2. R.S. Seright, R.H. Lane, R.D. Sydansk, A strategy for attacking excess water production, SPE Production & Facilities, August 2003.
3. R.S. Seright, Placement of gels to modify injection profiles, SPE/DOE Enhanced oil recovery Symposium, April 1988.
4. Comisión de producción del IAP, Obtención y utilización de las curvas de permeabilidad relativa, IAP Buenos Aires, 1989.
5. R.E. Collins, Flow of fluids through porous materials, Reinhold chemical engineering series, 1961.