

Inyección de geles en el Yacimiento El Tordillo

Desde los pilotos hasta la masificación

Por *Ing. Federico Menconi, Ing. Fabián Giaccaglia, Ing. Jorge Ramirez e Ing. Carlos Berto* (Tecpetrol)

En este trabajo se describe la búsqueda de alternativas de recuperación asistida en un yacimiento que ha alcanzado la madurez en la aplicación de tratamientos de *conformance*; y la adaptación a condiciones de incertidumbre creciente.

La inyección de geles se ha convertido en una de las herramientas más útiles en el Yacimiento El Tordillo, al momento de intentar superar o minimizar el efecto de la heterogeneidad del reservorio durante la inyección de agua: es esta una de las más grandes dificultades que se presentan en los proyectos de recuperación secundaria.

El Yacimiento El Tordillo se ubica en el flanco Norte de la cuenca del Golfo San Jorge (GSJ), y cuenta con una extensión de 117 Km², de los cuales cerca del 80% de su área perforada está cubierta con proyectos de recuperación secundaria. En la actualidad, se cuenta con 21 proyectos, con más de 250 pozos inyectoros que inyectan alrededor de 38 Mm³/d de agua de manera selectiva en las tres formaciones productivas de la zona (Formación (Fm) El Trébol, Fm. Comodoro Rivadavia y Fm. Mina El Carmen), desde los 1.300 hasta los 3.000 m aproximadamente.

Desde el año 2005 hasta la actualidad se han realizado 72 tratamientos con geles en 59 pozos inyectoros. Se han utilizado tres tipos de tratamiento: Bulk Gel (BG), Micro Gel (MG) o Geles de Dispersión Coloidal (GDC) y Uno



Gel (UG). El presente trabajo describe la situación de un yacimiento que ha alcanzado la madurez en la aplicación de tratamientos de *conformance* en inyectorios someros (temperatura de reservorio menor a 90 °C).

En efecto, se describe aquí cómo se fue incrementando la dificultad para la selección de mallas candidatas (esquema de cómo se va a extender la recuperación secundaria), la evolución de los resultados y el acompañamiento necesario en el campo y en el laboratorio para adaptarse a condiciones de incertidumbre creciente.

También se muestra cómo se fueron buscando distintas áreas de oportunidad para poder extrapolar el concepto de *conformance* (tipo de gel formado con tres ingredientes) hacia pozos de alta temperatura, y cómo así también el planteo de un portfolio de alternativas de EOR (*Enhanced Oil Recovery*) para el corto plazo.

Un yacimiento maduro

Fue descubierto en 1932 por YPF S.A. El Tordillo es un yacimiento maduro con cerca de 80 años en producción.

Se encuentra situado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Chubut, a 35 km en línea recta hacia el oeste de Comodoro Rivadavia. En 1991 Tecpetrol asumió las operaciones del yacimiento. Hasta la fecha se han perforado más de 1.450 pozos.

La inyección de agua en el área comenzó a principios de la década de 1980, en la zona del proyecto Tordillo Sur, en la Fm. El Trébol (aprox. 1.200 metros de profundidad). Esta zona fue seleccionada posteriormente para la puesta en marcha del proyecto piloto en el año 2005. Debido a los buenos resultados, la inyección se fue extendiendo tanto areal como verticalmente, hacia las Fm. Comodoro y Mina el Carmen: el 90% de los pozos productores tienen producción asociada a la inyección de agua.

En estos 80 años lleva una producción total de petróleo 2.700 m³/d y un corte de agua del 93%. En la actualidad, hay implementados 21 proyectos de recuperación secundaria (figura 1), los cuales aportan el 52% de la producción inyectando 38.000 m³/d.

La historia de inyección de agua en El Tordillo muestra una rápida irrupción del agua de inyección en algunos productores, debido a que las formaciones tienen una alta heterogeneidad tanto areal como vertical, con un coeficiente de Dykstra-Parson [1] alrededor de 0,8, lo que ocasiona baja recuperación de petróleo.

Por ese motivo, y buscando una manera de mejorar el factor de recuperación, en el 2005 se desarrolló e implementó el primer proyecto piloto de geles en la Fm. Comodoro Rivadavia.

La inyección de geles es una técnica que tiene como objetivo bloquear zonas o canales de alta permeabilidad, con la finalidad de que el agua luego pueda barrer zonas con mayor saturación de petróleo; por lo tanto, aumenta la resistencia al flujo de agua en zonas donde se han producido canalizaciones naturales debido a las altas variaciones de permeabilidad, generando un aumento en la eficiencia de barrido volumétrica. Un gel no es más que una mezcla de polímero (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), un agente entrecruzador (acetato de cromo o citrato de aluminio) y agua.

Las características necesarias para la aplicación de estas tecnologías son las siguientes:

- ✓ Densidad del petróleo > 15 °API
- ✓ Índice de Dykstra Parsons > 0,60
- ✓ Saturación de petróleo móvil.
- ✓ Permeabilidad media > 10 md².
- ✓ Temperatura de reservorio < 90 °C.

