

CONVENIENCIA DE ALTOS O BAJOS CAUDALES EN LA OPTIMIZACIÓN DE SECUNDARIAS

Marcelo A. Crotti, Inlab S.A. mcrotti@inlab.com.ar; Norberto Galacho, Inlab S.A. norberto@galacho.com.ar

Este artículo fue preparado para su presentación en el 5to. Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, del 21 al 24 de mayo de 2013, en la ciudad de Rosario, República Argentina.

Sinopsis

Las herramientas de cálculo para el desplazamiento inmisible se basan en modelos simples que cuantifican la capacidad de flujo sólo en función de la saturación de cada fase y de la relación de viscosidades de las mismas. Sin embargo, en la práctica resulta muy frecuente encontrarse con escenarios donde la eficiencia de recuperación y el corte de agua son afectados severamente por el caudal de desplazamiento.

Justamente, con el fin de entender el impacto del caudal de desplazamiento sobre la recuperación de petróleo se emplean modelos visuales en los que se analizan las curvas de producción de petróleo en función del tiempo y de la inyección acumulada en diferentes escenarios. Los escenarios seleccionados cubren medios homogéneos y medios heterogéneos. En estos últimos se selecciona un único equilibrio o competencia de fuerzas viscosas y capilares, cambiando la distribución de los cuerpos arenosos entre inyectores y productores. Se muestra, en base a los resultados que no existe una única “receta” para optimizar la inyección de agua y que para lograr la mejor eficiencia dinámica es necesario conocer con el mayor detalle posible el modelo estático, así como los mecanismos de desplazamiento y las fuerzas dominantes a escala de reservorio.

Introducción

La inyección de agua para incrementar la recuperación de petróleo es una técnica ampliamente difundida, que ya ha sido implementada en innumerables escenarios de las más diversas cuencas productivas en todo el mundo. En nuestro país, no sólo se trata de una práctica frecuente, sino que ya existen muchos reservorios que han alcanzando cortes de agua muy elevados, en los que la producción se mantiene básicamente a expensas de un incremento continuo de la inyección de agua.

Sin embargo, las respuestas obtenidas son muy variadas, y muchas veces la producción neta de petróleo no acompaña linealmente el incremento de producción “bruta”.

De esta forma puede llegarse a situaciones en que un incremento adicional del caudal de inyección no produce aumentos detectables en la producción neta de petróleo. Esta situación sugiere que existe un caudal óptimo de inyección-producción y que, una vez superado, una parte significativa del agua inyectada circula por el reservorio sin producir un empuje adicional de petróleo.

Por otro lado, muchas veces se plantea la duda respecto a si conviene inyectar agua, desde el inicio, al máximo caudal de admisión o, por el contrario, iniciar la inyección a caudales moderados, para ir incrementándolos a lo largo de la producción. Detrás de la defensa de la segunda de estas opiniones subyace la idea de que altos caudales iniciales pueden originar canalizaciones tempranas que después no pueden revertirse.

Como consecuencia, a lo largo de la planificación e implementación de un proyecto de inyección de agua suele analizarse, repetidas veces, la conveniencia de mantener bajos o altos caudales de inyección en las diferentes etapas del proyecto.

En función de lo anterior, en este trabajo se estudian y explican las respuestas de algunos escenarios simples frente a la aplicación de diferentes caudales, con el fin de ayudar a la interpretación de escenarios reales y a la toma de decisiones en operaciones de campo.

En resumen, los objetivos de este estudio incluyen el análisis y justificación de las respuestas a las siguientes preguntas:

- ¿Por qué, habitualmente, la producción neta de petróleo no acompaña linealmente los cambios de producción “bruta”?
- ¿Cuál es el régimen óptimo de Inyección/Producción?

Desarrollo

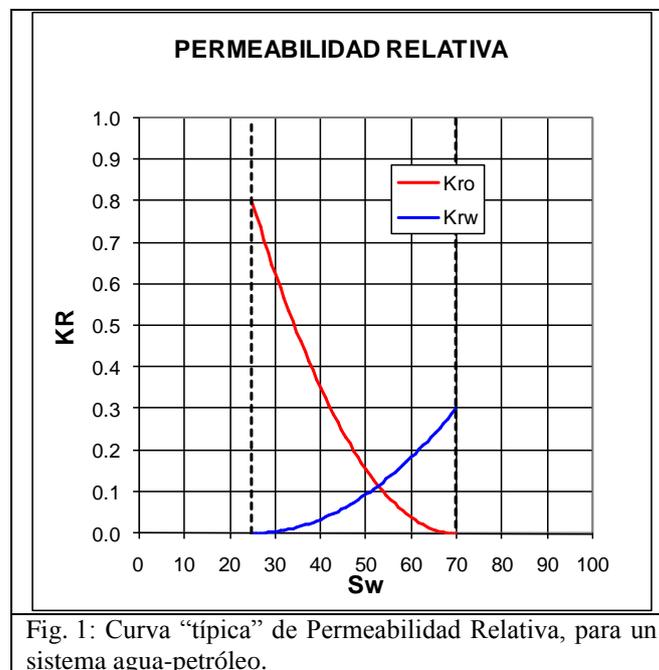
La inyección de agua para mejorar la producción de petróleo se encuadra dentro de lo que se identifica genéricamente como técnicas de desplazamiento inmiscible de una fase por otra y, desde los primeros desarrollos de la Ingeniería de reservorios, el modelado de este tipo de desplazamientos se ha englobado dentro de un marco teórico conocido como “Teoría de Avance Frontal”.

Los autores que dieron origen a estos desarrollos fueron Buckley y Leverett ¹, quienes en 1942 sentaron las bases de dicha teoría. Para lograr sus desarrollos, estos autores debieron establecer una serie de supuestos simplificadorios que también fueron adoptados por los autores posteriores^{2,3,4}.

