



Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas

Por **Marcelo A. Crotti**, **Julián Bardelli**, **Diana Masiero** (Inlab SA)
y **Gastón Fondevila** (CAPSA)

Trabajo seleccionado como Primera Mención en el Congreso de Producción del Bicentenario.

La inyección de agua para incrementar la recuperación de petróleo es una técnica tan 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 alcanzado una situación que se identifica como de “secundarias avanzadas” o “secundarias maduras”. Estos términos hacen referencia a escenarios donde, generalmente, se ha alcanzado algún límite, ya sea por la capa-

dad de admisión/producción de los pozos, por la disponibilidad y posibilidades de tratamiento del agua, por la pérdida de rentabilidad asociada al manejo de grandes volúmenes de agua, etcétera.

Además de las variables macroscópicas mencionadas, en estos escenarios comienzan a aparecer cambios en las rutinas de trabajo: muchas veces es necesario cambiar las metodologías de control de pozos para mantener la calidad de las mediciones. Comienzan a aparecer emulsiones más tenaces y contenidos de “finos” que generan proble-

mas en el de tratamiento de los crudos, etcétera.

Una forma simple de identificar en qué momento un yacimiento debe considerarse en condiciones de “secundaria avanzada” es cuando se deja de pensar en ampliar los proyectos existentes y comienzan a plantearse preguntas del tipo “¿Es todavía posible mejorar la eficiencia de recuperación de petróleo por esta vía?”.

En general, cuando se llega a las condiciones de “secundarias avanzadas” también comienzan a evaluarse otras formas de recuperación asistida, y se inician, en muchos casos, ensayos piloto de algún tipo de recuperación terciaria.

Cualquiera que sea la decisión a largo plazo, en forma paralela suelen implementarse diferentes formas de optimización de la recuperación secundaria, que incluyen cambios de *patterns*, empleo de geles para mejorar el perfil de inyección (operaciones de conformance) y todo tipo de decisiones a nivel de pozo para cerrar las capas totalmente acuatizadas y mejorar la eficiencia del empuje por agua.

Dentro de esta línea, en este trabajo se presentan los fundamentos teóricos y experimentales que permiten planificar una optimización de la inyección de agua, basándose en conceptos diferentes a los tradicionales. Para ello se recurre a una serie de fenómenos que muchas veces se califican de “anomalías”.

En general, al planificar una secundaria se aceptan algunos principios o axiomas muy simples, respaldados por desarrollos simplificados y por muchos años de trabajo. Estos axiomas son tan sencillos e intuitivos que no sólo es muy difícil ponerlos en duda, sino que, muchas veces ni siquiera se los reconoce como supuestos o soporte de todo el andamiaje de cálculo posterior.

Muchos de estos supuestos parten de la teoría de avance frontal y de ciertas suposiciones de modelado, necesarias para simplificar la complejidad de los sistemas heterogéneos naturales. En particular, en los desarrollos siguientes, se analizarán la validez, limitaciones e influencia de los siguientes supuestos básicos en diferentes etapas de la recuperación secundaria.

- El agua circula preferentemente por los canales más permeables.
- El petróleo es empujado hacia los productores por el agua de inyección.
- A mayor velocidad de inyección de agua, mayor es la velocidad de recuperación de petróleo.
- A los efectos del modelado, los sistemas heterogéneos pueden reemplazarse por sistemas homogéneos equivalentes.

Como se explicará en detalle, algunos o la totalidad de estos supuestos pierden validez cuando las fuerzas espontáneas de re-acomodamiento de fluidos (fuerzas capilares y/o gravitatorias) se tornan dominantes frente a las fuerzas externas (fuerzas viscosas), generadas por las actividades de inyección y producción en los reservorios bajo recuperación secundaria.

Para esos casos se propone optimizar el esfuerzo de inyección/producción con asistencia del comportamiento de las fuerzas espontáneas. En otras palabras, el corazón de esta propuesta es “empujar” el petróleo hacia donde fluye espontáneamente, minimizando la energía necesaria para movilizarlo.

Las herramientas de estudio y optimización de operaciones se vinculan fuertemente con el modelo geológico, dado que la magnitud y ubicación de las heterogeneidades condicionan la importancia de las fuerzas capilares y definen una parte importante del re-acomodamiento espontáneo de las saturaciones en el reservorio.

En función de lo expresado hasta este punto, los objetivos de este trabajo pueden resumirse en los siguientes puntos: uno, identificar la contribución relativa de los diferentes mecanismos de producción de petróleo. Dos, rediseñar la secundaria mediante un modelo dinámico de reservorio con asistencia a los empujes espontáneos.

La industria del petróleo adoptó muy tempranamente la inyección de agua como herramienta técnica, económicamente adecuada para mejorar la producción de petróleo. Este procedimiento se encuadra dentro de lo que se identifica genéricamente como técnicas de desplazamiento inmisible 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 primeros autores dentro de esta línea fueron Buckley y Leverett¹, quienes en 1942 sentaron las bases de dicha teoría. Para lograr sus desarrollos, estos autores debieron establecer una serie de supuestos simples que también fueron adoptados por los autores posteriores^{2,3,4}. Dentro de estos supuestos, que incluyen el modelado sobre sistemas porosos lineales y homogéneos, uno de los más restrictivos es el que se relaciona con las fuerzas involucradas en el desplazamiento.

Según el trabajo de Buckley y Leverett, “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.”

Obsérvese el supuesto principal de este párrafo (“en ausencia de efectos capilares y gravitatorios...”). Así, puede apreciarse que, desde los orígenes del modelado del desplazamiento de petróleo con agua, se ha depreciado o minimizado la influencia de las fuerzas capilares y gravitatorias. Sólo de esta forma se lograron desarrollar los conceptos de “flujo fraccional” y “permeabilidad relativa” como variables sólo dependientes de la saturación de agua del medio poroso.

Pese a que muchos autores^{5,6,7,8} han puesto en entredicho la generalización de los conceptos mencionados, en la actualidad el modelado de yacimientos bajo inyección de agua se realiza recurriendo a curvas que dependen sólo de la saturación de agua de cada celda o bloque de modelado, y han sido obtenidas para sistemas lineales homogéneos (u homogéneos equivalentes), pese a que se aplican a sistemas tridimensionales altamente heterogéneos.

Algunas frases de los autores mencionados pueden resultar de utilidad para comprender las limitaciones de los conceptos derivados de la teoría de avance frontal cuando se aplican a sistemas reales.

“Las curvas completas de permeabilidad relativa parecen haber sido tratadas siempre con gran veneración a lo largo de la historia de la ingeniería de reservorios. Se asume que

estas curvas son intrínsecamente correctas y toda la teoría y la práctica se ha ensamblado para acomodarse a esta visión generalizada. De hecho, como se discute a lo largo de este capítulo, ésta es una actitud cuestionable” (Dake: p. 361).