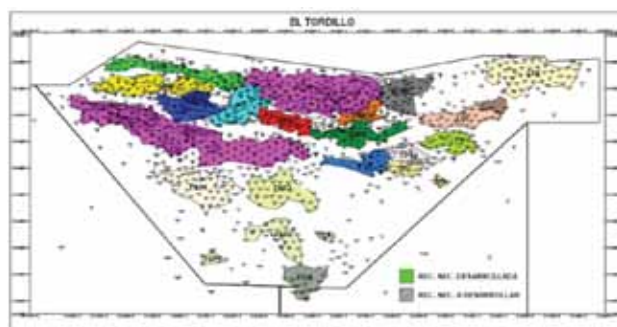


Figura 1. Los 21 proyectos de recuperación secundaria.

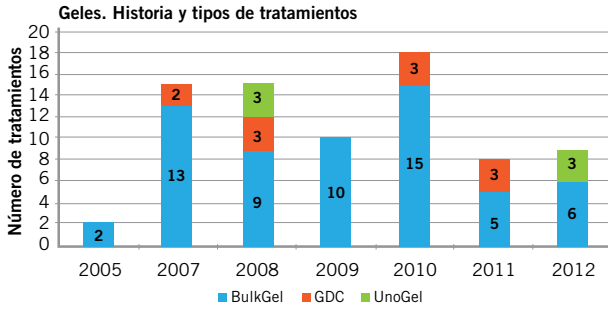


Figura 2. Tipos y cantidad de tratamientos de geles realizados en el Yacimiento El Tordillo.

- ✓ Calidad de agua de inyección con sólidos totales en suspensión menor a 100 ppm [2].

En la figura 2 se muestran los tipos y cantidad de tratamientos que se han realizado en El Tordillo y, en la figura 3, se puede apreciar el incremental de producción asociado a estos tratamientos.

Proyectos piloto de Bulk Gel, GDC y UnoGel: descripción y resultados

En noviembre de 2005 fue implementado el primer proyecto piloto de Bulk Gel, cuyo objetivo consistía en sellar las zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo con alta saturación de agua, aumentando la eficiencia de barrido y, por ende, el factor de recobro.

Para ello, se seleccionaron dos mallas con un *pattern* "seven spots" invertido (figura 4), en el cual gran parte de los pozos productores indicaban claras evidencias de canalizaciones en las curvas Relación Agua Petróleo (RAP) vs Petróleo Acumulado (NP) (figura 5), donde se puede observar un incremento abrupto en el corte de agua, en la relación agua petróleo y en la presión de fondo fluyente de los pozos productores.

Previamente, se realizaron estudios de laboratorio a coronas para poder caracterizar el reservorio correspon-

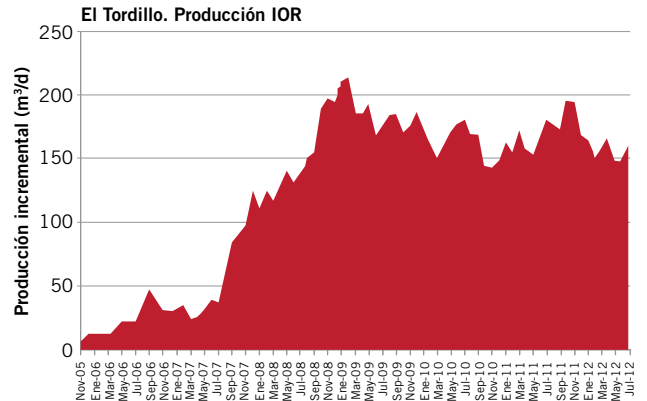


Figura 3. Producción Incremental IOR [m³/d] del Yacimiento El Tordillo.

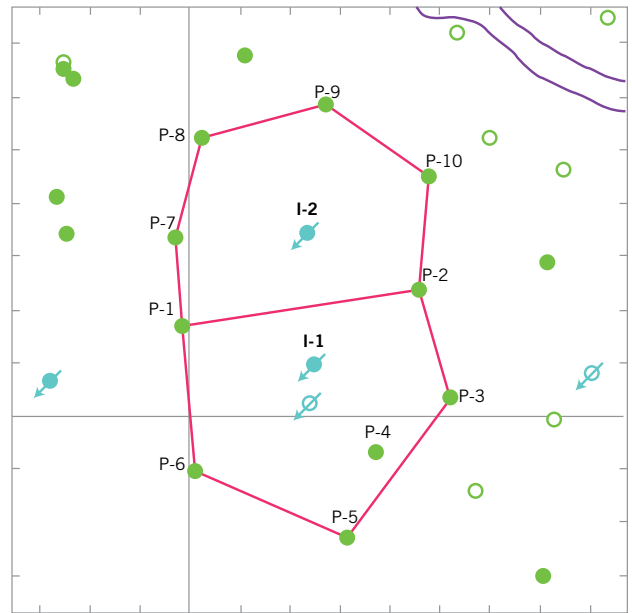


Figura 4. Malla de los pilotos de BG y GDC.