El resultado es una teoría muy simple (conceptual y operativamente) que permite modelar el desplazamiento inmiscible mediante las que se conocen como “Curvas de Permeabilidad Relativa”, que abreviadamente llamaremos “curvas KR” en el resto de este desarrollo.

La Fig. 1 muestra una curva KR “típica” para un sistema agua-petróleo. La denominación de curva “típica” se hace en el sentido en que no presenta valores ni tendencias que puedan calificarse de “anómalas”.

En esta curva puede apreciarse que la capacidad de flujo de cada fase, presenta una dependencia funcional sólo con la variable identificada como “Sw” (saturación de agua)



Dicho de otra forma, la definición y uso de este tipo de curvas implica aceptar (conceptual y cuantitativamente) que, en un determinado medio poroso, una vez establecida la saturación de fluidos, existe una única capacidad de flujo para cada fase.

Esta dependencia funcional biunívoca entre capacidad de flujo y saturación de fases es lo que hace tan simple y atractiva a la teoría de avance frontal.

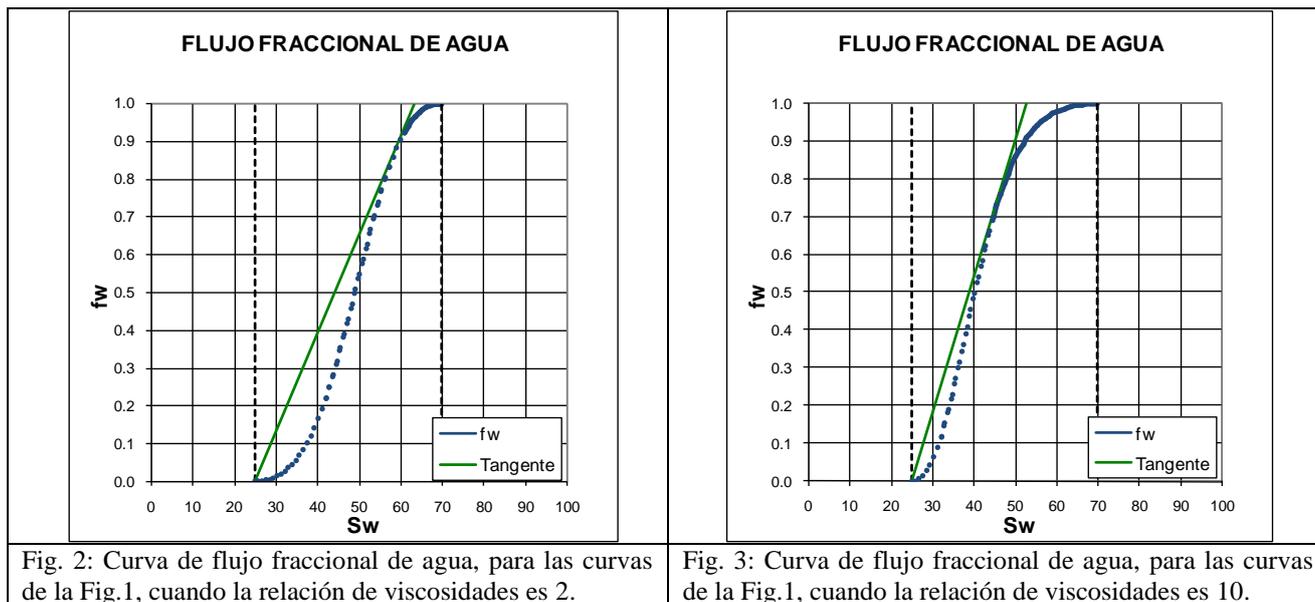
Posteriormente, para traducir esa capacidad de flujo en flujo o caudales efectivos, se realiza un cálculo adicional, que implica el uso de las viscosidades de ambas fases (μ_w y μ_o para el agua y el petróleo respectivamente) para obtener la que se conoce como curva de flujo fraccional de agua (f_w).

Despreciando fuerzas capilares y gravitatorias, la curva de flujo fraccional adopta la forma siguiente:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \cdot \mu_w}{k_w \cdot \mu_o}} \dots \dots \dots [Ec. 1]$$

En la Fig.2 se puede apreciar la curva de flujo fraccional de agua, asociada a las curvas KR de la Fig.1, cuando la relación de viscosidades entre el petróleo y el agua tiene el valor 2 ($\mu_o/\mu_w=2$). Por otra parte, en la

Fig.3 muestra la curva de flujo fraccional de agua, correspondiente a una relación de viscosidades de 10 ($\mu_o/\mu_w=10$).



Como puede apreciarse en la comparación de ambas curvas, al aumentar la relación de viscosidades, las curvas de flujo fraccional de agua (asociadas a las mismas curvas KR) se corren hacia menores saturaciones de agua, indicando que el proceso de desplazamiento es menos eficiente (para un mismo valor de S_w , el corte de agua es mayor cuanto mayor es la relación de viscosidades). La recta tangente a la curva de flujo fraccional (dibujada las figuras “2” y “3”), tiene un rol destacado en la teoría de avance frontal. El punto de tangencia indica la saturación a la que se produce la irrupción de agua en el extremo de producción, para un sistema lineal asociado al juego de curvas KR sobre las que se calcularon las curvas de flujo fraccional.

Nota: La teoría de avance frontal se desarrolló, matemáticamente, para sistemas lineales y homogéneos pero, de acuerdo al uso generalizado, sus resultados se aplican también a sistemas de otras características, tratándolos como sistemas equivalentes a aquellos en que se aplica la teoría.