“De una u otra forma, y actualmente por casi una centuria, la voluminosa literatura sobre este tema ha sido notoriamente influenciada por la cambiante interpretación del significado y aplicabilidad del concepto de permeabilidad relativa que continúa causando perplejidad pese a su difundido empleo.” (Rose: 1999).

“Aún así, lo que sostiene el autor de esta publicación es la urgente necesidad de una mayor clarificación. Y el foco de mayor importancia tiene que estar relacionado a cómo medir y aplicar los datos de permeabilidad relativa cuando se emprenden estudios de simulación de los procesos de transporte en reservorio.” (Rose:1999).

De hecho, resulta abrumadora la cantidad de publicaciones que documentan situaciones en que no se cumplen los supuestos básicos de la teoría de avance frontal. En muchos casos, las publicaciones exponen estas situaciones sólo como anomalías, pero, como se verá, la significativa contribución de fuerzas capilares y/o gravitatorias, en sistemas heterogéneos, genera, inevitablemente, situaciones que se apartan de lo esperado mediante los conceptos de la “Teoría de Avance Frontal”.

A continuación, se analizan algunos ejemplos sencillos para mostrar el origen de estas “anomalías”.

Primer caso: el flujo de agua por canales de alta permeabilidad

El primer ejemplo corresponde a mediciones de laboratorio realizadas en una celda visual, diseñada para observar equilibrios de fases dinámicos en sistemas heterogéneos.

La figura 1 muestra una celda formada por dos tapas de acrílico, (de 80 centímetros de largo, 30 de ancho y 2 de espesor), que retiene un medio poroso artificial con la ayuda de un sello lateral de goma. El espesor neto de relleno poroso es de cerca de un centímetro y las cuatro “bandas”, que se aprecian en la figura, corresponden a otras tantas calidades diferentes de medio poroso.

El relleno está formado por esferas de vidrio, con diámetros seleccionados en cuatro rangos que van desde los 500 micrones a los 50 micrones. Las permeabilidades que se indican en la figura 1 son sólo aproximadas pues los valores reales dependen no sólo de los diámetros de las esferas, sino también de su grado de compactación y ordenamiento. La porosidad global resultó cercana al 35% y todas las granulometrías (conforme a experiencias previas) adoptan valores cercanos, con similares grados de compactación.

Nota: por construcción, las 4 bandas están totalmente comunicadas entre sí, pues entre ellas se puso sólo una malla metálica fina, cuya función es la de contención mecánica de los rellenos, permitiendo, casi sin restricciones, el flujo de fases.

En la figura 1 el medio poroso está seco, de modo que el único fluido en contacto con el medio poroso es el aire, a presión atmosférica, que ocupa la totalidad del volumen poral de la celda. Los 8 tubos plásticos (4 en cada extremo) que se ven en la figura son los únicos puntos de contacto del medio poroso con el exterior.

Durante la experiencia, esos tubos se emplearon para permitir el ingreso y egreso de fluidos en el medio poroso. Las figuras 2 a 6 muestran el comportamiento de esta misma celda durante la inyección forzada de agua desde el punto indicado en la figura 2. La presión de inyección fue de 0.5 psi por encima de la presión atmosférica, en el punto de inyección, y los posibles efectos gravitatorios se minimizaron tras colocar la celda sobre una superficie perfectamente horizontal.

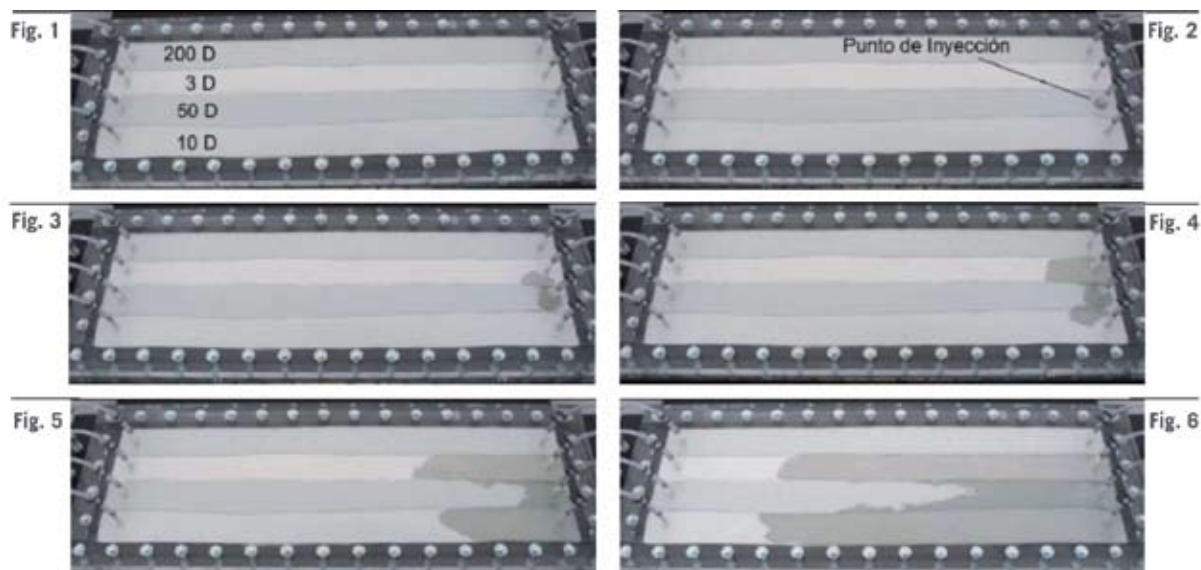


Figura 1. Celda de 4 “bandas” paralelas, totalmente comunicadas. Las permeabilidades se indican en la imagen. **Figura 2.** Comienza la inyección de agua. Los otros tubos del lado derecho están cerrados y los 4 del lado izquierdo están abiertos a la atmósfera. **Figura 3.** La inyección de agua pierde el perfil radial y el agua pasa espontáneamente a la capa menos permeable. **Figura 4.** Las dos capas de menor permeabilidad captan más agua que la capa de inyección. **Figura 5.** Continúa la inyección. Las fuerzas capilares dominan el proceso de desplazamiento. **Figura 6.** Incluso en etapas avanzadas, la capa más permeable sigue sin recibir agua, aunque produce casi el 50% del total del aire expulsado.

En la figura 2 se observa un pequeño “círculo” oscuro que delimita la zona invadida por el agua, en las cercanías del punto de inyección. La simetría radial de la “mancha” de agua era de esperar, en función de la homogeneidad del medio poroso en las cercanías del punto de inyección, y de la movilidad desfavorable del agua respecto de la fase desplazada (aire). Ambos factores definen un borde neto, de forma regular, en el contacto de fases.