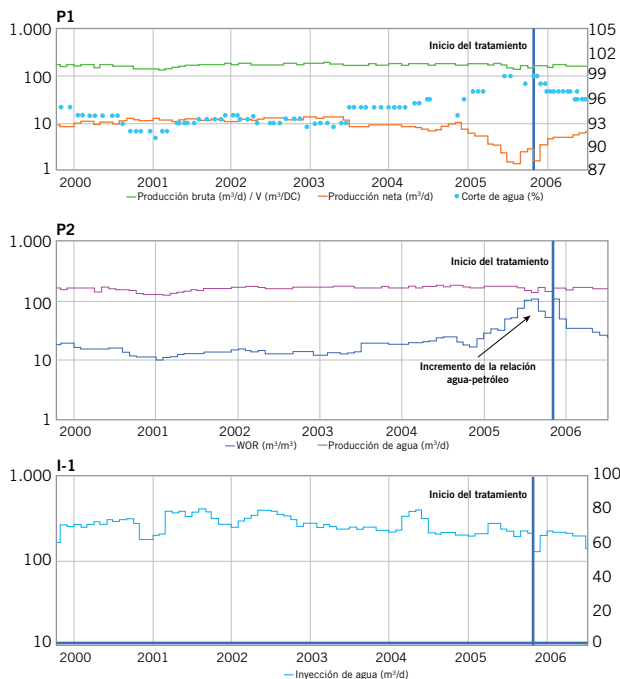


Figura 5. Aquí puede observarse que a fines del 2004 se incrementa la relación agua-petróleo, y que tras el tratamiento de BG, la relación disminuye.

diente a la Formación Comodoro Rivadavia. Del estudio se pudo determinar el alto grado de heterogeneidad vertical con un coeficiente Dysktra-Parson de 0,8 (figura 6).

A su vez, durante las fases de diseño con las muestras del agua de inyección, se evaluó la mejor combinación de polímero y entrecruzador que garantizaran una buena performance en condiciones de reservorio. Es de vital importancia remarcar que los estudios de laboratorio pueden realizarse con agua sintética, pero luego deben corroborarse los resultados con el agua con la cual se implementará el piloto, ya que de esto puede depender el éxito o fracaso del proyecto.

Para confirmar la existencia de canalizaciones entre el pozo inyector y productor se realizaron trazadores químicos. A su vez, esta información permitió facilitar el dimensionamiento del volumen de tratamiento.

Una vez finalizados los estudios de laboratorio, se prosiguió con la inyección desde boca de pozo (*bullheading*) de ambos tratamientos. Para ello, previamente se pesca-

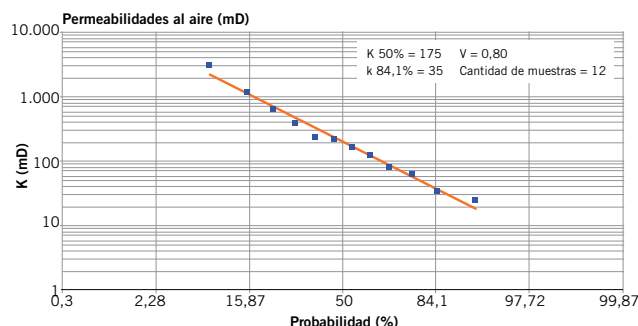


Figura 6. Variación de Permeabilidad Dykstra-Parson.

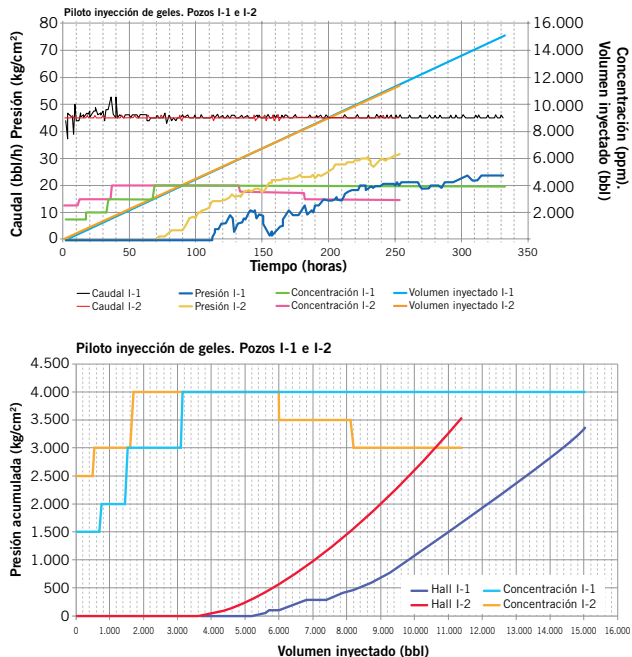


Figura 7. Curvas del Piloto de BG.

ron todas las válvulas de todos los mandriles de ambos inyectoros.

