

INYECCIÓN CÍCLICA: UNA ALTERNATIVA A LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA CONVENCIONAL

Diego Leiguarda, Pan American Energy LLC, dleiguarda@pan-energy.com; Julieta Sánchez, Pan American Energy LLC, mjsanchez@pan-energy.com; Diego Domínguez, Pan American Energy LLC, ddominguez@pan-energy.com; Diego Astengo, Pan American Energy LLC, dastengo@pan-energy.com

Sinopsis

Este trabajo tiene por objeto describir una metodología de recuperación que pretende aprovechar, mediante un proceso de recuperación secundaria, tanto los empujes viscosos como los capilares.

Generalmente en la recuperación de petróleo por medio de inyección de agua, se entiende que maximizar los fenómenos espontáneos implica resignar parte de los beneficios del empuje Darcyano. De hecho, de acuerdo a la teoría del flujo fraccional, incrementar la velocidad de inyección inhibe el accionar de los efectos capilares, lo que maximiza la eficiencia microscópica de desplazamiento.

Estudios teóricos, empíricos y pruebas de campo fueron realizados para describir la metodología desarrollada. También fueron consultados trabajos previos publicados para reforzar el sustento de las hipótesis planteadas. Se analizaron tanto las eficiencias microscópicas como las macroscópicas, y su respuesta a la variación de velocidades y presiones en el reservorio.

Las conclusiones demuestran que, para maximizar el efecto de las fuerzas viscosas, es necesario aumentar los caudales de inyección. En cambio, para aprovechar los empujes capilares, las velocidades del agua de inyección deben ser lo más bajas posibles. Asimismo, se concluye que las fuerzas viscosas mejoran la eficiencia microscópica de desplazamiento, mientras que las capilares incrementan la eficiencia macroscópica volumétrica. El enfoque cíclico presenta una solución posible para aprovechar ambos fenómenos.

La propuesta de campo consiste en “hermanar” dos subbloques, alternando los ciclos de alta velocidad del primero con los ciclos de baja velocidad del segundo. No solo se demuestra que aumenta la recuperación final de petróleo, sino también que disminuye significativamente la energía necesaria para la operación del bloque (menor agua producida, menor agua inyectada, menor RAP). Por otro lado, se reduce significativamente la inversión a realizar en las facilities de tratamiento e inyección de agua.

Las conclusiones mencionadas se ven respaldadas por los resultados del primer proyecto en marcha, el cual inició su primer ciclo de trabajo en abril de 2012. El proyecto se ubica en la Cuenca del Golfo San Jorge, en el Yacimiento Cerro Dragón, y cuenta con 21 pozos productores y 10 pozos inyectoros. Esta metodología se aplicó con ciclos de cierre de inyectoros en forma alternada y en períodos de 6 meses entre ciclo y ciclo.

Introducción

En el yacimiento Cerro Dragón el primer proyecto de recuperación secundaria fue implementado a fines de la década del 60, y en la actualidad más del 60% de la producción de petróleo proviene de proyectos en marcha. La inyección de agua supera los 150.000 m³/d, y el porcentaje de agua promedio es de 93%. Esto significa que por cada m³ de petróleo producido, se producen, tratan y bombean 14 m³ de agua. Por otro lado, los factores de recuperación finales luego de la recuperación secundaria son relativamente bajos, ubicándose entre 15% y 25% según el bloque. Esto deja de manifiesto tres importantes oportunidades de mejora, que motivan los objetivos de la técnica estudiada y presentada en este trabajo:

- Mejorar la eficiencia de producción, disminuyendo el agua asociada a cada m³ de petróleo producido y el consumo de energía asociado.
- Disminuir el volumen de agua inyectada para el desarrollo del plan, reduciendo las inversiones necesarias y el consumo de energía asociado.
- Mejorar el factor de recuperación final de cada bloque de recuperación secundaria.

Para el desarrollo de la técnica se realizaron estudios teóricos, pruebas de laboratorio y ensayos de campo. También se consultaron estudios y trabajos previos publicados al respecto.

Los estudios teóricos se basaron en la teoría de Flujo Fraccional, presentada por M.C. Leverett en el año 1941. Se trabajó sobre la ecuación base y se estudiaron los efectos del gradiente capilar en la misma. Por otro lado, a partir del paper presentado por el mismo M.C. Leverett junto con S.E. Buckley en el año 1942, se analizó el efecto de la velocidad de desplazamiento en reservorios heterogéneos, y la acción de los empujes espontáneos con respecto a la eficiencia areal de barrido.

Se hicieron pruebas de laboratorio tanto en testigos rotados como en celdas visuales. Los ensayos en testigos consistieron en barridos a distintas velocidades para medir la eficiencia en función del caudal. Luego se diseñaron celdas visuales emulando un reservorio heterogéneo, y se realizaron barridos continuos y por ciclos para comparar los resultados.

Para la implementación en campo se realizó un screening previo, ya que no todos los bloques cumplen con las condiciones necesarias para la aplicación de la metodología. El proyecto se encuentra en marcha desde abril de 2012 transitando su segundo ciclo de cierre, y con muy buenos resultados parciales.

Desarrollo

Como se mencionó en la introducción, el primer paso para el desarrollo de la metodología consistió en la corroboración teórica de las hipótesis planteadas y en la realización de pruebas de laboratorio. En todos los casos se utilizaron teorías ya desarrolladas y publicadas en el pasado, las cuales pueden consultarse en la bibliografía detallada al final del trabajo.

Maximización de la eficiencia microscópica de desplazamiento

En base a la ecuación de Flujo Fraccional, se puede concluir que a mayores velocidades de flujo en el reservorio, generadas por mayores diferenciales de presión, los fenómenos capilares disminuyen hasta tornarse despreciables.