Durante toda la experiencia se inyectó agua por el punto y en las condiciones indicadas, al tiempo que se mantuvieron cerrados los otros puntos de “inyección” ubicados del mismo lado de la celda. Simultáneamente, se mantuvieron abiertos a la atmósfera los 4 puntos de “producción” ubicados en el extremo opuesto de la celda. De esta forma, el aire desplazado por el ingreso de agua era eliminado por el extremo opuesto de la celda.

Como se indica en las figuras correspondientes, a partir del momento en que el agua contactó las zonas menos permeables, esta fase avanzó preferentemente por dichos niveles. Esta situación obedeció a que las fuerzas capilares dominan el proceso de desplazamiento. Como consecuencia de la heterogeneidad del medio y la existencia de significativos flujos cruzados, durante el período mostrado en las figuras 2 a 6, las capas de 200 D y de 50 D acumularon la mayor producción de aire, con caudales casi idénticos entre sí y con muy escasa contribución de las capas de menor permeabilidad.

Nota: si se suspendiera la inyección de agua en cualquiera de las etapas indicadas en las figuras 3 a 6, las fuerzas capilares seguirían trabajando y reacomodando los fluidos, de modo de lograr que la mayor cantidad de agua posible quedara atrapada en las capas menos permeables.

El análisis de esta experiencia indica que el concepto simple, resumido en la frase “El agua circula preferentemente por los canales más permeables” no es necesariamente cierta cuando las fuerzas dominantes no son las fuerzas viscosas.

Más aún, si en la experiencia mostrada en las imágenes anteriores sólo se dispusiera de los datos de inyección y producción (sin acceso a la inspección visual de la celda) guiados por la frase mencionada, la interpretación simple diría que el agua está circulando casi exclusivamente por las capas más permeables, en flagrante contradicción con el verdadero resultado experimental.

Para estudiar si lo que se observó en las figuras 1 a 6 es sólo un fenómeno propio de la escala de laboratorio o puede escalarse a nivel de reservorio, se realizó un modelo de simulación con condiciones similares, pero a escala de campo (700 metros x 200 x 4), y pudo comprobarse que, en este caso, el gradiente capilar también resulta dominante. Las presiones capilares asignadas a las diferentes capas fueron proporcionales a “columnas” de agua de 2 metros, 4 metros, 10 metros y 20 metros respectivamente, en función de la permeabilidad de cada “canal”. Los resultados se muestran a continuación.

La figura 7 expone que se obtuvo un resultado cualitativamente equivalente a la experiencia de laboratorio: el gradiente capilar es dominante, por lo que el agua circula, preferentemente, por los canales menos permeables.

Nota: al igual que en la experiencia de laboratorio, la magnitud de la contribución de las fuerzas capilares está vinculada a lo caudales de inyección. Los efectos capilares resultan más manifiestos a medida que disminuye el caudal de inyección.

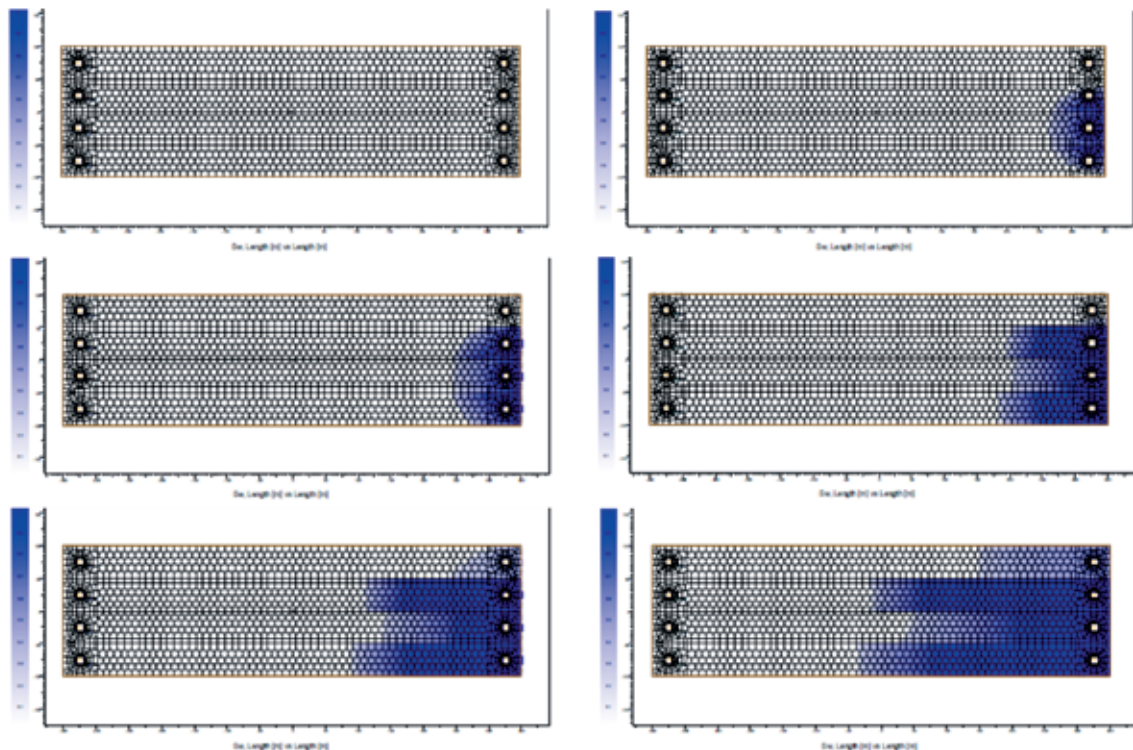


Figura 7. Simulación de barrido a escala de campo, canales laterales de diferente permeabilidad.

Segundo caso: los sistemas homogéneos equivalentes a sistemas heterogéneos

Para analizar este segundo caso se empleó una celda de laboratorio pero con una heterogeneidad más marcada que en el caso anterior.

La figura 8 muestra una fotografía de esta celda, luego de haberla saturado al 100% con agua y haberla barrido con petróleo de viscosidad cercana a 5 cp (en condiciones ambiente), con una diferencia de presión de 2 psi, aplicada desde el extremo superior izquierdo mientras se producía por el extremo inferior derecho de la imagen.

Los números 1 a 5 indican diferentes calidades de relleno (como en el caso anterior, esferas de vidrio en diferentes rangos entre 500 y 50 micrones), cuyos números más bajos corresponden a los rellenos con esferas más grandes. La porosidad global fue del 35% y el volumen poral, de 230 centímetros cúbicos.

Nota: dado que la intensidad de la coloración rojiza está relacionada al grado de saturación con petróleo, se puede apreciar que, con las condiciones de desplazamiento de agua por petróleo elegidas, no se eliminó toda el agua móvil del sistema. Al final del desplazamiento, la S_w promedio fue del 27%, en tanto que la S_{wirr} de este tipo de relleno resultó cercana al 10%.

La figura 9 muestra el esquema inyección/producción elegido para el primer desplazamiento de petróleo con

agua. Los resultados de este desplazamiento se muestran en la figura 12 con el subíndice 1.