Simplificando lo expuesto hasta este punto, puede decirse que en el modelado convencional (basado en curvas KR) se acepta que el movimiento de fluidos depende de la saturación de fluidos y de la relación de viscosidades, pero no depende de otras variables como:

- La geometría del desplazamiento
- El caudal empleado

Dicho de otra forma, en la medición y uso estándar de curvas KR y de flujo fraccional, se acepta que cada medio poroso posee un juego de curvas asociadas sólo al propio medio poroso y a las propiedades de los fluidos.

Nota: En rigor, también se acepta la influencia de la interacción roca-fluidos, a través de las propiedades de mojabilidad, pero éstas se consideran implícitas en las propias curvas de desplazamiento.

De esta forma, las curvas empleadas para modelar un determinado medio poroso, en los sistemas rutinarios de cálculo, no se modifican con el tamaño, forma o dirección de flujo en el elemento de volumen considerado y tampoco se modifican con el caudal de desplazamiento empleado.

Todas estas consideraciones, están resumidas en el trabajo original de Buckley y Leverett¹ de 1942 donde puede leerse “*In the absence of capillary and gravitational effects, f_D for a given sand and fluids varies only slightly with factors other than S_D , and it may be assumed that under these conditions - df_D / dS_D is also uniquely related to S_D , being constant for fixed S_D .*”, que, teniendo en cuenta que el sub-índice “D” hace referencia a la fase desplazante (agua, en el caso que nos ocupa) puede traducirse como “*En ausencia de efectos capilares y gravitatorios, el flujo fraccional de agua (f_w) para una determinada arena y juego de fluidos, varía sólo ligeramente con factores diferentes a la saturación de agua (S_w) y se puede asumir que, en estas condiciones, la derivada del flujo fraccional de agua respecto de la saturación de agua (df_w / dS_w) está relacionada sólo a S_w , permaneciendo constante para una S_w fija.*”

En el párrafo anterior queda explicitado que, para hacer el desarrollo de la teoría de avance frontal fue necesario eliminar dos de las tres fuerzas que impulsan el movimiento de fluidos en medios porosos: Las fuerzas capilares y las gravitatorias.

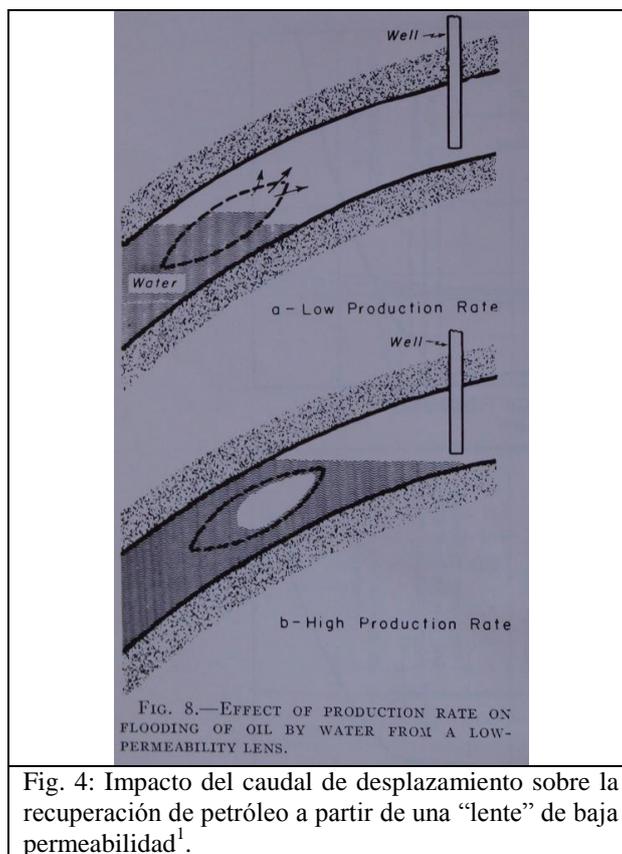
Sólo con esta simplificación (sumada a las ya mencionadas de medio lineal y homogéneo) fue posible hacer los desarrollos teóricos que soportan el empleo de curvas KR para el modelado del desplazamiento inmiscible.

Conscientes de estas simplificaciones, los mismos autores, sobre el final de la publicación mencionada, incluyen un comentario relacionado a un esquema identificado como “influencia de la velocidad de desplazamiento en la recuperación de petróleo a partir de una lente de baja permeabilidad”. El esquema presentado por los autores (Fig.8 en el trabajo original) se incluye en la Fig.4. En dicha figura se puede apreciar que los autores predicen (sólo cualitativamente y sin ecuaciones asociadas) que al elevar el caudal de inyección se pierde eficiencia en la recuperación de petróleo, para este escenario particular.

Los autores también mencionan que el petróleo “perdido” durante la inyección a alto caudal, eventualmente puede ser producido, pero prolongando la inyección de agua más allá del límite económico.

El ejemplo presentado por Buckley y Leverett se encuadra en uno de los numerosos escenarios posibles de equilibrios de fuerzas capilares, viscosas y gravitatorias. Y en el caso analizado conceptualmente se puede apreciar que si las fuerzas viscosas sobrepasan notoriamente a las capilares, pueden quedar, por detrás del “frente” de desplazamiento, cuerpos arenosos menos permeables con importantes contenidos de petróleo. Posteriormente, al quedar “rodeados” por agua, la velocidad de producción por fuerzas capilares se ve disminuida porque el petróleo a producir debe atravesar una zona de elevada saturación de agua y, por lo tanto, con muy baja permeabilidad efectiva al petróleo.

Nota: Éste es un fenómeno reconocido en la explotación de yacimientos naturalmente fracturados donde se acepta que existe una velocidad óptima de inyección de agua para maximizar la producción de petróleo. Lo que muestran Buckley y Leverett es que ese fenómeno se presenta en, diferente magnitud, en reservorios “convencionales” heterogéneos como el mostrado en la Fig. 4.