La expresión general de la ecuación es la siguiente:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_{ro}A}{q u_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \theta \right)}{1 + \frac{k_{ow}}{k_w u_o}} \quad \text{ec. 1}$$

Si denominamos C al término capilar y G al término gravitatorio, y los expresamos como

$$C = \frac{k k_{ro} A}{u_o q_i} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} \right) \quad \text{ec. 2}$$

$$G = \frac{k k_{ro} A}{u_o q_i} g \Delta P \sin \theta \quad \text{ec. 3}$$

la ecuación puede re-expresarse como

$$f_w = \frac{1 + C - G}{1 + \frac{k_{ow}}{k_w u_o}} \quad \text{ec. 4}$$

El caudal total q_t es igual al caudal de petróleo más el caudal de agua, lo que a su vez es igual al caudal de inyección (en régimen continuo). Dado que el caudal q_t está en el denominador de la ec. 2, queda demostrado que a medida que aumenta el caudal de inyección disminuyen los efectos capilares en el reservorio.

Por otro lado, también podemos demostrar que a medida que disminuyen los efectos capilares en el reservorio, aumenta la eficiencia de desplazamiento, ya que f_w se hace más pequeño. Esto se explica expresando el delta de presión capilar de la siguiente forma:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{dP_c}{dS_w} \cdot \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad \text{ec. 5}$$

De acuerdo al razonamiento realizado por L.P. Dake en su libro *Fundamentals of Reservoir Engineering*, el primer término del lado derecho de la ecuación representa la pendiente de la curva de presión capilar (fig. 1) y es siempre negativa. El segundo término representa la pendiente del perfil de saturación en la dirección de flujo (fig. 2), y también es siempre negativa. Es decir, al multiplicar ambos términos negativos, el resultado de la ecuación es siempre positivo, y el término C en la ec. 4 está siempre sumando.

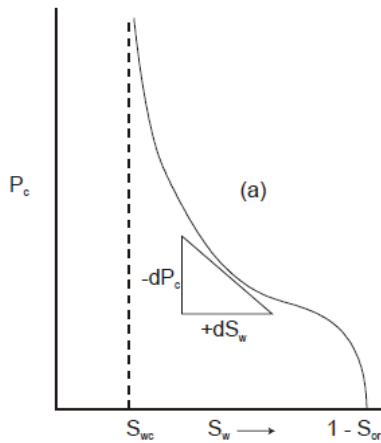


Fig. 1

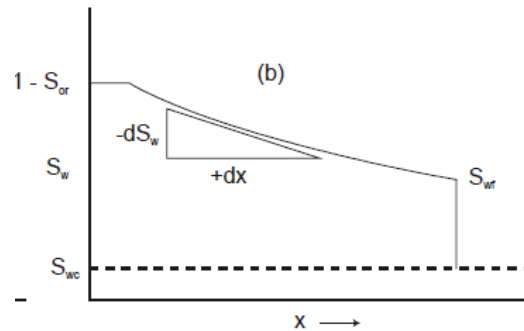


Fig. 2

Por lo tanto, de acuerdo a la teoría del flujo difuso, y respetando las hipótesis planteadas en la misma, para minimizar el fw para cada saturación, conviene minimizar los efectos capilares inyectando a la mayor velocidad posible.

Dake lo expresa de manera literal de la siguiente forma: “*The first term is the slope of the capillary pressure curve, and is always negative...it can be seen that $\Delta S_w/\Delta x$ is also negative. Therefore $\Delta S_w/\Delta x$ is always positive and consequently the presence of the capillary pressure gradient term tends to increase the fractional flow of water.*”

Para corroborar lo planteado por Dake y obtener las velocidades óptimas de inyección, se extrajeron coronas en pozos representativos del yacimiento Valle Hermoso. De las coronas se obtuvieron testigos rotados de 1” para realizar las pruebas de barrido. Se realizaron ensayos de permeabilidad relativa a distintos caudales de barrido.

Como está descrito en el capítulo 3 del libro de Amyx “Petroleum Reservoir Engineering”, para que los resultados de los ensayos de permeabilidad relativa sean representativos y solo dependan de las saturaciones, se deben cumplir ciertas condiciones. Textualmente Amyx dice:

- “*Either the flow system is designed for a high rate of flow and large pressure differential, or each end of the sample is suitable prepared with porous disks and test sections to minimize end effects*”.
- *It is evident that the relative permeability is essentially independent of the pressure gradient providing the gradient is maintained sufficiently high in the laboratory to eliminate end effects*”
- “*First, the pressure drop across the core sample must be large enough to make any capillary end effects negligible.*”

Amyx destaca que las curvas de permeabilidad relativa serán solo dependientes de la saturación siempre y cuando se eliminen los *capillary end effects*. Esto significa que el barrido debe ser solo debido a fuerzas viscosas, para lo cual es necesario, como se demostró con la ecuación 2, que los caudales sean lo suficientemente altos como para tornar despreciables a las fuerzas capilares. Esto es válido ya sea para los métodos de estado estacionario (Hassler, Penn State, Hafford) como para los de estado no estacionario (Welge)

En definitiva, antes de utilizar datos de permeabilidad relativa en nuestros cálculos, tenemos que asegurarnos que los ensayos fueron realizados a un caudal suficientemente alto como para anular los efectos capilares.

Teniendo en cuenta los aspectos presentados en los párrafos anteriores, se realizaron ensayos a distintos caudales para cuantificar los *capillary end effects*. Los resultados se muestran en el figura 3.