Se inyectaron de forma exitosa unos 15.000 barriles de gel en el inyector #1 y unos 11.000 barriles en el inyector #2, a un caudal de 1.000 bls/d, hasta alcanzar una concentración máxima de 4.000 ppm (figura 7).

Durante el tratamiento se tomaban muestras en los pozos productores asociados para verificar si el gel irrumpía; solamente en uno de los diez pozos productores de ambas mallas se verificó la presencia de gel; se decidió dejar parado el productor hasta la finalización del tratamiento.

Una vez finalizado el tratamiento, se realizaron controles y se tomaron muestras semanales a los pozos para verificar respuesta. En algunos pozos, a los 30 días ya se evidenciaba una clara respuesta del BG, con el consiguiente incremento de petróleo y disminución de la producción de agua.

En julio de 2006 se implementó el proyecto piloto de MG o GDC en los pozos inyectoros del piloto de BG. Son geles formados con baja concentración de polímero (menor que BG y UG) que ofrecen una alta resistencia al flujo, penetran profundamente en la formación y son adsorbidos por la roca, variando fuertemente su permeabilidad. Al igual que los BG, permiten mejorar significativamente los resultados de los proyectos de inyección de agua en reservorios heterogéneos y su principal uso es para modificar la variación de permeabilidad en profundidad, y mejorar así la eficiencia de barrido. Otra diferencia significativa con el BG es el volumen inyectado, en los tratamientos MG se puede llegar a inyectar 5%-25% del volumen poral.

Asimismo, como en el caso anterior, se realizaron diferentes pruebas de laboratorio donde se evaluó el polímero y el entrecruzador que mejor desempeño tendrían para

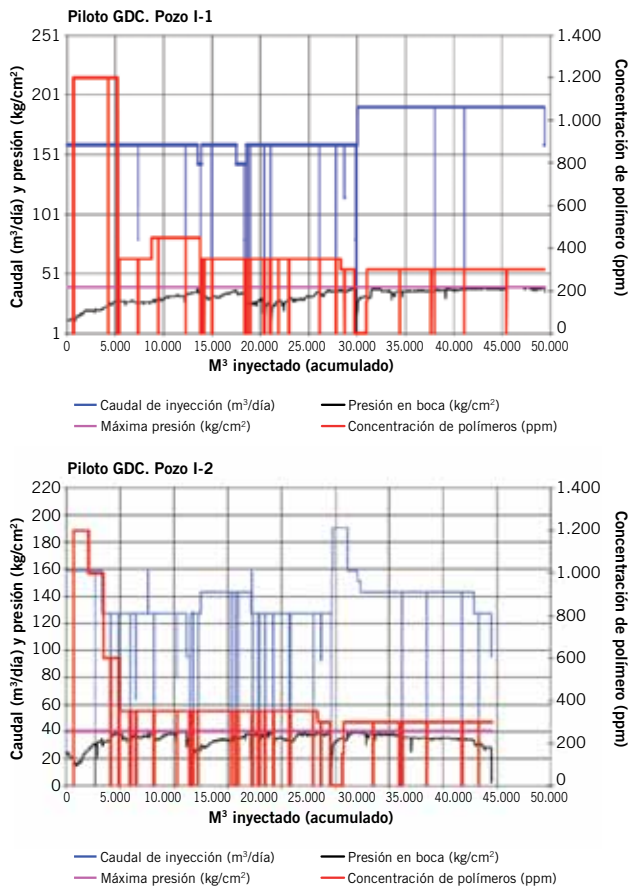


Figura 8. Curvas del Piloto de GDC.

las condiciones de reservorio y la calidad de agua del yacimiento. Las pruebas se realizaron para concentraciones de polímero de 300 a 1.800 ppm y relaciones de entrecruzador de 20:1 a 40:1.

La inyección del piloto se llevó a cabo durante 10 meses, logrando inyectar simultáneamente entre 40 y 50 Mm³

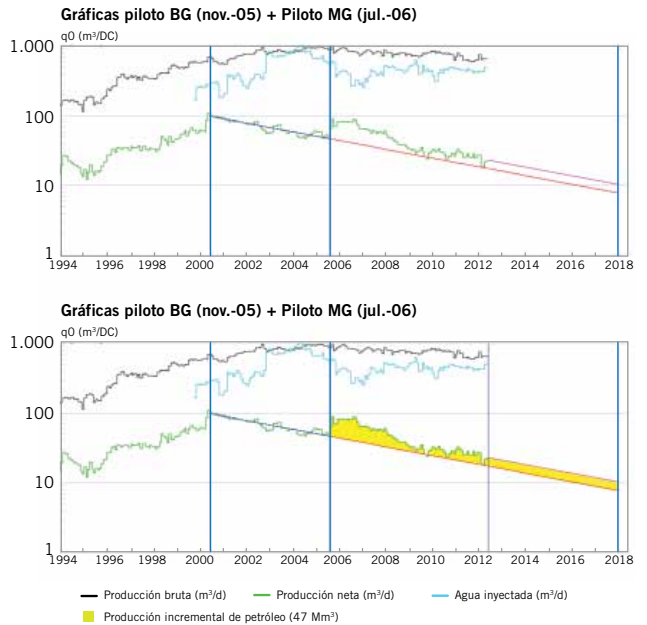


Figura 9. El cálculo del incremental de Producción del Piloto de BG y GDC es de unos 47 Mm³.

del producto en cada pozo inyector, aproximadamente un 6% del VP (figura 8). Luego del tratamiento, los pozos no perdieron inyección; sin embargo, los productores asociados redujeron considerablemente el corte de agua.