Una vez terminada esta etapa, la celda se volvió a las condiciones iniciales, mediante un nuevo desplazamiento de agua con petróleo en las mismas condiciones que las empleadas en el primer caso.

En esta etapa se eliminó la totalidad del agua inyectada durante el desplazamiento de petróleo empleando el *pattern* 1. La figura 10 muestra el esquema inyección/producción elegido para el segundo desplazamiento de petróleo con agua. Los resultados de este segundo desplazamiento también se muestran en la figura 13, acompañados del subíndice 2.

La comparación de las curvas de producción de agua y petróleo en ambos *patterns* muestra una fuerte dependencia de la curva de recuperación de petróleo con el *pattern* elegido. Sin embargo, tal como puede apreciarse en la figura 11, si se reemplazara el medio poroso heterogéneo, por un medio poroso homogéneo "equivalente", ambos *patterns* deberían comportarse de forma idéntica, pues no hay diferencias geométricas entre los dos esquemas de inyección/producción elegidos.

De esta forma resulta evidente que, en general y para el modelado de flujo multifásico, no es posible reemplazar un sistema heterogéneo por un homogéneo equivalente de propiedades "medias", calculadas mediante algún algoritmo de mezclas o promediado matemático.

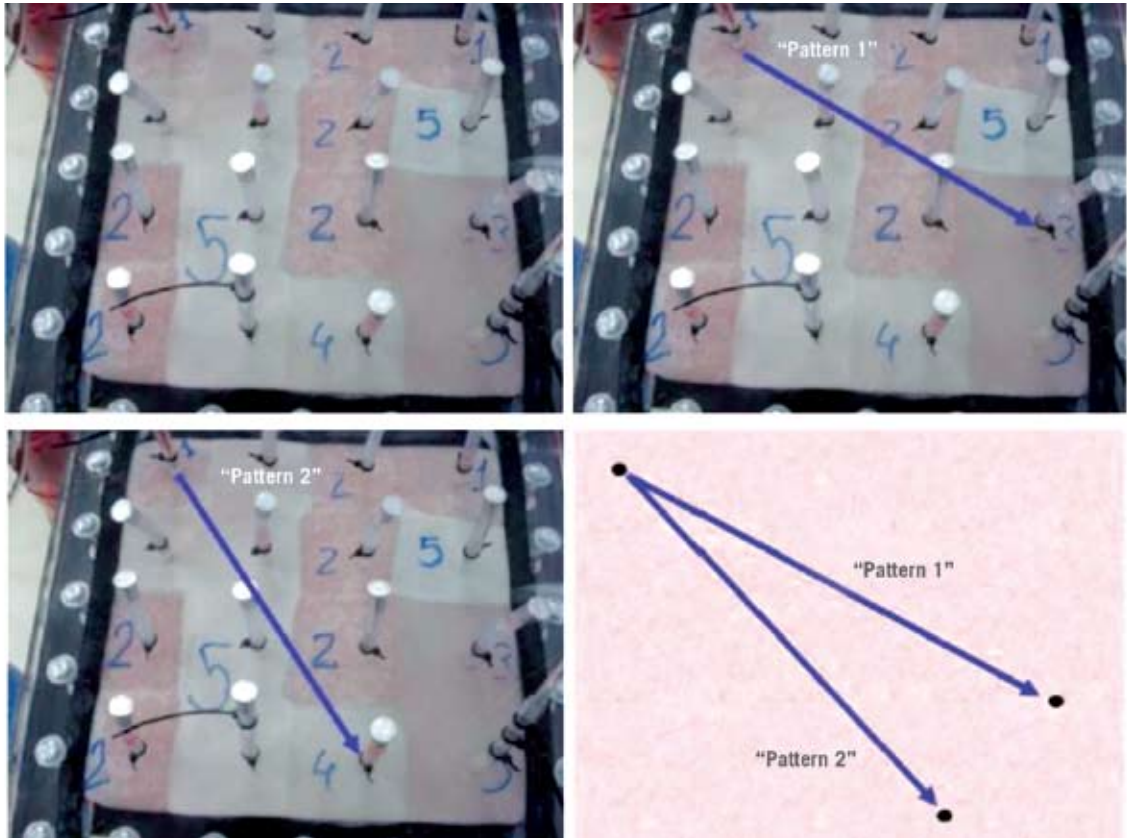


Figura 8. Celda heterogénea con 5 calidades de relleno. La coloración indica las saturaciones relativas de agua y petróleo al inicio de los barridos. Figura 9. El primero de los *patterns* de inyección/producción empleado. Figura 10. El segundo de los *patterns* de inyección/producción empleado, partiendo de las mismas condiciones iniciales. Figura 11. Ambos *patterns* resultan geoméricamente idénticos, en un bloque homogéneo, de propiedades "equivalentes" a la de la celda heterogénea.

En otras palabras, en contraposición a lo expresado en el trabajo de Buckley y Leverett de 1942, ninguna curva "promedio" de relación entre flujo fraccional y saturación de agua puede modelar simultáneamente resultados experimentales tan dispares obtenidos sobre la misma geometría y de flujo.

Nota: En este trabajo se reportan sólo dos desplazamientos con idéntica geometría de inyección/producción. Sin embargo, si se ubica el "pozo" inyector en cualquiera de los otros 3 "vértices" de la celda, se pueden implementar 8 desplazamientos diferentes, que responden a la misma geometría externa.

Una consideración de los diferentes caminos reales involucrados sugiere que no sólo habría ocho relaciones diferentes entre corte de agua y saturación de agua del sistema, sino que las acumuladas finales, teniendo en cuenta las diferentes "barreras" capilares, también resultarían notablemente diferentes, tal como se aprecia en los dos escenarios estudiados.

Un análisis más detallado de esta experiencia permite explicar por qué no se cumplen las condiciones señaladas por Buckley y Leverett. El ejemplo presentado no sólo no responde a la geometría lineal modelada por estos autores (donde sólo existe un punto de inyección y uno de producción), sino que el desplazamiento se realiza en un sistema altamente heterogéneo sometido a una competencia entre fuerzas viscosas y capilares (el efecto de la

gravedad fue minimizada en estos desplazamientos, colocando la celda sobre un plano horizontal).