Muestra 2-7-33/90°

Profundidad: 1904.34 mbbp Porosidad: 19.2 % Permeabilidad al Gas: 4.23 mD
NOBP: 3670 psi

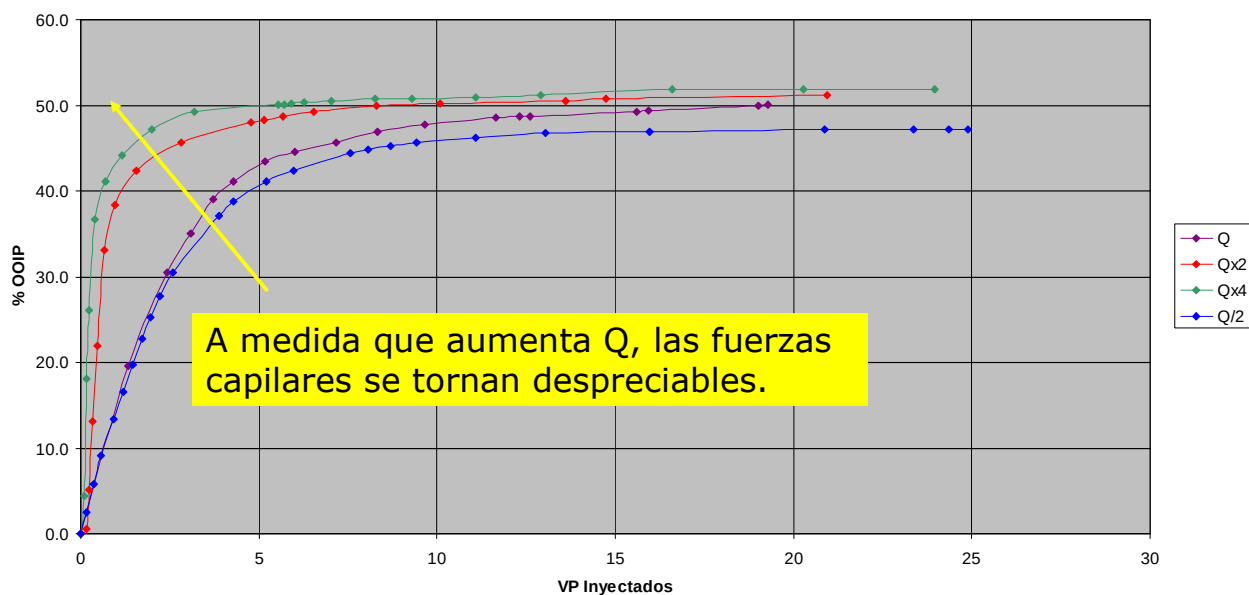


Fig. 3

Como se observa en el gráfico, barriendo el testigo a un caudal Qx4, no solo se logró un menor Sor sino que también se alcanzó la condición de petróleo residual con mucha menor agua inyectada. Como se muestra en la tabla 1, para el testigo 2-3-13P el valor de Sor obtenido barriendo a Qx4 fue un 10% menor que el obtenido barriendo a un caudal Q.

		Condiciones STD		Q						Q x 2		Q x 4	
Muestra	Profundidad	Porosidad	Permeabilidad	Porosidad @ NOBP	Swirr @ NOBP	Sro @ NOBP	Permeabilidad Efectiva al Petróleo	Permeabilidad Efectiva al Agua	Sro @ NOBP	Permeabilidad Efectiva al Agua	Sro @ NOBP	Permeabilidad Efectiva al Agua	
	[mbbp]	[%]	[mD]	[%]	[%]	[%]	[mD]	[mD]	[%]	[mD]	[%]	[mD]	
2-1-3P	1918.85	17.4	0.874	17.1	47.6	32.1	0.289	0.0106	30.2	0.0112	28.8	0.0134	
2-3-13P	1920.68	21.3	1.22	21.0	45.5	29.7	0.606	0.0247	21.8	0.0271	19.9	0.0294	
2-5-23P	1922.56	19.7	0.363	19.3	50.1	32.6	0.0136	0.000829					
2-7-33'P	1924.57	21.3	0.210	21.1	52.7	29.9	0.152	0.00953	28.4	0.0106			
2-9-43'P	1926.55	20.8	0.0745	20.6	56.5	34.3	0.0462	0.00393					
3-2-8'P	1985.40	21.0	0.0658	20.7	53.1	21.9	0.0222	0.00284					

Tabla 1

La tabla 1 muestra que no solo la forma de las curvas depende del caudal, sino también el valor de los puntos extremos. Y, como se demostró con el razonamiento de Dake utilizando las ecuaciones de flujo fraccional, la eficiencia microscópica de desplazamiento y por lo tanto el flujo fraccional, mejoran a medida que aumenta la velocidad de barrido y disminuyen los efectos capilares (se acentúa la predominancia de las fuerzas viscosas).

Maximización de la eficiencia macroscópica areal

La mayoría de los reservorios productivos de la Cuenca del Golfo San Jorge se encuentran entre el Cretácico Inferior y el Cretácico Superior. Los reservorios pueden describirse como cuerpos arenosos intercalados, formados esencialmente en ambientes fluviales, observándose también contextos subacuáticos y mixtos (deltaicos).

Estos cuerpos arenosos, debido a su génesis y origen, son primordialmente heterogéneos desde el punto de petrofísico.



Fig. 4

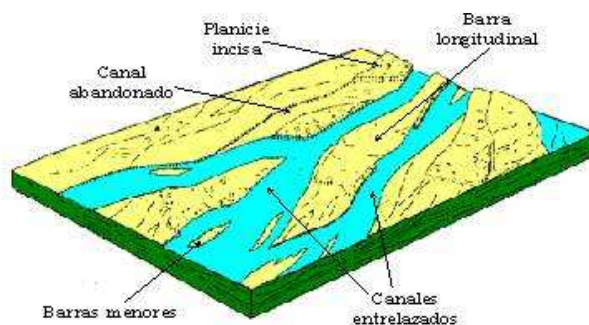


Fig. 5

Como puede verse en las figuras 4 y 5, y de acuerdo a lo expresado por el Doctor Carlos Oscar Limarino en su blog personal, “... los canales discurren sobre amplias planicies de inundación, de los que son separados por acumulaciones cordoniformes denominadas albardones. El tipo más frecuente de acumulación en los canales son las barras en espolón (point bars) que muestran en su superficie el desarrollo de barras espiraladas (scroll bars). Aunque con menos frecuencia algunos ríos meandriformes muestran también barras internas de canal...El albardón conforma una acumulación discontinua que separa los canales del área de cuenca de inundación. Se genera como resultado de la rápida depositación de sedimentos alrededor de los cursos durante las crecientes. En ocasiones los albardones son seccionados, formándose canales de desbordamiento (crevasse channels) que alimentan pequeños lóbulos de desbordamiento (crevasse splay). Finalmente, lagunas y pantanos son frecuentes en el área de cuenca de inundación y que, en muchos casos, representan meandros abandonados súbitamente durante el desplazamiento lateral de los canales.”