En la figura 9 se pueden apreciar los resultados de ambos pilotos; como era de esperar, la respuesta de BG fue casi inmediata. El incremental de producción, luego de ambos tratamientos, se estima en 47 Mm³ de petróleo.

En junio de 2008, en la búsqueda de nuevos retos, se implementó el primer piloto de UG, en el cual se utilizó el polímero del BG y un entrecruzador orgánico bajo la licencia de Unocal, resistente a las altas temperaturas, que permite extender el tratamiento verticalmente a zonas más profundas con temperaturas de hasta 149 °C.

El tratamiento fue realizado en tres pozos desde los

2.300 a 2.800 m (Base Fm. Comodoro a Tope Mina El Carmen), donde se inyectaron aproximadamente 15.000 barriles de gel por pozo.

Al igual que todos los tratamientos realizados hasta ese momento, se retiraron todas las válvulas de los mandriles, con lo cual la inyección del producto solo fue en las zonas con mayor permeabilidad.

Desarrollo de Bulk Gel, GDC y geles de alta temperatura

Debido a los alentadores resultados de los proyectos pilotos de BG y MG, se comenzó con el proceso de desarrollo y masificación de los tratamientos. A la fecha, hemos realizado 60 tratamientos de Bulk Gel, 11 GDC y 6 UG. La metodología de aplicación ha sufrido variaciones significativas, principalmente debido a lecciones aprendidas luego de siete años de experiencia.

Como primer paso en el desarrollo de la tecnología, los BG se extendieron a otras zonas del yacimiento, las cuales poseen características petrofísicas similares; asimismo, las temperaturas de reservorio debían estar por debajo de la temperatura de degradación del polímero, con lo cual solo podía ser aplicado en los proyectos someros del yacimiento.

Otro factor importante a considerar previo a los tratamientos es la calidad de agua de inyección; esta debe tener las mismas características que la utilizada en ensayos de laboratorio, para garantizar el éxito del tratamiento.

Mientras aumentaba el número de tratamientos realizados, comenzó a acrecentarse la dificultad en la selección de las mallas candidatas, ya que las canalizaciones más evidentes se habían seleccionado previamente. Por ello, fue necesario adoptar medidas para optimizar las etapas de selección, diseño y ejecución del tratamiento. Los principales cambios realizados en la etapa de preselección surgieron a medida que se intentaba identificar la existencia de canalizaciones en pozos productores mediante los gráficos de diagnóstico: producción de líquido/petróleo/agua vs tiempo, relación agua-petróleo vs tiempo, relación agua-petróleo vs petróleo acumulado.

Es decir, no se lograba asociar fácilmente si el incremento del corte de agua de los pozos era producto de la canalización de los pozos. Desde el punto de vista de la preselección, se realizó una revisión general de todos los inyectores donde se descartaron pozos: con baja inyectividad (menos de 100 m³/d), con problemas de integridad en la instalación selectiva, etcétera. Una vez realizada la preselección, se procedió con la inyección de trazadores y el análisis de las curvas diagnósticas, lo cual resultó en la selección final de los candidatos.

En las figuras 10 y 11 puede apreciarse la diferencia entre la complejidad de la selección de pozos de las etapas iniciales y la actualidad; para el primer caso la canalización es clara; sin embargo, en el segundo caso no lo es, pero a pesar de esto ambos tratamientos desarrollaron buena respuesta.