De esta forma, se reconoce, desde los orígenes de los desarrollos para flujo multifásico, que, en sistemas reales, el caudal puede tener un significativo impacto en la velocidad y eficiencia de la recuperación de petróleo.

Sin embargo, como ya se mencionó, el caudal no está contemplado como variable que afecte las curvas KR.

Experiencias de Laboratorio

En consideración de estos análisis, el presente trabajo fue diseñado, justamente, para mostrar el impacto del caudal de inyección/producción en diferentes escenarios y con el objeto de simplificar los análisis se eligieron sólo tres escenarios:

1. Un sistema bidimensional homogéneo.
2. Un sistema bidimensional como el presentado en la Fig. 4, con una “lente” central de menor permeabilidad que su entorno.
3. Un sistema bidimensional complementario del presentado en la Fig. 4, con una “lente” central de mayor permeabilidad que su entorno.

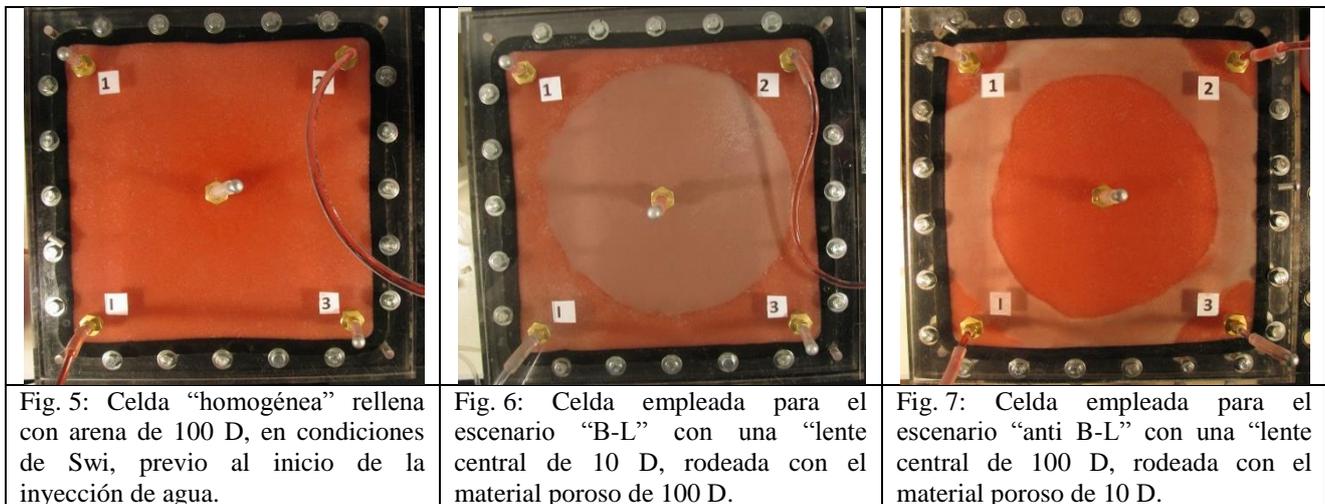
Por razones de nomenclatura, en el resto de este desarrollo estos escenarios se identifican como “Homogéneo”, “B-L” y “anti B-L” respectivamente.

Nota: La identificación “B-L” hace explícita referencia a que se trata de una adaptación sencilla del escenario analizado cualitativamente por Buckley y Leverett, en tanto que la identificación “anti B-L” obedece a que se invierten las relaciones de permeabilidades del modelo “B-L”.

En todos los casos se trabajó minimizando las fuerzas gravitatorias, de modo que sólo se analiza el impacto del caudal de desplazamiento sobre los equilibrios de fuerzas viscosas y capilares en sistemas heterogéneos muy simplificados.

La Fig. 5 muestra una fotografía de la celda que representa el escenario homogéneo. La imagen corresponde a una vista vertical de una celda de acrílico rellena con esferas de vidrio (permeabilidad aproximada: 100 D). La celda cuadrada tiene lados de 30 cm de longitud y el material de relleno, ocupa unos 5 mm de espesor. El color rojizo/anaranjado lo proporciona el colorante empleado para visualizar más fácilmente la fase orgánica. La Fig. 6 corresponde al escenario “B-L” con una “lente” central de 10 D, rodeada con el material poroso de 100 D, en tanto que la Fig. 7 muestra una fotografía del escenario “anti B-L” con una lente central de 100 D, rodeada de la “arena” de 10 D.

Nota: Los valores de permeabilidad son sólo aproximados pues la permeabilidad de este material no consolidado varía ligeramente con el ordenamiento y la compactación lograda en el proceso de preparación de cada celda.



En cada una de estas celdas se realizó el desplazamiento agua petróleo, a dos caudales diferentes, partiendo en todos los casos de saturación de agua irreductible (S_{wi}). La inyección se realizó en dirección diagonal desde el inyector “1”, hacia el productor identificado como “2”.

Los caudales empleados fueron de $5 \text{ cm}^3/\text{minuto}$ y $25 \text{ cm}^3/\text{minuto}$, identificados como “Q bajo” y “Q alto” respectivamente. En otras palabras, se empleó un caudal de referencia y otro 5 veces mayor, ambos compatibles con la resistencia física de las celdas y las características de los medios empleados.

La Fig. 8 muestra la producción acumulada de petróleo, en función del tiempo de ensayo, para el escenario “homogéneo”. La escala logarítmica en el eje horizontal permite apreciar que las curvas de producción a diferentes caudales presentan un corrimiento horizontal monótono, indicando que difieren entre sí sólo en la velocidad de producción. Con “Q bajo” los tiempos necesarios para alcanzar una cierta producción son 5 veces mayores a los empleados con “Q alto”.