El desplazamiento de petróleo con agua en los ambientes heterogéneos descritos no es sencillo modelar, sobre todo en lo que se refiere a la eficiencia areal y vertical. Intuitivamente se piensa que el agua inyectada “elegirá” los canales con mejores características petrofísicas para circular entre el pozo inyector y el productor, dejando atrás o “bypasseando” zonas cerradas, de baja permeabilidad. Esto sería cierto si solamente el desplazamiento fuera gobernado por las fuerzas viscosas. Si dejamos intervenir las fuerzas capilares, el recorrido del agua no será tan intuitivo.

Buckley y Leverett, en su paper SPE-942107 del año 1941, explican este comportamiento a través de un ejemplo conceptual que se cita textualmente: “...considering the behavior of a small lens of tight, fine sand embedded in a coarse, more permeable sand at some distance above the original water table. If the rate of production is such that the water table rises slowly enough to permit the maintenance of capillary equilibrium, the water saturation in the coarse sand will gradually increase simultaneously with the rise in the water table. As the water saturation in the adjacent coarse sand increases, the tight lens will imbibe water and expel oil, both by absorbing water at the bottom and expelling oil at the top and by counterflow of water and oil over the entire surface of the lens, tending always to maintain a higher water saturation that that reached by the surrounding coarse sand...The higher the rate of production the more nearly the advancing water table assumes the sharp front described in the first part of this paper...Under such conditions the tight lens just considered will have no opportunity to imbibe water from the beginning of production, but will become somewhat suddenly surrounded by a zone of high water saturation when it is reached by the flood.”

Como se muestra en la figura 6, a altas velocidades las fuerzas capilares son inhibidas, y las zonas de baja permeabilidad no son barridas manteniendo su saturación original de petróleo. Por el contrario, si los movimientos de fluidos ocurren a baja velocidad, de manera tal de no romper el equilibrio capilar, ambas zonas son saturadas por agua y la saturación de petróleo resulta homogénea en ambos cuerpos. Esto significa

que el mantenimiento del equilibrio vertical maximizará las eficiencias macroscópicas areal y vertical, contactando tanto las zonas más permeables como las más cerradas.

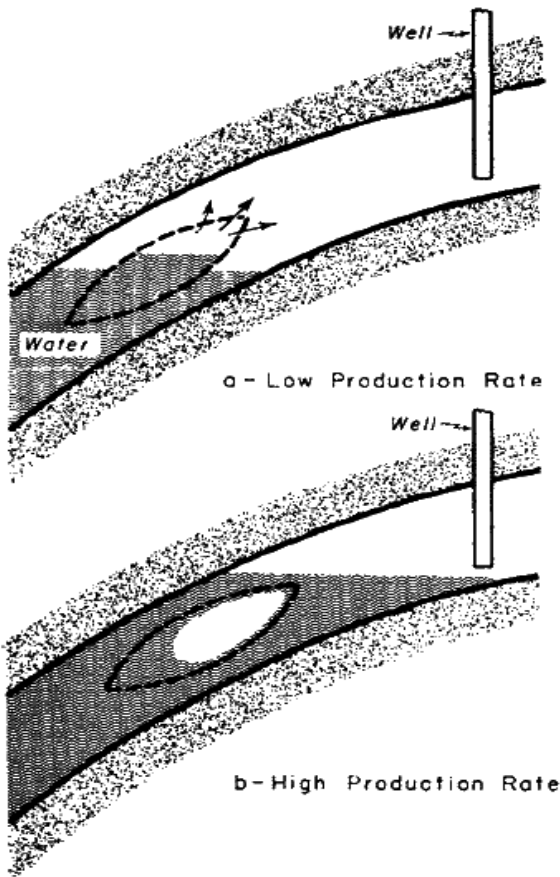


FIG. 8.—EFFECT OF PRODUCTION RATE ON FLOODING OF OIL BY WATER FROM A LOW-PERMEABILITY LENS.

Fig. 6

Más allá de la dificultad de modelar el movimiento de fluidos por capilaridad en el reservorio, en el año 1960 L. L. Handy describe matemáticamente los caudales de imbibición de agua en medios porosos (SPE 001361). A partir de la ecuación de difusividad, logra expresarla de manera tal que demuestra la linealidad entre el volumen de agua que imbibes la roca y la raíz cuadrada del tiempo. Asume dos condiciones de borde: la imbibición se produce tipo pistón y el gradiente de presión en la fase gaseosa por delante del frente de agua es despreciable. La ecuación resultante es la siguiente:

$$Q_w^2 = \left(\frac{2P_c K_w \phi A^2 S_w}{\mu_w} \right) t \quad \text{ec. 6}$$

La ecuación 6 también la somete a comprobación empírica, realizando la experiencia en coronas de arenas consolidadas de Boise, Idaho. El aparato utilizado es similar al utilizado en la actualidad para la medición de presiones capilares. Los resultados reflejan la mencionada linealidad (Fig. 7).