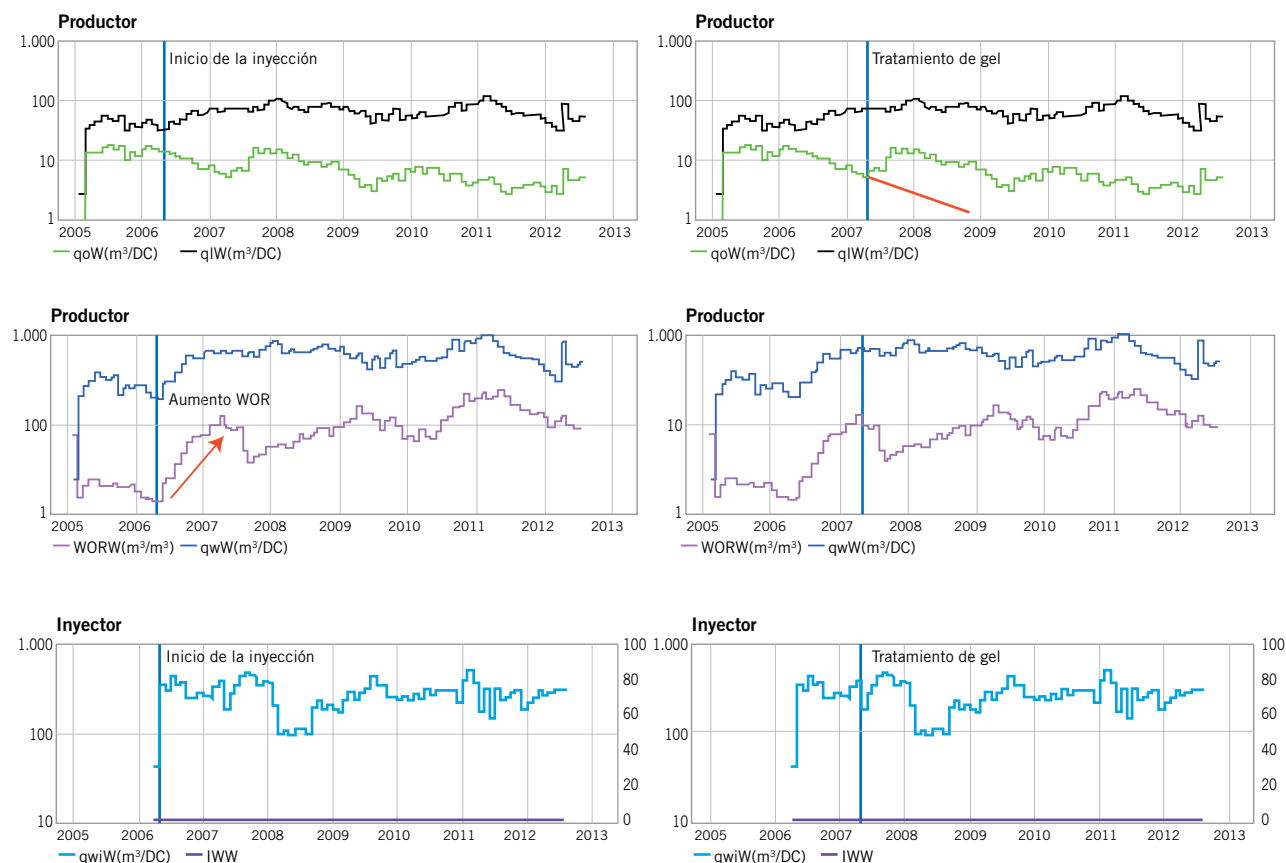


Figura 10. Primeros candidatos a tratar: cuando se inicia la inyección, se aprecia un rápido incremento de la producción de agua y de la relación agua-petróleo.