Cuando la producción se presenta en función del agua empleada (medida en VP equivalentes), ambos desplazamientos dan lugar a curvas casi idénticas, como puede apreciarse en la Fig. 9.

Estos resultados están en abierta coincidencia conceptual con los supuestos básicos de la teoría de avance frontal. Si bien la teoría de Buckley y Leverett se desarrolló para desplazamientos unidimensionales, en este caso se puede apreciar que la vinculación entre inyección de agua y producción de petróleo mantienen los mismos lineamientos globales en sistemas areales. En otras palabras, se comprueba que en un medio homogéneo sometido a un desplazamiento inmisible, en ausencia de fuerzas capilares y gravitatorias, la eficiencia de producción de petróleo no se ve afectada por el caudal de desplazamiento.

Nota: En este escenario se eliminan casi completamente las fuerzas gravitatorias, pero subsisten las fuerzas capilares originadas por diferentes saturaciones de agua en un mismo medio poroso. Con este esquema de trabajo sólo se eliminan las fuerzas capilares más significativas, asociadas a diferentes calidades de medio poroso. De hecho, las pequeñas diferencias entre las curvas de la Fig. 9 deben atribuirse mayoritariamente a la presencia de los fenómenos capilares que no fueron eliminados, pero sí minimizados empleando la arena de mayor permeabilidad para modelar el sistema "homogéneo".

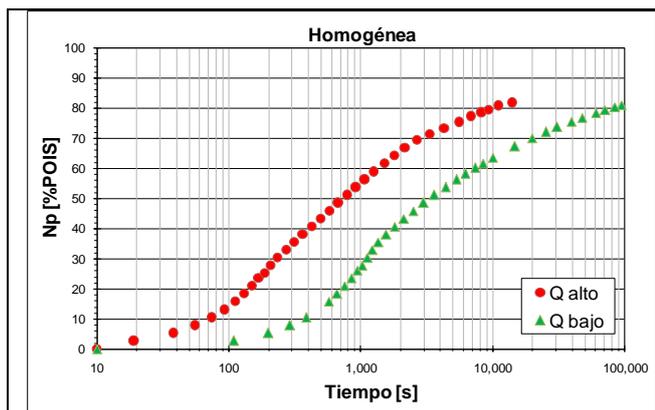


Fig. 8: Desplazamientos a diferentes caudales, en el escenario "homogéneo".

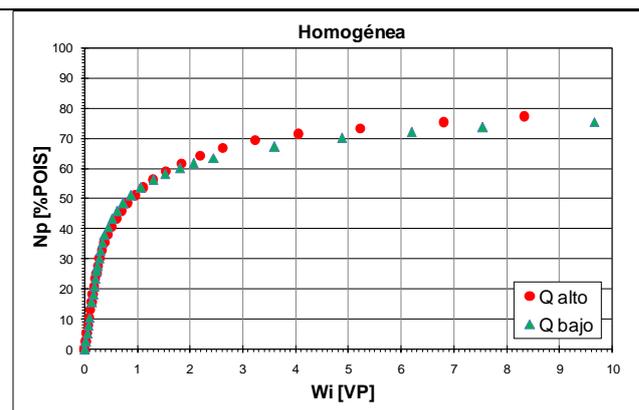


Fig. 9: El mismo desplazamiento de la Fig. 8 graficado en función del agua inyectada. Se aprecia que las curvas de producción a diferentes caudales son casi idénticas.

Por otra parte, el mismo desplazamiento llevado a cabo sobre el escenario "B-L" muestra un resultado marcadamente diferente.

La Fig. 10 muestra que multiplicar el caudal por 5, sólo se traduce en un acortamiento proporcional de los tiempos sólo al comienzo de la inyección de agua, en particular, en la etapa previa al breakthrough donde esta condición la impone un simple balance de materia. Durante el período de producción bifásica, la mejora en tiempos de producción es mucho menor que el incremento de caudal.

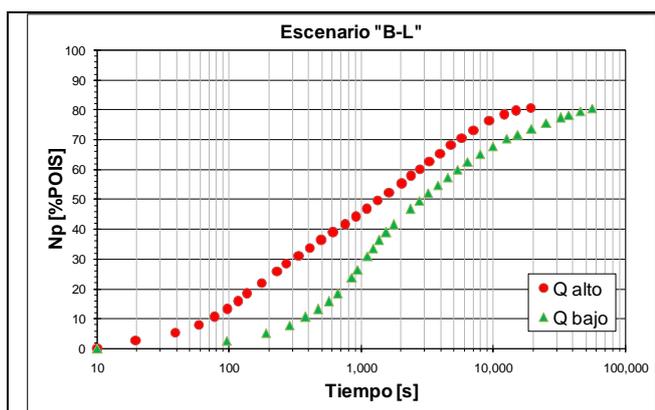


Fig. 10: Desplazamientos a diferentes caudales, en el escenario "B-L".

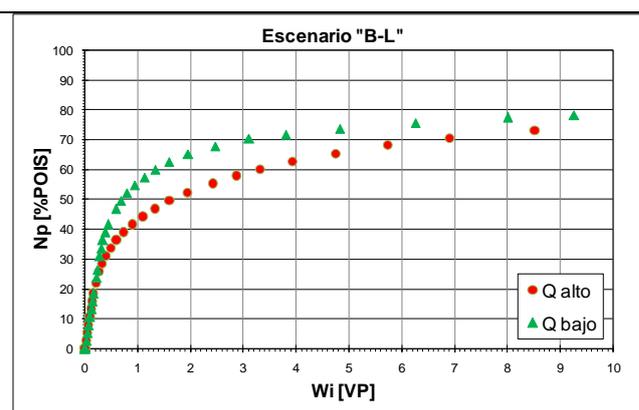


Fig. 11: El mismo desplazamiento de la Fig. 10, graficado en función del agua inyectada. Se aprecia la mayor eficiencia del desplazamiento a menor caudal.