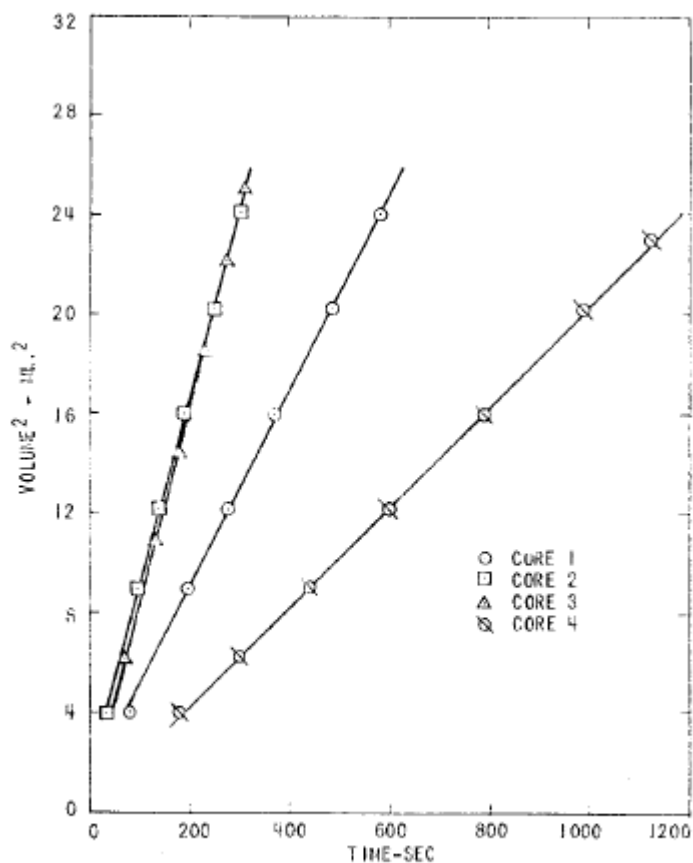


FIG. 2—IMBIBITION RATE AS A FUNCTION OF TIME FOR FIRED CORES.

Fig. 7

A partir del trabajo de Handy, el paper SPE/PS/CHOA 117648 demuestra la preponderancia de las fuerzas viscosas al inicio de la secundaria, y la importancia de las fuerzas capilares después del breakthrough, cuando el agua comienza a circular por canales de baja saturación de petróleo y los gradientes de presión disminuyen significativamente. Textualmente, en el desarrollo asevera: “Several forces could be present during a immisible waterflood. Viscous forces (i.e. flow proportional to the injection rate and pressure gradient) are commonly used to interpret the fractional flow of oil and water. Prior to water breakthrough, injected water must displace continuous channels of high viscosity heavy oil, so the pressure gradients will be high during this time and viscous forces are expected to be important. After breakthrough, pressure declines very quickly and oil is produced under very low pressure gradients. In this condition, even if oil relative permeability values are high compared to that of water, there is only a modest driving force to induce oil to flow...Therefore, the only remaining force that could possibly be responsible for oil production is that of capillary.”

La demostración citada de alguna manera cuestiona el mantenimiento de la inyección (al menos los altos caudales) luego de superado el breakthrough, y da pie al desarrollo de variantes o nuevas alternativas de recuperación. A diferencia del planteo del presente trabajo respecto a la baja eficiencia areal lograda debido a las heterogeneidades de permeabilidad, lo hace resaltando la canalización del agua que se produce en barridos de petróleo viscoso y pesado, donde la relación de movilidades es muy desfavorable.

Combinación de los efectos positivos de los fenómenos viscosos y capilares

De acuerdo a lo explicado en las secciones anteriores, desde el punto de vista del flujo fraccional convendría inyectar a altos caudales, mientras que desde el punto de vista de la cobertura areal y vertical, lo más conveniente sería mantener las velocidades lo más bajas posibles. Por otro lado, luego del breakthrough, las

fuerzas viscosas pierden importancia frente a la aparición de los efectos espontáneos. A partir de esta contradicción surge el desarrollo de la metodología de inyección por ciclos para reservorios con heterogeneidades de permeabilidad. La misma consiste aprovechar los empujes viscosos al inicio del barrido, y luego de superado el breakthrough fomentar la aparición de la capilaridad para maximizar la recuperación. Para lograrlo se propone inyectar de manera continua y a altos caudales durante la etapa temprana del proyecto, hasta alcanzar y superar largamente el breakthrough. Luego, comenzar a alternar ciclos de inyección con ciclos de cierre de la misma. La duración de los ciclos dependerá de las características de cada reservorio (volúmenes y saturaciones), pero dada las particularidades de la Cuenca del Golfo San Jorge, se proponen duraciones de entre 3 y seis meses.

En el mismo paper SPE/PS/CHOA 117648, y como propuesta de optimización del barrido en reservorios de petróleo viscoso y pesado, se propone una metodología similar, reduciendo la inyección en las etapas tardías del barrido: *“Instead of injecting more quickly late in the life of a waterflood, where imbibition is a very important recovery mechanism, it is better to inject quickly early in the waterflood... Then, after the pressure gradients have declined and the oil production is strongly related to imbibition, reducing the injection rate will lead to higher overall recovery.”*

Testeo de la metodología en celdas visuales

Para corroborar lo planteado y verificar los verdaderos beneficios de la metodología, se realizaron estudios de laboratorio en celdas visuales, que emularon el modelo estático de los reservorios de la cuenca. Se prepararon dos celdas idénticas con esferas de vidrio de distintos tamaños para lograr los contrastes de permeabilidad deseados. Se colocó un punto de inyección y tres puntos de producción (Figuras 7 y 8). Las permeabilidades de cada zona se encuentran pintadas en la celda (3D, 200D, 10D, 40D).