En resumen, esta experiencia muestra que el modelado con sistemas homogéneos que se intenta hacer equivalentes a los sistemas heterogéneos que reemplazan, no es

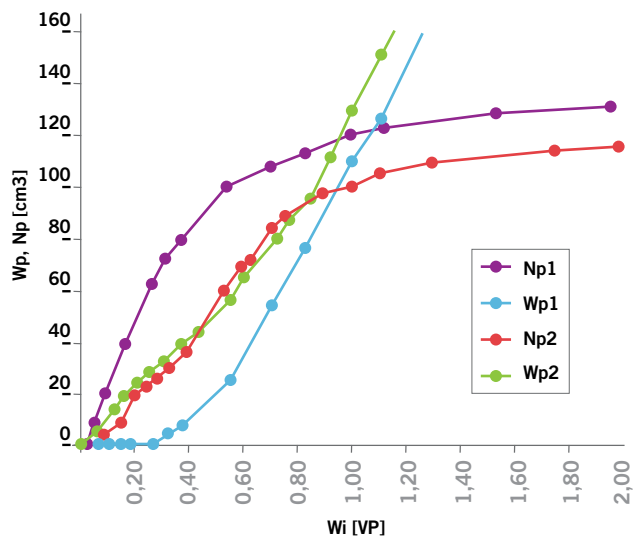


Figura 12. Producción de agua (Wp) y de petróleo (Np) en función del agua inyectada (Wi) en los dos *patterns* estudiados. En ambos casos se inyectó aproximadamente 2 VP de agua.

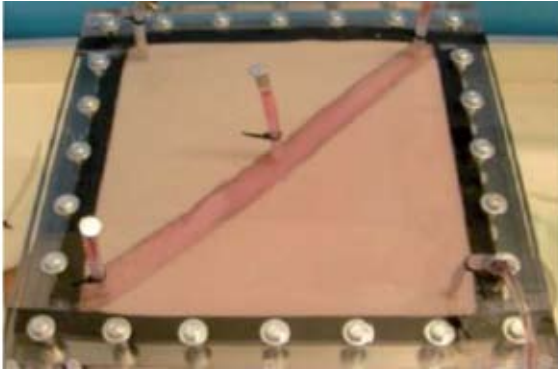


Figura 13. Celda con una "diagonal" de alta permeabilidad.

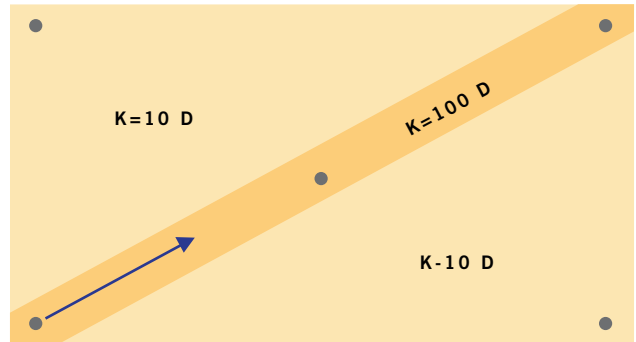


Figura 14. Esquema de la celda mostrada en la figura 12, donde se indican las permeabilidades aproximadas del sistema y la dirección de flujo seleccionada.

una tarea siempre realizable. Tanto es así que, como también puede verificarse con estos modelos de laboratorio, la simple inversión de un inyector y un productor (¡con las mismas condiciones iniciales de saturación de fluidos!) conduce a curvas de producción notablemente diferentes.

Tercer caso: relación entre el corte de agua y el caudal de producción

Cuando Buckley y Leverett explicitaron el resultado de sus análisis, la conclusión más significativa a la que arribaron es que el flujo fraccional de agua y su derivada respecto de la saturación de agua dependen casi exclusivamente de dicha saturación de agua.

Otra forma de ver la importancia de esta conclusión es analizando de qué elementos no depende el flujo fraccional de agua. Entre estas variables que no lo afectan se destaca -como la más significativa- el caudal de inyección/producción.

Conforme a la teoría de avance frontal (y sus curvas asociadas de permeabilidad relativa y flujo fraccional), el

flujo fraccional de agua no depende de la velocidad con que se lleve a cabo el desplazamiento.

En otras palabras, si el desplazamiento de petróleo por agua se realiza en dos escenarios idénticos pero con diferencia en los caudales, de modo que un desplazamiento se hace, por ejemplo, a tres veces más caudal que el otro, la curva de recuperación de petróleo en función del agua inyectada debería ser casi idéntica en ambos escenarios.

En línea con la teoría de avance frontal, la única diferencia significativa entre ambos escenarios es que las mismas cosas suceden a tres veces mayor velocidad en un caso que en el otro. En forma sencilla puede decirse que, en una secundaria gobernada por los principios de la teoría de Buckley-Leverett, el petróleo se mueve hacia donde se lo empuja y se mueve tanto más rápido cuanto más rápido se realiza la inyección de agua.

Sin embargo, a través de experiencias sencillas de laboratorio, o mediante innumerables ejemplos de campo, está ampliamente documentado que, en secundarias avanzadas, es frecuente que la producción neta de petróleo no acompañe el incremento de producción bruta, tanto a nivel de pozos individuales, como de *patterns* completos.

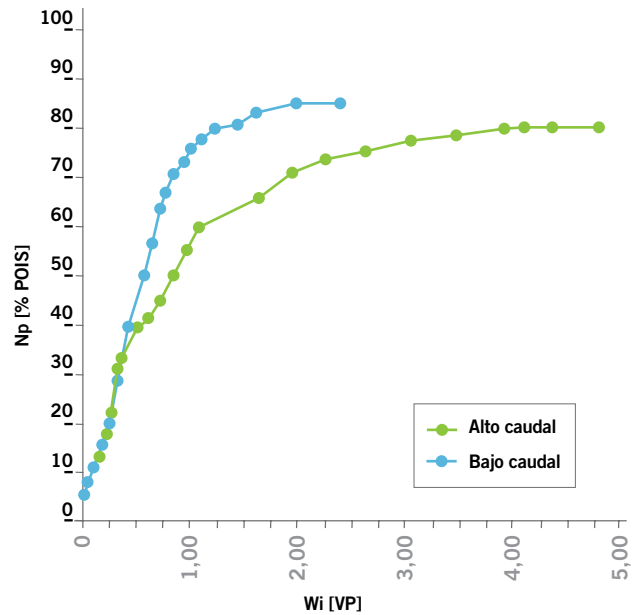
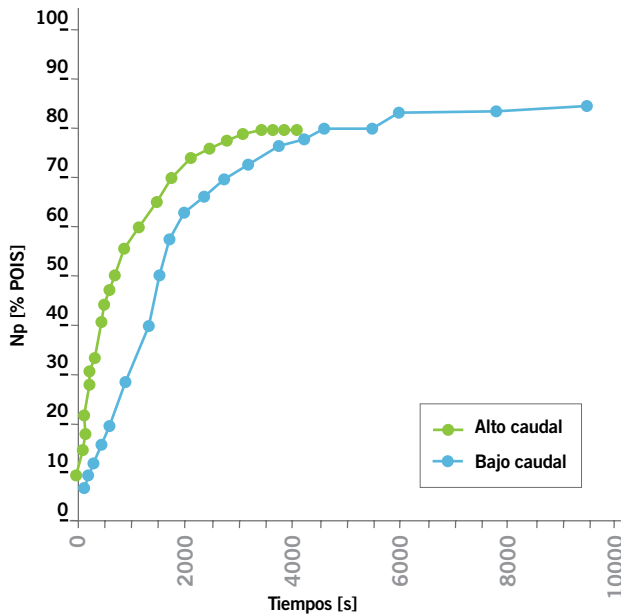


Figura 15. Producción de petróleo en función del tiempo para ambos escenarios de barrido de la celda esquematizada en la figura 13. Figura 16. Producción de petróleo en función del agua inyectada para ambos escenarios de barrido de la celda esquematizada en la figura 13.