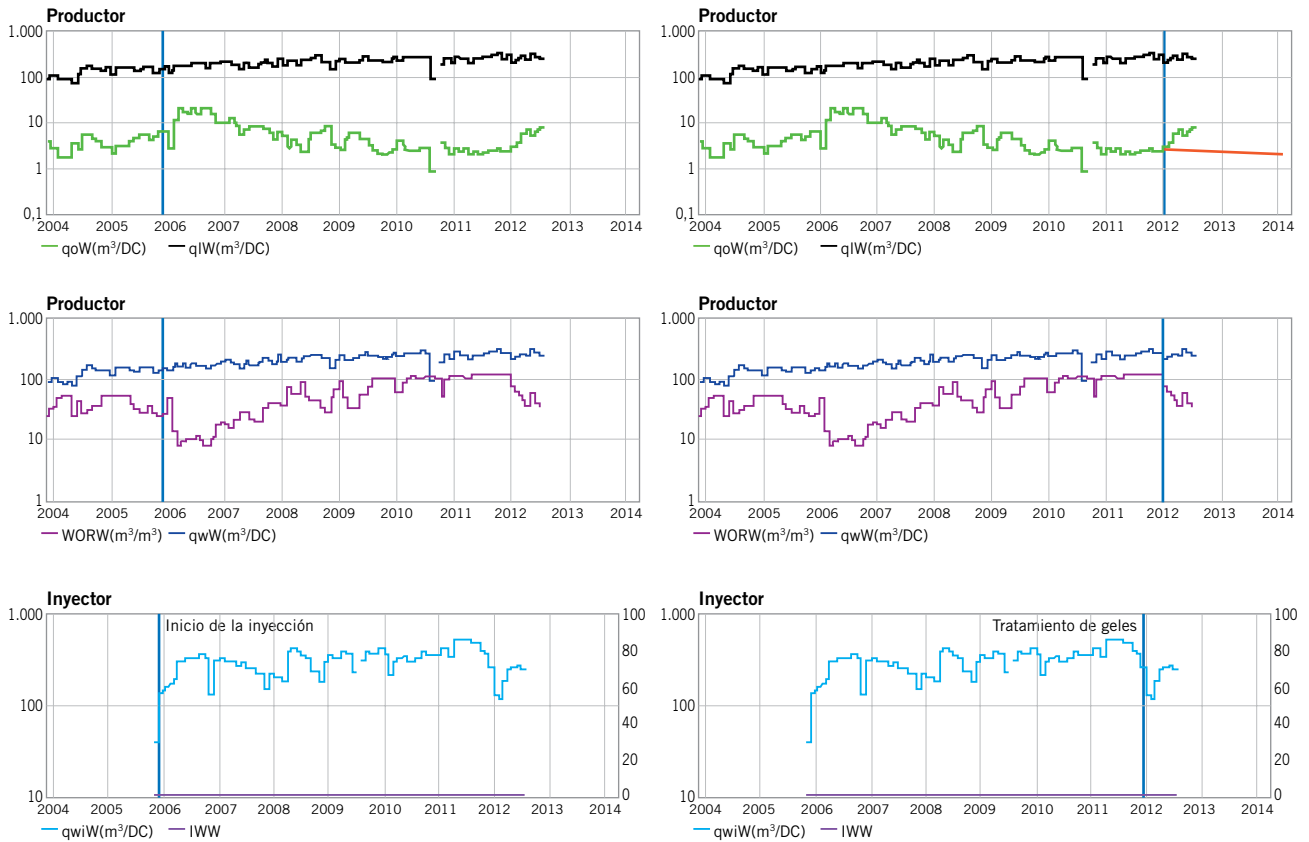


Figura 11. Candidatos actuales a tratar: la canalización no es evidente debido a que el aumento de la relación agua-petróleo es gradual.

El diseño de los caudales, volúmenes y concentraciones dependerá exclusivamente del tipo de tratamiento. En el caso de los BG se puede apreciar que a mayor volumen de gel mayor producción incremental (figura 12).

Respecto del caudal de inyección del tratamiento, se debe tener precaución de no sobrepasar la presión de fractura del pozo.

En lo referente a la concentración del polímero, sugerimos: para muy altos valores de permeabilidad utilizar gel de alta carga polimérica y baja relación polímero/entrecruzador. En casos de valores de permeabilidad moderados, se debería bajar la concentración del polímero, y la penetración dentro del reservorio se regula incrementando la relación de polímero/entrecruzador y viceversa.

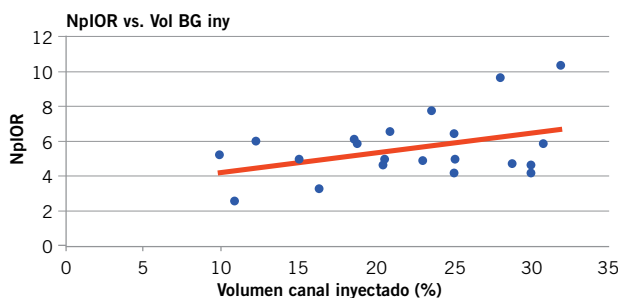


Figura 12. A medida que incrementa el volumen del canal inyectado, aumenta la producción incremental de petróleo.

Lecciones aprendidas, mejoras en la inyección

Una metodología que se ha considerado conveniente modificar es la de la selectividad durante la inyección de los tratamientos. En efecto, cuando se comenzó con la inyección de geles previo al tratamiento, se recuperaban todas las válvulas de los mandriles, lo que ocasionaba que el perfil de inyección original en la malla se perdiera y la admisión estaba gobernada principalmente por el reservorio. La mayor parte del producto ingresaba en la capa de mayor permeabilidad y se dejaba de inyectar en el resto del pozo; este es un punto importante especialmente en los tratamientos prolongados, donde por meses se pierde la inyección en capas significativas del proyecto. Mediante los perfiles de tránsito, podía llegar a estimarse el volumen de gel inyectado en cada reservorio.

En la actualidad, durante cada etapa de tratamiento se realizan movimientos de válvulas, con lo cual logramos controlar los volúmenes inyectados en cada intervalo. Por este motivo, hoy se está evaluando la posibilidad de retratamiento en algunos pozos inyectores, que tienen capas con potencial y que en su momento no recibieron el tratamiento.

Al mismo tiempo, en el caso de GDC se han realizado estudios de laboratorio, de forma tal de evaluar los esfuerzos de corte durante todas las etapas de inyección, desde que el gel es bombeado en superficie hasta que atraviesa los punzados. Los resultados de estos estudios han demostrado que es posible realizar la inyección del producto a

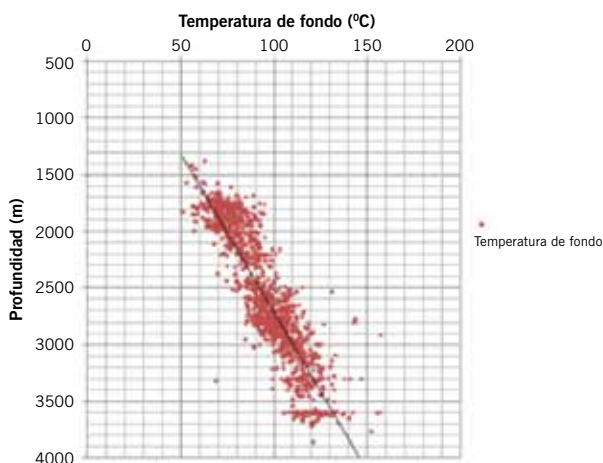


Figura 13. Con el tratamiento de BG y GDC solo podemos tratar reservorios con una profundidad menor a los 2.200 m.

través de las válvulas reguladoras de caudal.