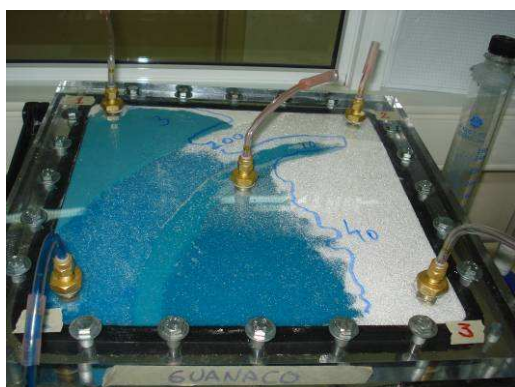


Fig. 8

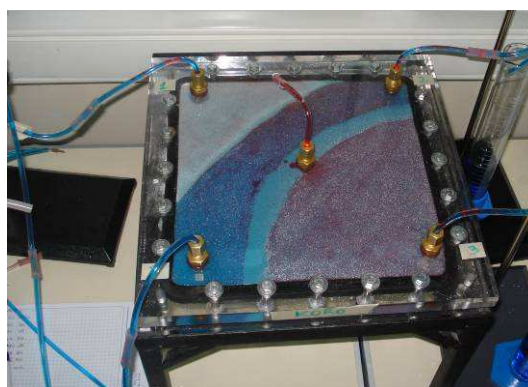


Fig. 9

La primera celda, denominada “Guanaco”, fue barrida a alto caudal y de manera continua. Se inyectaron un total de 7.6 volúmenes porales en 120 minutos. La segunda celda, denominada “Koro”, fue barrida por ciclos, alternando períodos de inyección de 15 minutos y períodos de cierre de la misma también de 15 minutos. Se inyectaron un total de 3.6 volúmenes porales. El tiempo total también fue de 120 minutos. Los resultados se presentan en la tabla 2.

CELDA/TIEMPO	Np				Inyección				FR			
	30	60	90	120	30	60	90	120	30	60	90	120
GUANACO (cm ³)	178	212	228	238	657	1337	2005	2727	0,55	0,65	0,7	0,73
KORO (cm ³)	213	235	250	262	659	1023	1383	1716	0,62	0,68	0,72	0,76
Diferencia	19%	11%	10%	10%	0%	-23%	-31%	-37%	7%	3%	2%	3%

Tabla 2

Puede verse que al inyectar por ciclos, la recuperación final de petróleo en el mismo tiempo fue un 2.6% mayor, mientras que el agua inyectada fue un 38% menor.

Estos resultados alentadores y el sustento teórico presentado, dieron pie a la implementación de la metodología en el campo.

Implementación de la metodología Inyección Cíclica en el bloque Escorial IV

Para aplicar la metodología propuesta, se requiere que los proyectos candidatos posean las siguientes características:

- Alto grado de madurez, con el BT largamente superado y un volumen de agua inyectada superior a los M MOVs.
- Presencia de heterogeneidades de permeabilidad en el reservorio.
- Pozos productores con sistemas de extracción flexibles.
- Balance de fluidos adecuado.

El bloque E-IV se encuentra en inyección desde el año 1992, con un volumen de agua inyectada que supera los 2 volúmenes porales y los 12 MOVs (tabla 3).

Bloque E-IV	Total
Volumen Poral del bloque (Mm3)	4692.2
Saturación de petróleo	0.43
Saturación de agua	0.57
Saturación de petróleo residual	0.27
Saturación de petróleo móvil	0.16
Volumen Poral de petróleo móvil (Mm3)	751
Agua inyectada a la fecha (Mm3)	9464
Agua inyectada medida en VP	2.0
Agua inyectada medida en MOVs	12.6

Tabla 3

Desde el punto de vista operativo, la PIAS que alimenta al bloque se encuentra aislada del sistema general, por lo que no perjudica el balance de agua del área.

El proyecto cuenta con 10 pozos inyectores y 22 productores, de los cuales 14 están equipados con Bombeo Mecánico y 8 con Bombeo Electrosumergible.

La proyección de la curva básica de petróleo del bloque presenta una declinación del 2.7%, contemplando una inyección de 1490 m³/d y un RAP creciente cercano a 20.

El primer ciclo consistió en cerrar el primer grupo de inyectores en forma alternada a lo largo de todo el bloque como indica la figura 10. El caudal total cerrado fue de 700 m³/d.

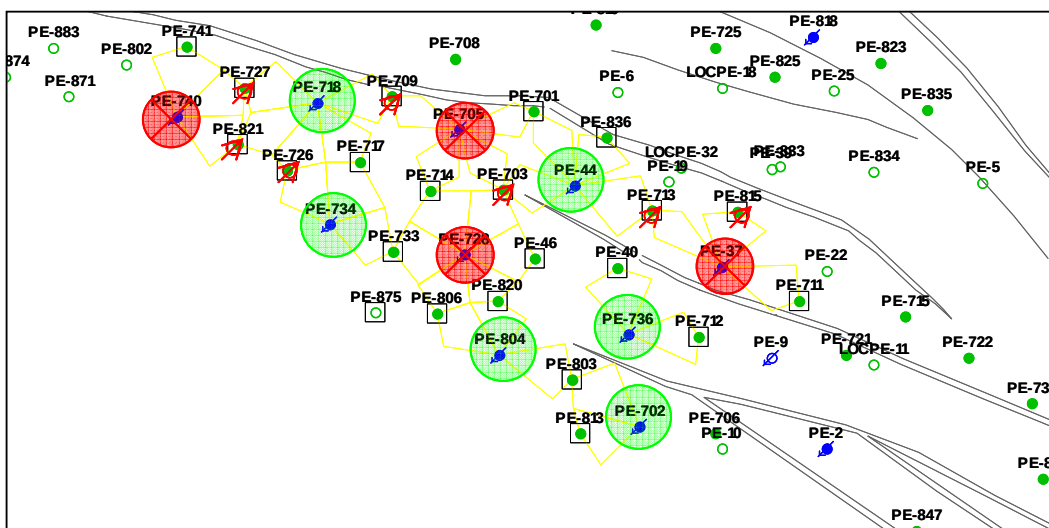


Fig. 10

Para el segundo ciclo, tomando un período de 6 meses, se abrieron nuevamente los inyectores de la primera etapa y se cerraron de forma alternada el resto de los pozos inyectores. El caudal total cerrado fue de 790 m³/d.