La figura 13 muestra una celda cuadrada de unos 30 centímetros de lado construida para modelar un sistema heterogéneo con un “canal” de alta permeabilidad, que conecta el inyector con el productor.

La foto corresponde a la situación previa al barrido con agua (la celda está en condiciones de Swirr). La figura 14 es un esquema de la misma celda, donde se indican las permeabilidades aproximadas de los rellenos empleados y la dirección de flujo elegida para comparar diferentes escenarios.

Los escenarios se desarrollaron desde idénticas condiciones iniciales (Swirr) y se varió entre ellos sólo el caudal de inyección de agua. En el caso identificado como “alto caudal” se empleó una diferencia de presión tres veces superior a la empleada en el caso identificado como “bajo caudal” (3 psi y 1 psi, respectivamente). Los resultados de ambos barridos se muestran en forma comparativa en las figuras 15 y 16.

La figura 15 muestra que la recuperación de petróleo fue más rápida en el caso identificado como “alto caudal”. Pero esa misma figura indica que la recuperación final resultó menor en este caso. Sin embargo, la diferencia entre ambos escenarios resulta más clara en la figura 16, donde se indican las recuperaciones de petróleo en función del agua inyectada.

En este caso, se aprecia que el barrido a “bajo caudal” fue mucho más efectivo, pues el *breakthrough* resultó mucho más tardío y, a partir de ese punto, para un mismo volumen inyectado de agua, se recuperó más petróleo que en el caso de “alto caudal”.

La interpretación de estos resultados fue directa pues, a bajo caudal, el equilibrio de fuerzas se desplazó hacia un predominio de las fuerzas capilares, lo que favoreció el ingreso de agua a la zona menos permeable, mientras el petróleo de ésta se desplazó hacia la zona de elevada con-

ductividad y fue producido a través de esta última.

Nota: la situación es similar a lo mostrado en las figuras 2 a 6, sólo que en el caso actual los efectos capilares se produjeron entre el agua y el petróleo.

Como ya fue establecido, estos fenómenos también deben producirse, en mayor o menor medida, a escala de reservorio. Una vez aceptada la posible contribución de estos mecanismos de desplazamiento de petróleo, es razonable sospechar su presencia toda vez que la producción neta deja de acompañar al caudal bruto de producción.

A modo de ejemplo, las figuras 17 a 19 muestran una típica historia de producción en un pozo que, a lo largo de los años, ha alcanzado las condiciones que identificamos como de secundarias avanzadas.

En la figura 17 se observa la similitud entre los cambios de caudal bruto y neto al comienzo de la secundaria. En pocas palabras, en los primeros años de producción por inyección de agua, los incrementos en el caudal de producción se acompañaron de un crecimiento proporcional del petróleo producido.

Más adelante, tal como se muestra en la figura 18, pese a continuar el incremento del caudal bruto de producción, la producción neta de petróleo comenzó a declinar con la tendencia indicada en esa misma figura.

Si bien ese abrupto quiebre de tendencias es sugestivo por sí mismo, resultaron aún más llamativas las tendencias que se indican en la figura 19. Aquí, pese a que se suspendió el incremento de producción bruta, la tendencia de la curva declinatoria no cambió. Esta situación indica que, en esta etapa, la producción de petróleo no se vinculó 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.

Esta situación está ampliamente documentada en

yacimientos naturalmente fisurados, donde el aporte de petróleo a las fisuras, por mecanismos de imbibición capilar, no depende directamente del caudal que circula por las fisuras.

Si bien el presente desarrollo no está destinado a caracterizar yacimientos fisurados, esta analogía resulta adecuada pues en secundarias avanzadas y 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 permiten, al igual que en las celdas visuales documentadas en este trabajo, el transporte de petróleo a las capas más permeables, a través de las que puede ser conducido a los pozos productores.

Situaciones como las documentadas, tanto a nivel de laboratorio como en historias de producción, sugieren que el beneficio esperado por incremento del caudal de inyección tiene un límite.

De esta forma, se llega naturalmente a un concepto fundamental en las secundarias avanzadas: el caudal óptimo de inyección/producción. Si bien este concepto suele incorporarse en forma más o menos reactiva a la respuesta que otorga el propio reservorio frente a aumentos continuados del caudal de inyección, los ejemplos presentados en este artículo tienden a justificar su existencia en base a un equilibrio de fuerzas a escala de reservorio.

Desde el punto de vista de la producción diaria (y no necesariamente de la producción acumulada), en las primeras etapas de la inyección de agua, el caudal óptimo suele ser el máximo disponible o el máximo que admite la formación sin dañarse. En esta etapa, cuanto más rápido se inyecta, más rápido se produce el petróleo. Es la etapa en que las fuerzas dominantes en el reservorio son las fuerzas de empuje externo (fuerzas viscosas).

Esto es así porque, al asumir que en tiempos geológicos las fuerzas capilares y gravitatorias han alcanzado su propio equilibrio, al comenzar la inyección de agua es esta fuerza externa la que produce el movimiento neto de petróleo.

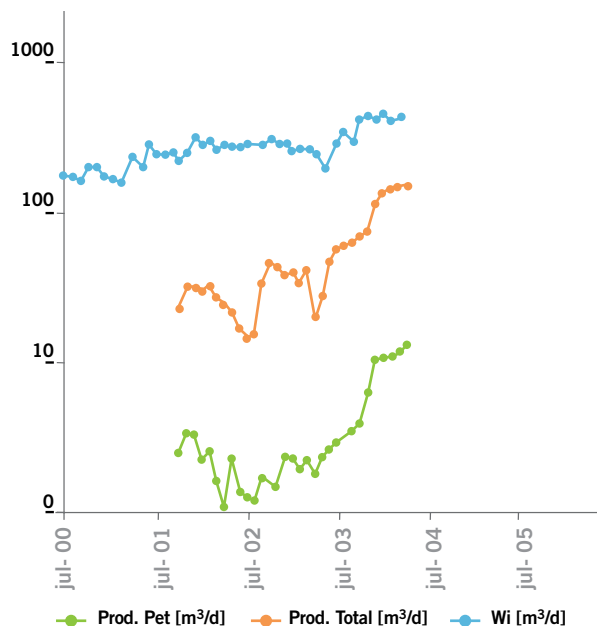


Figura 17. Al comienzo de la producción por inyección de agua, el caudal neto de petróleo es proporcional al caudal bruto de producción. El agua inyectada (W_i) corresponde a la suma de todos los inyectores asociados a este pozo productor.