La fig. 10 muestra que, tal como aseguran los autores mencionados, eventualmente el petróleo retenido en la lente de baja permeabilidad es producido, pero con una pérdida notable de eficiencia en el aprovechamiento del agua inyectada. En otras palabras, a bajos caudales, se aprovecha mejor el agua inyectada, gracias al aporte por las fuerzas capilares que, a bajos caudales, permiten desalojar el petróleo de la lente de baja

permeabilidad sin “forzar” la producción mediante fuerzas externas (fuerzas “viscosas”, en la nomenclatura tradicional)

Por último, el escenario “anti B-L” produjo las curvas de desplazamiento de las figuras 11 y 12.

Una inspección rápida de estas curvas sugiere que el comportamiento de este escenario es similar al del escenario “homogéneo”, sin embargo, la Fig. 13 muestra claramente que la eficiencia de aprovechamiento del agua inyectada es mayor cuando se trabaja a altos caudales.

La Fig. 13 muestra una tendencia inversa a la que se observa en el Fig. 11, que es la correspondiente al escenario “B-L”. Esto se explica pues, en el escenario “anti B-L” es necesario emplear un caudal elevado para vencer las fuerzas capilares que tienden a retener el petróleo en la “lente” más permeable.

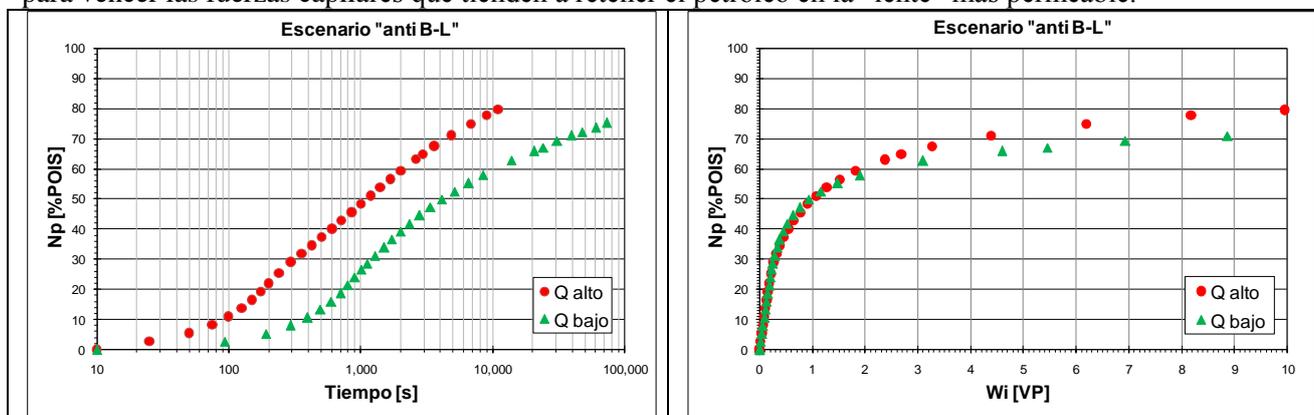


Fig. 12: Desplazamientos a diferentes caudales, en el escenario “anti B-L”.

Fig. 13: El mismo desplazamiento de la Fig. 12 graficado en función del agua inyectada. Se aprecia que a mayor caudal hay una mayor eficiencia en el aprovechamiento del agua.

Aplicaciones

Los conceptos desarrollados tienen aplicación general en los proyectos de secundaria, pero son especialmente adecuados para la toma de decisiones basadas en el análisis de la historia de producción de pozos con elevado corte de agua y con suficiente documentación como para interpretar correctamente la dependencia de las variables en la escala de reservorio.