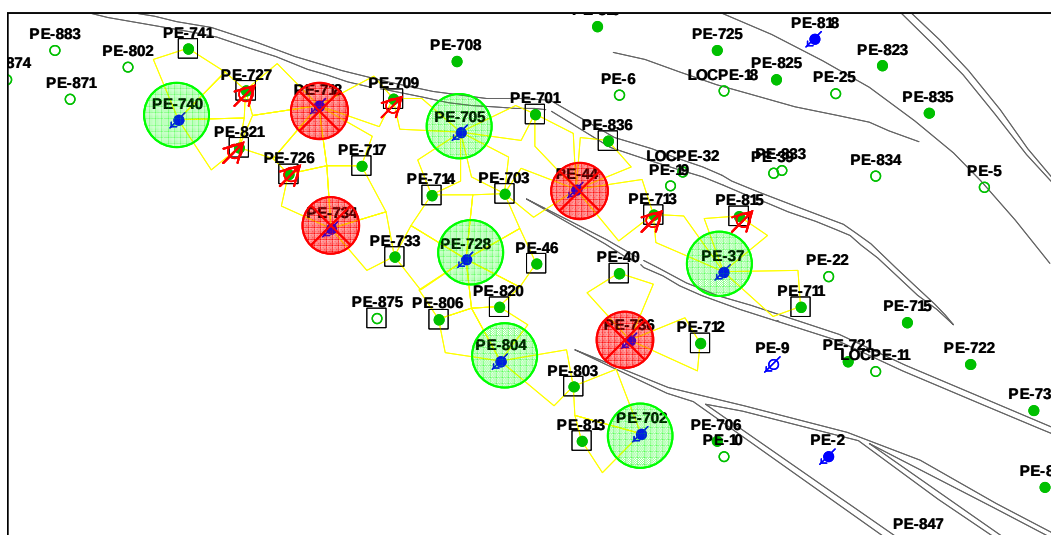


Fig. 11

La metodología se implementó en abril de 2012, por lo que actualmente el proyecto se encuentra atravesando su segundo ciclo. Los resultados parciales son muy alentadores y se resumen en las figuras presentadas a continuación.