Más adelante, luego de inyectar importantes volúmenes de agua, y de alterar significativamente los equilibrios preexistentes, las fuerzas espontáneas del sistema (capilares y gravitatorias) comienzan a tomar relevancia y participan activamente de los equilibrios de fuerzas que dan lugar al movimiento neto de fluidos.

De este modo, se pueden dividir las fuerzas responsables del movimiento de fluidos a escala de reservorio, en dos grandes grupos.

- Fuerzas espontáneas: son las fuerzas capilares y gravitatorias. Están equilibradas al comienzo de la explotación y sólo son perceptibles (en cuanto al reordenamiento de

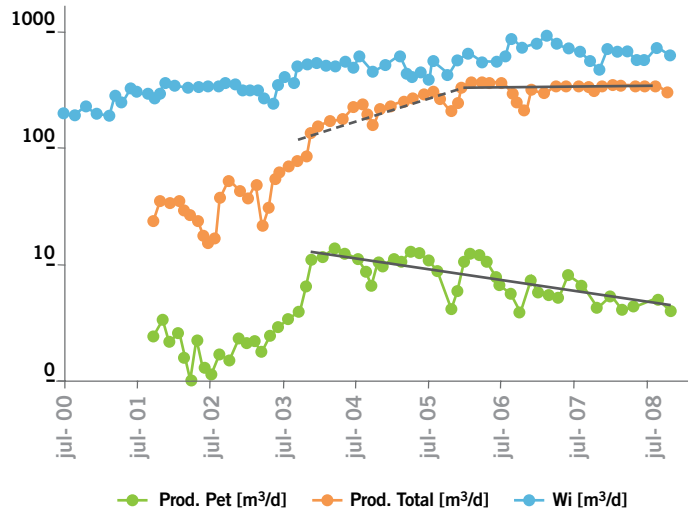
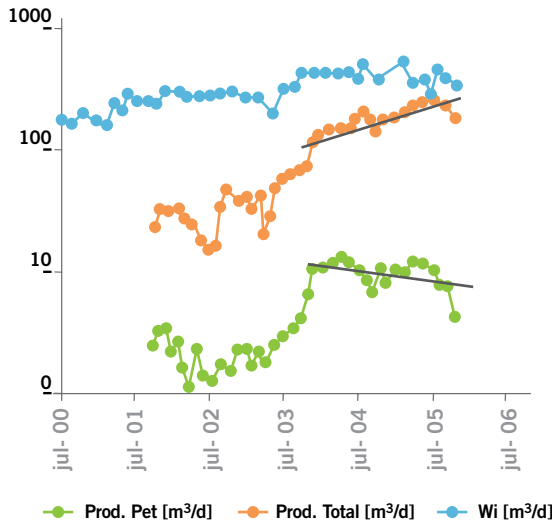


Figura 18. Las tendencias indicadas muestran el momento en que la producción neta deja de acompañar el caudal bruto. Figura 19. Pese a que se interrumpe el aumento de la producción bruta, no cambia la tendencia de la declinatoria de petróleo.

fluidos) cuando se las aparta del equilibrio logrado en tiempos geológicos.

- Fuerzas externas: son las que están asociadas a las actividades de explotación y bombeo. Históricamente se ha identificado a estas fuerzas con el calificativo de fuerzas viscosas.

Las principales diferencias entre ambos grupos son las siguientes:

- Las fuerzas espontáneas, una vez apartadas de la condición de equilibrio, siguen actuando aunque se suspenda la acción de las fuerzas externas.
- La intensidad y orientación de las fuerzas espontáneas son independientes de la intensidad y orientación de las fuerzas externas. En otras palabras, desde las instalaciones de superficie sólo pueden manipularse las fuerzas externas.
- Bajo acción de las fuerzas espontáneas, el desplazamiento de petróleo por agua procede en la proporción de un volumen de agua por cada volumen de petróleo, dado que se produce un intercambio de ubicación entre ambos fluidos. En el caso de las fuerzas externas, cada volumen de petróleo desplazado puede requerir muchos volúmenes de agua inyectada.

Con estos conceptos ya explicitados, es más fácil entender la existencia de un caudal óptimo de explotación. Cuando una parte significativa del petróleo producido es aportado por las fuerzas espontáneas (y, en especial, por las fuerzas capilares que están fuertemente ligadas a la heterogeneidad de los medios porosos naturales) aunque se incrementa la circulación de agua mediante fuerzas externas no resulta posible "acelerar" la producción espontánea.

De este modo, la circulación de agua sólo debe ser la suficiente para aportar la cantidad necesaria para el intercambio de fluidos y para el transporte del petróleo hacia los pozos productores. Caudales superiores al necesario -para estas operaciones- resultan mucho menos eficientes en cuanto a su capacidad para aportar petróleo.

Nota: Es importante señalar que, bajo las premisas indicadas, el caudal óptimo debe ir disminuyendo a medida

que las fuerzas espontáneas son responsables, cada vez más, de la producción de petróleo. Esto significa que no puede tomarse el caudal óptimo como una propiedad del reservorio, sino como un valor dinámico dependiente del estado de los equilibrios de fuerzas a escala de reservorio.

Optimización de la inyección de agua en secundarias avanzadas

Los análisis previos muestran la existencia de un cambio cualitativo en el comportamiento de los reservorios cuando éstos pasan de la etapa inicial de proyectos de inyección de agua hasta la situación que identificamos como secundarias avanzadas.

Mientras las fuerzas externas sean las dominantes en el desplazamiento de fluidos, es razonable continuar con las estrategias convencionales basadas en los conceptos de la teoría de Buckley-Leverett.

Sin embargo, en función de los análisis previos, es posible definir una estrategia diferente para las secundarias avanzadas. Como ya se estableció, la orientación e intensidad de las fuerzas espontáneas no puede controlarse con operaciones de superficie. Pero sí pueden orientarse las fuerzas externas en el mismo sentido en que operan las fuerzas espontáneas. De esta forma, la estrategia global puede definirse como una Asistencia a los Empujes Espontáneos (AEE).

En función de lo explicado anteriormente, el foco de la optimización de secundarias avanzadas se basa en dos operaciones básicas combinadas.

1. Identificar la orientación de las fuerzas espontáneas que movilizan el petróleo a escala de reservorio.
2. Orientar las fuerzas externas en el mismo sentido que las fuerzas espontáneas.

La primera operación puede realizarse mediante el estudio de transitorios en las operaciones de cierre y apertura de pozos; o en los casos de cambios de caudal, tanto en inyectoras como en productoras.

En general, los transitorios de puesta en marcha de pozos no se estudian, luego de cierres más o menos prolongados, sino que se espera hasta que el pozo regulariza su producción para, recién entonces, hacer los controles programados.