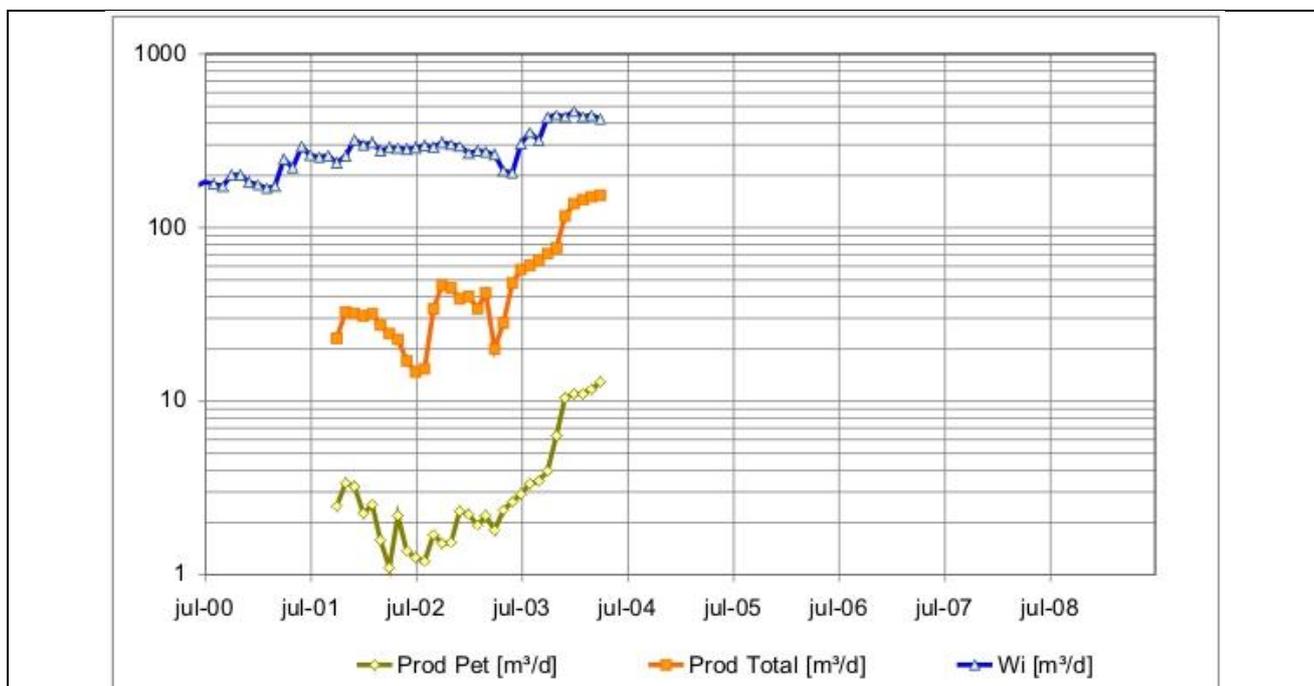


Fig. 17: Al comienzo de la producción por inyección de agua, el caudal Neto de petróleo es proporcional al caudal Bruto de producción. El agua inyectada (Wi) corresponde a la suma de todos los inyectores asociados a este pozo productor.

En los casos con elevado corte de agua, donde muchas veces ya no se puede elevar aún más la producción bruta de los pozos, el análisis estaría destinado a evaluar si se está aprovechando eficientemente la inyección de agua.

A modo de ejemplo, en un trabajo reciente⁵ se empleó la historia de producción de un pozo con un corte de agua cercano al 99 % para mostrar la insensibilidad de la producción neta de petróleo con respecto a los elevados caudales de inyección empleados.

En la Fig 14 , tomada a partir de la figura 17 de dicho trabajo se muestra el inicio de la inyección de agua donde se puede apreciar visualmente la similitud entre los cambios de caudal “Bruto” y “Neto”. De esta forma se concluía, en dicho trabajo, que en los primeros años de producción por inyección de agua, los incrementos en el caudal de producción se acompañan de un crecimiento proporcional del petróleo producido.

Más adelante, tal como se muestra en la Fig. 15 (figura 18 del trabajo original), pese a continuar el incremento del caudal bruto de producción, la producción neta de petróleo comienza a declinar con la tendencia indicada en esa misma figura.

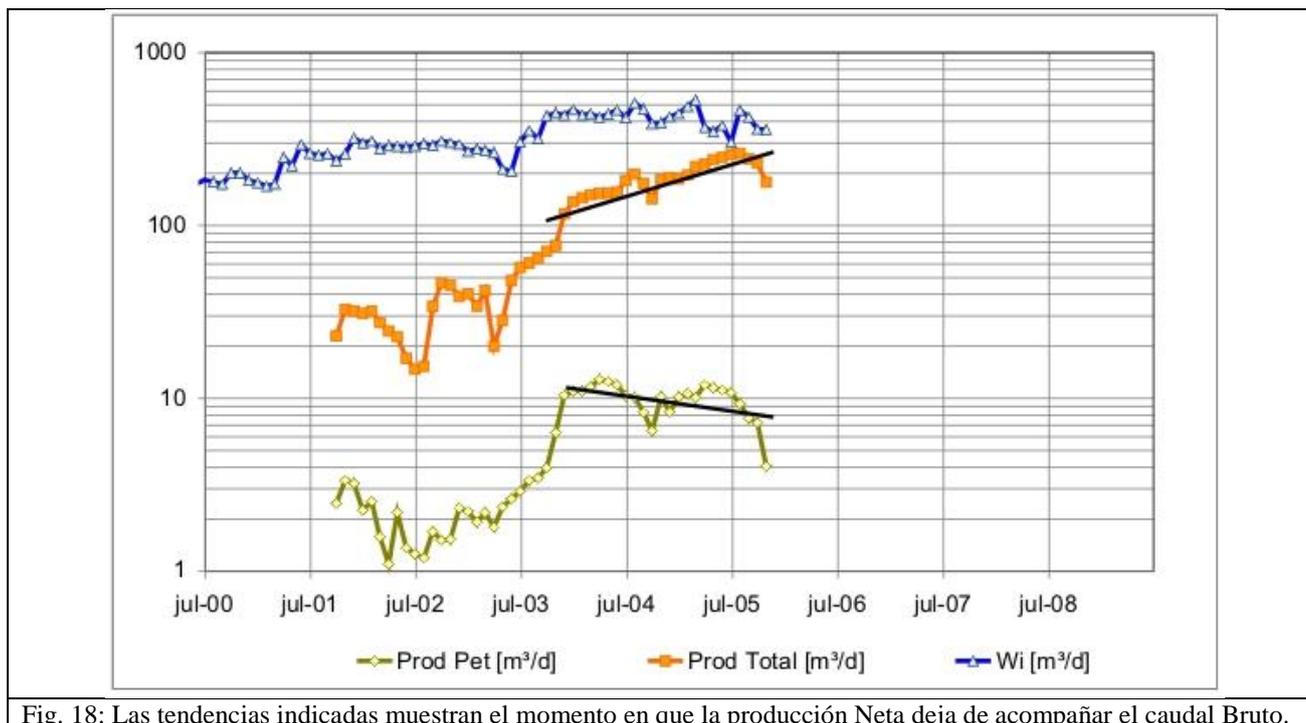


Fig. 18: Las tendencias indicadas muestran el momento en que la producción Neta deja de acompañar el caudal Bruto.