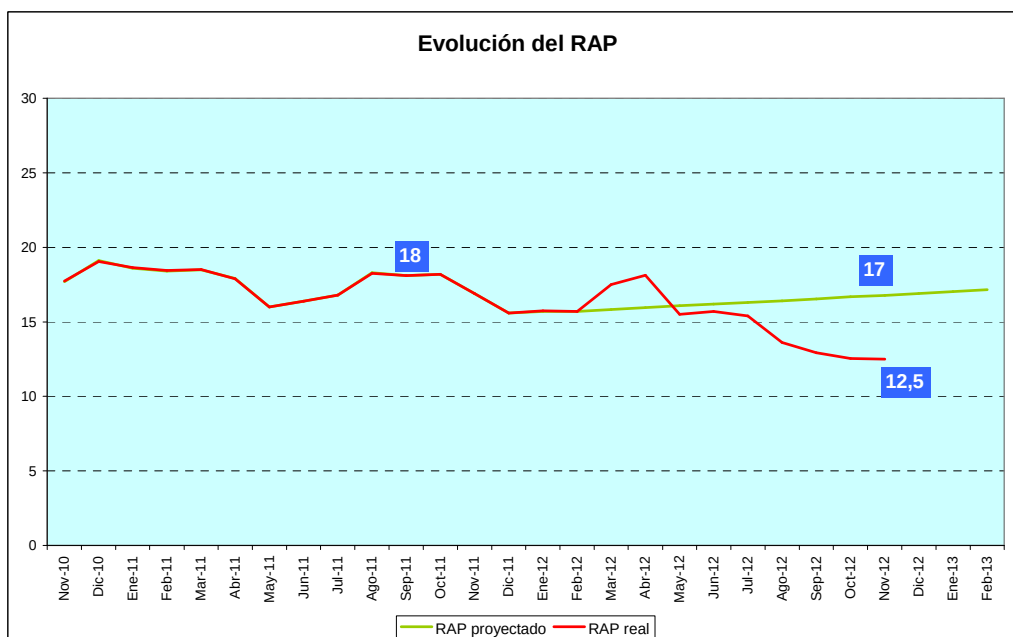


Fig. 12

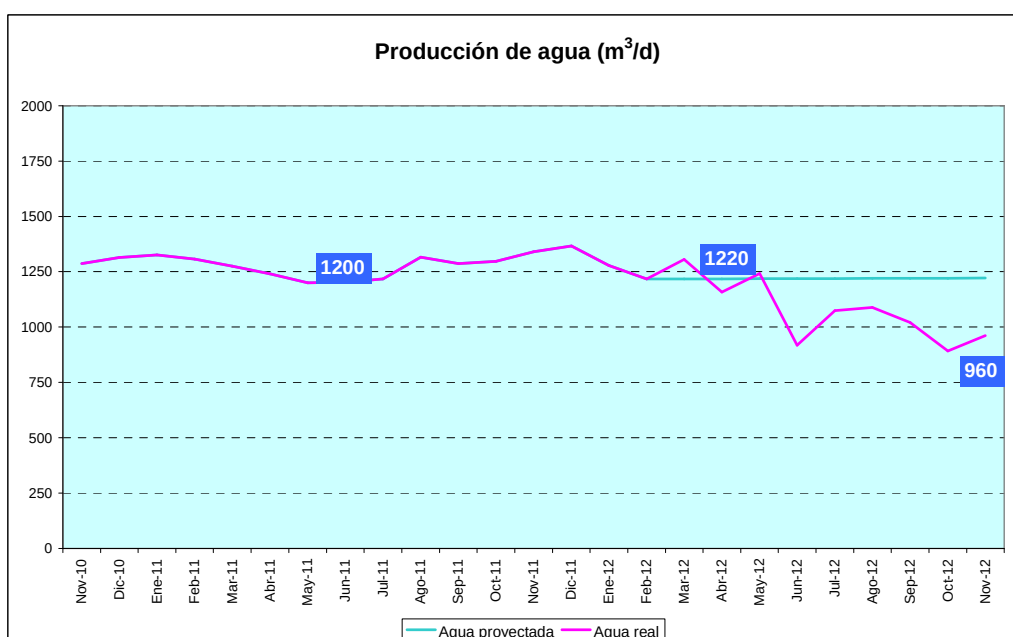


Fig. 13

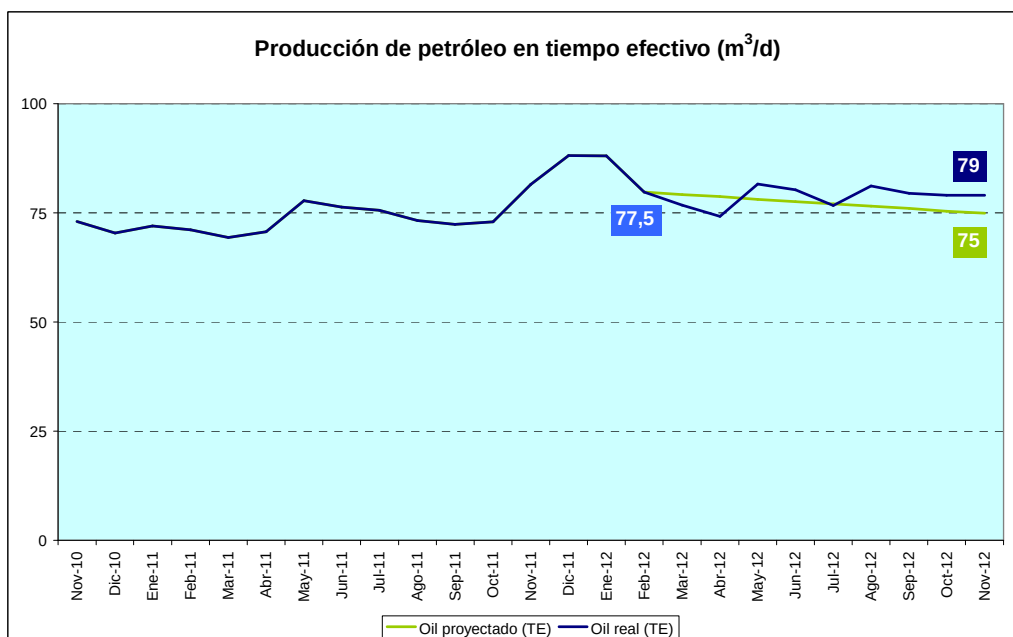


Fig. 14

No solo la producción de petróleo se encuentra por sobre la curva básica pronosticada, sino que también los volúmenes de líquido producido por pozo han bajado considerablemente. Esto generó un menor consumo de potencia a nivel de pozo de alrededor de 4 KW por pozo productor. También se redujo la energía consumida tanto en la batería como en la planta inyectora, aunque estos valores no están medidos de manera directa sino a través de la relación empírica que existe entre los caudales bombeados y la energía consumida por las mencionadas instalaciones.

Conclusiones

Para maximizar el efecto de las fuerzas viscosas, es necesario aumentar los caudales de inyección. En cambio, para aprovechar los empujes capilares, las velocidades del agua de inyección deben ser lo más bajas posibles. Asimismo, las fuerzas viscosas mejoran la eficiencia microscópica de desplazamiento, mientras que las capilares incrementan la eficiencia macroscópica volumétrica. El enfoque cíclico presenta una solución posible para aprovechar ambos fenómenos, maximizando cada uno en los respectivos ciclos del proceso. La aplicación se restringe a reservorios heterogéneos desde el punto de vista petrofísico, y con características de fluidos similares a las presentes en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Los bajos factores de recuperación que se obtienen luego de la recuperación secundaria convencional en Cerro Dragón se explican a través a la baja eficiencia areal lograda. Esto se debe principalmente al petróleo remanente en zonas de baja permeabilidad bypassadas por el fujo de agua inyectada, por lo que el contraste de saturaciones de estas zonas con los canales preferenciales es alto. La inyección cíclica mejora la recuperación final a través del barrido de zonas no alcanzadas o el aporte de ésta a las más barridas, y sumado a ello, disminuye en un alto grado el consumo de energía al manejarse volúmenes mucho menores de agua inyectada y con menor fluido producido, volviendo más sustentable el desarrollo a largo plazo de la cuenca. Como resultado adicional, los volúmenes de agua no inyectados en un ciclo de cierre pueden ser aprovechados para la incorporación de nuevos reservorios tanto en el mismo bloque de inyección como en zonas aledañas al mismo.

Bibliografía

1. S.E Buckley, M. C. Leverett; “*Mechanism of Fluid Displacement in Sands*”; SPE-942107-G; 1941.
2. A. Mai, A. Kantzas; “*Improved Heavy Oil Recovery by Low Rate Waterflooding*”; SPE/PS, CHOA 117648; 2008.
3. L.L. Handy; “*Determination of Effective Capillary Pressures for Porous Media from Imbibition Data*”; SPE 001361-G; 1960.
4. M. Crotti, J. Bardelli, D. Masiero, G. Fondevila; “*Aprovechamiento de Empujes Espontaneos para Optimizar Secundarias Avanzadas*”; 2010.
5. D. A. Ivanov, M. Araujo; “*Dynamics of Two Phase Immiscible Pulse Flow*”; SPE 99678; 2006.
6. Y. Qingfeng, J. Bingyu, Y. Jiping; “*Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs*”; SPE 30881; 1995.
7. L. P. Dake; “*Fundamentals of Reservoir Engineering*”, Ed. Elsevier, 1998.
8. J.W. Amyx, D.M. Bass, R.L. Whiting; “*Petroleum Reservoir Engineering*”; McGraw-Hill; 1988.
9. C.O. Limarino; *Blog personal Limarino.com.ar*.
10. Secretaría de Energía de la República Argentina; “*Formaciones Geológicas en la Argentina*”.

Reconocimientos

1. Agradecemos a Marcelo Crotti y su equipo de trabajo por la colaboración brindada en el diseño y realización de los ensayos en las celdas visuales.