Sin embargo, es sabido por los operadores de campo que determinados pozos pasan por transitorios más o menos prolongados en que el corte de petróleo se hace mayor o menor al de la producción estabilizada. Se habla, en estos casos, de “colchones” de petróleo o de agua hasta que el pozo recupera el régimen previo al cierre.

Muchas veces estos transitorios se pueden atribuir a causas ajenas a las mencionadas en este trabajo, pero, si se aíslan las variables que intervienen en este proceso, o para el caso de capas únicas o con aportes diferenciables, es posible hacer un esfuerzo para identificar si las fuerzas espontáneas continúan movilizándolo el petróleo hacia el pozo o alejándolo de él cuando cesa, o disminuye, la acción de las fuerzas externas.

Nota: en casos extremos se ha documentado verbalmente casos de pozos inyectoros que han inyectado agua durante años y, al ser intervenidos luego de un cierre más o menos prolongado, muestran una columna de fluidos formadas casi exclusivamente por petróleo. Esta situación sugiere que el petróleo migra hacia el pozo por acción de las fuerzas espontáneas, lo que demuestra que las fuerzas externas están trabajando en oposición a aquellas.

El tipo de optimización propuesta en este trabajo no implica la realización de operaciones diferentes a las rutinarias en yacimientos que ya están en operaciones de secundarias avanzadas. La propuesta sólo apunta a identificar la forma correcta de optimizar el esfuerzo involucrado en las operaciones regulares en que se movilizan muchos volúmenes de agua para extraer un volumen de petróleo.

Sin embargo, como es de esperar, este tipo de iniciativas requiere muy buenas mediciones de campo, tanto de caudales de producción total como de aporte de capas individuales. En estos casos, es muy aconsejable el manejo rutinario de todo tipo de trazadores que permitan identificar el origen y caudal de los fluidos producidos. Para este fin pueden emplearse trazadores externos (agua tritiada

u otro tipo de trazadores químicos) hasta trazadores naturales, como los cambios de presión o niveles de fluidos, temperatura de los fluidos producidos, marcadores geoquímicas del agua y del petróleo, por nombrar algunos.

Resumen y conclusiones

En secundarias avanzadas, los ejemplos analizados sugieren la existencia de una dependencia del corte de agua y el factor de recuperación con la geometría de inyección/producción y el caudal de inyección/producción.

Por otro lado, se mostró que los *patterns* regulares de

inyección/producción, y los caudales máximos, no son necesariamente las condiciones óptimas de explotación.

Gran parte de estas anomalías derivan de una serie de suposiciones básicas relacionadas directamente a la teoría de avance frontal. Estas suposiciones son:

- La producción se obtiene por “empuje” con agua (fuerzas viscosas).
- El petróleo se traslada hacia donde se lo empuja.
- Los sistemas heterogéneos se pueden reemplazar por un sistema homogéneo equivalente.
- La eficiencia de área se optimiza mediante técnicas de grillado geométrico regular.

Por otra parte, entre las situaciones típicas que suelen identificarse como anomalías en yacimientos en condiciones de secundarias avanzadas, pueden mencionarse las siguientes:

- El corte de agua varía notablemente con el caudal bruto.
- La “meseta” o estabilización en el corte de agua no es compatible con los conceptos de empuje viscoso.
- En los cierres prolongados de pozo se observa un reordenamiento de las saturaciones.
- Los ensayos con trazadores sugieren que la eficiencia de área no está optimizada.

Conforme a los desarrollos presentados en este trabajo, las causas de estas anomalías pueden atribuirse a los siguientes factores;

- El desplazamiento es un resultado de un equilibrio dinámico entre fuerzas viscosas, capilares y gravitatorias.
- Los sistemas heterogéneos no se pueden modelar adecuadamente con sistemas homogéneos equivalentes.
- La inyección/producción en esquemas geométricos regulares sólo accidentalmente puede ser la óptima en sistemas altamente heterogéneos.

De esta forma, las secundarias avanzadas pueden optimizarse mediante el siguiente planteo conceptual:

- Las fuerzas capilares y gravitatorias son espontáneas. Su intensidad y orientación no dependen de las operaciones de superficie.
- La magnitud y orientación de las fuerzas viscosas se controlan mediante operaciones de superficie.
- La eficiencia de barrido se puede optimizar al orientar las fuerzas viscosas en el mismo sentido que las fuerzas espontáneas.

Por otra parte, es posible definir las características fundamentales del tipo de modelado adecuado para tratar con este tipo de escenarios.

El modelo debe basarse en una muy buena descripción geológica de la estructura para describir las heterogeneidades que afectan la dinámica del desplazamiento. Además, el modelo que se usará deberá respetar y cuantificar las características físicas para medir el efecto de las heterogeneidades sobre los mecanismos de desplazamiento.

Adicionalmente, el modelado también debe ser conceptual, en el sentido que permita desarrollar las herramientas de evaluación (qué medir y cómo interpretarlo).

En pocas palabras, en esta etapa de la inyección de agua debe evitarse el modelado basado en operaciones matemáticas que no estén respaldadas por el modelo geológico/físico/conceptual.

Las mediciones previas a la toma de decisiones, basadas en los conceptos de la AEE, son las siguientes:

- Mediciones de campo: cierre de pozo o cambios de caudal y cuantificación del reacomodamiento espontáneo de petróleo; eficiencia de trazadores (temperatura, tritio, presión, composición, degradación, BTEX en agua y petróleo) y relación caudal / corte de agua en esquemas controlados.
- Mediciones de laboratorio: esquemas alternativos de producción en celdas diseñadas con criterio geológico; efectos de cambios de patterns y variación de caudales; interpretación del comportamiento de trazadores; escalamiento del equilibrio de fuerzas y desarrollos de correlaciones para identificación y escalamiento de patrones de comportamiento a escala de reservorio. ■

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, p. 91.
3. Johnson, E.F., Bossler, D.P., and Naumann, V.O. *Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments*. Trans. AIME, 1959, 216, p. 370-372.
4. Jones, S.C., and Roszelle, W.O. *Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments*. J. Pet Tech, mayo 1978, p. 807-817.
5. Dake, L. *The Practice of Reservoir Engineering*. Ed. Elsevier, 1994.
6. W. Rose. *Relative Permeability Ideas – Then and Now (Richards to Leverett to Yuster, and Beyond)*. SPE 57442, 1999.
7. Bennion, D.B., Thomas, F.B. *Recent Improvements in Experimental and Analytical Techniques for the determination of Relative Permeability Data from Unsteady State Flow Experiments*. SPE 10th Technical Conference and Exposition, Trinidad. Junio 1991.
8. 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, LACPEC, Buenos Aires, marzo 2001.
9. Crotti, M.A. *Movimiento de Fluidos, en Reservorios de Hidrocarburos*. Ed Sigma, 2004.