En dicha publicación se comentaba que si bien ese abrupto quiebre de tendencias es sugestivo por sí mismo, resultan aún más llamativas las tendencias que se indican en la Fig. 16 (figura 19 del trabajo original). En esta última figura, pese a que se suspende el incremento de producción Bruta (y de inyección en los inyectores asociados), la tendencia de la curva declinatoria no cambia. Esta situación indica que, en esta etapa, la producción de petróleo no se vincula proporcionalmente con el caudal de Inyección/Producción. En otras palabras, el aporte de petróleo parece originarse en mecanismos que no dependen de la cantidad de agua que se circula por el reservorio.

De esta forma se concluía que en sistemas altamente heterogéneos, es aceptable suponer que una fracción significativa de la producción de las capas menos permeables debe obedecer a mecanismos de imbibición que se manifiestan con una intensidad que no depende directamente de la velocidad de inyección/producción. Dentro de los desarrollos del presente trabajo, se podría concluir que este pozo se comporta como un escenario del tipo “B-L”, en que no es conveniente incrementar al máximo posible el caudal de inyección porque se pierde mucha eficiencia en el aprovechamiento del agua. En consecuencia, es probable que una detección temprana de esta característica hubiera ahorrado una parte significativa de la energía de bombeo y de los costos de tratamiento del agua inyectada en exceso.

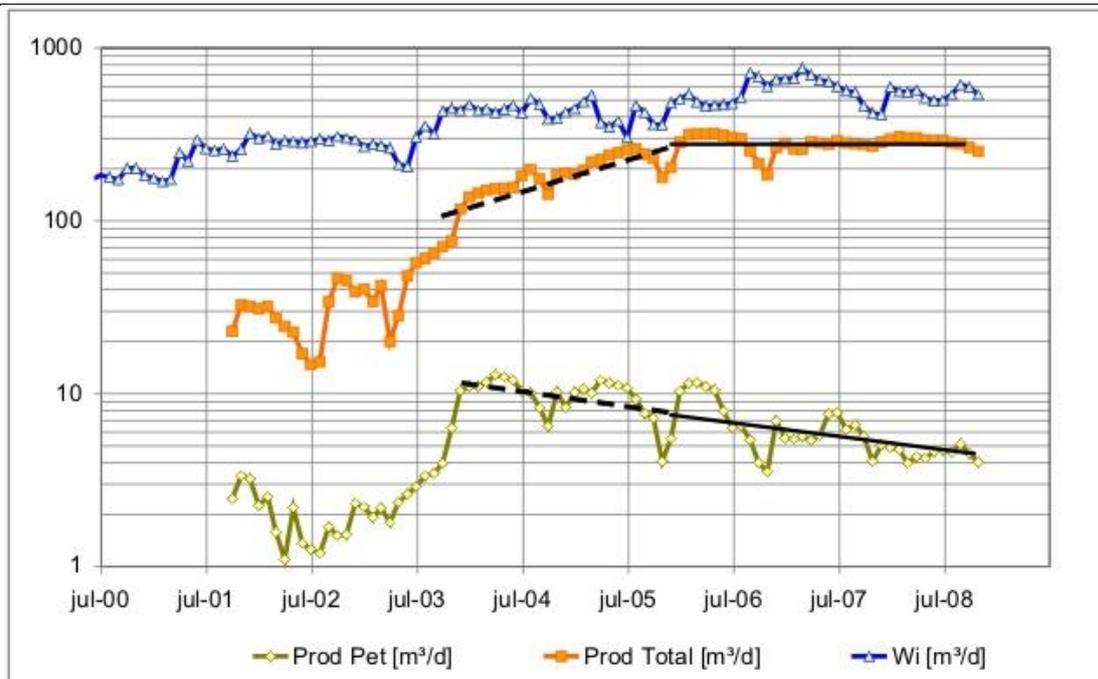


Fig. 19: Pese a que se interrumpe el aumento de la producción “Bruta”, no cambia la tendencia de la declinatoria de Petróleo.

Conclusiones

En función de los resultados experimentales y de los análisis presentados, puede concluirse que:

1. Pese a la frecuencia con que se encuentran situaciones en que el caudal neto de producción de petróleo no acompaña linealmente los cambios en producción bruta, el modelado convencional (basado en el concepto de curvas KR) asume que la eficiencia de aprovechamiento del agua es independiente del caudal de trabajo.
2. Se mostró, mediante modelos simples de laboratorio, que existen escenarios en los que el empuje con agua es más eficiente cuando se emplean elevados caudales de inyección/producción y también escenarios con características inversas.
3. Los ejemplos presentados indican que existe una dependencia funcional entre el Corte de Agua y el Factor de Recuperación con la geometría de las trampas y con el caudal de inyección/producción. Estos resultados destacan la importancia de conocer e interpretar correctamente el modelo geológico en cada escenario de inyección de agua.

Por otra parte es importante resaltar que cuando se acepta la existencia de un caudal óptimo de inyección/producción, se está asumiendo que pierde validez el modelo simple de curvas KR propio de la teoría de avance frontal. Este resultado está en concordancia con los planteos iniciales de Buckley y Leverett cuando presentaron su primer desarrollo de la teoría de avance frontal¹.

Bibliografía.

1. Buckley, S.E., and Leverett, M.C.: “Mechanism of Fluid Displacement in Sands”, Trans. AIME (1942) 146, 107-116.
2. Welge, H.J.: “A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive”. Trans. AIME (1952), 195, 91.
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., Bardelli J., Masiero D., Fondevila G.: “Aprovechamiento de Empujes Espontáneos para Optimizar Secundarias Avanzadas”, Congreso de Producción del Bicentenario, 18 al 21 de Mayo de 2010 Salta, República Argentina.