Previo a la ejecución del tratamiento se ha adoptado con buenos resultados la necesidad de realizar una limpieza química al pozo inyector, la cual permite eliminar productos orgánicos e inorgánicos, y evita que durante la inyección del gel se produzca el taponamiento de la formación.

A medida que se llevaron a cabo los tratamientos, se detectó la necesidad de investigar sobre nuevas tecnologías que permitiesen la inyección en zonas más profundas, debido a que ya habían sido tratados la mayor parte de los candidatos someros, y la profundidad máxima a la cual podíamos inyectar el polímero no podría exceder los 2.200 m (figura 13), o el intervalo productivo red del tope de la Fm. Comodoro Rivadavia (figura 14).

Adicionalmente, hemos detectado una disminución en las respuestas post-tratamientos, principalmente a causa de que los inyectores tienen menor cantidad de productores asociados, mayor cantidad de volúmenes porales inyectados (menor So) y bajos caudales de inyección por arenas, que ocasionan que luego del tratamiento el pozo quede con baja admisión. Esto se puede observar en la figura 15, donde se muestra la evolución por campaña de los últimos tres años:

Durante el año 2011 se continuó con el estudio de procedimientos que nos permitan extender el tratamiento de *conformance* a zonas de alta temperatura (base de la Fm. Comodoro Rivadavia y la Fm. Mina El Carmen), ya que los primeros resultados de los tratamientos a altas temperaturas no fueron totalmente satisfactorios. Por lo tanto, conjuntamente con la compañía de servicios (Nalco), en sus laboratorios de Estados Unidos se realizó la evaluación de diferentes tipos de polímeros y entrecruzadores a diferentes concentraciones y relaciones de polímero/entrecruzador.

A su vez, los mismos se evaluaron con agua dulce y agua de la Fm. Mina El Carmen.

Se evaluaron cuatro tipos diferentes de geles para alta temperatura:

- Gel N° 1
- Gel N° 2

Formación	Int. Prod.	Secundaria	Arena	
El Trébol	Purple	E4	7	
		E3	5	
		E2	9	
		E1	12	
Comodoro Rivadavia	Red	Cr-29	9	
		Cr-28	5	
		Cr-27	5	
		Cr-26	5	
		Cr-25	6	
		Cr-24	5	
		Cr-23	4	
	Garnet	Cr-22	4	
		Cr-21	5	
		Cr-20	5	
		Cr-19	5	
		Cr-18	4	
		Cr-17	2	
	Blue	Cr-16	2	
		Cr-15	3	
		Cr-14	3	
		Cr-13	4	
		Cr-12	4	
		Cr-11	3	
		Cr-10	4	
Cr-9		4		
Cr-8		4		
Cr-7		5		
Junior	Cr-6	3		
	Cr5	5		
	Cr-4	3		
	Cr-3	5		
	Cr-2	4		
	Mina El Carmen	Brown	Mc-99	4
			Mc-98	4
Mc-97			6	
Mc-96			3	
Green		Mc-95	6	
		Mc-94	3	
		Mc-93	3	
Pink		Mc-92	4	
		Mc-91	4	
		Mc-90	4	
		Mc-89	5	
		Mc-88	4	
		Mc-87	7	
		Mc-86	5	
Mc-85	5			
Mc-84	5			
Mc-83	5			
Mc-82	5			
Mc-81	5			
Mc-80	5			

Figura 14. Formaciones e intervalos productivos para el Yacimiento El Tordillo.

- Gel N° 3
- Gel N° 4

Las concentraciones y relaciones de entrecruzador analizadas:

- Concentraciones de polímeros: 3.000 ppm; 6.000 ppm; y 9.000 ppm
- Relaciones polímero/entrecruzador: 10:1, 20:1, 40:1 y 80:1

Para los estudios se utilizaron cuatro *slim tubes* de 20" empacados con arena (volumen poral: 10 ml), a los cuales inicialmente se les realizó un desplazamiento con agua de formación a un caudal de 0,5 ml/min para eliminar el aire y determinar la permeabilidad.

Luego, se colocaron dentro de un horno a una temperatura de 125 °C y se inyectó agua de formación a 0,5 ml/min a un diferencial de presión de 100 psi. La caída de presión a este caudal y temperatura se fijaron como base para calcular el *residual factor* (RF) y el *residual resistance factor* (RRF). A continuación se le inyectaron siete volúmenes porales de gel a temperatura ambiente, y se recolectaron las muestras del gel luego de atravesar los *slim tubes* para analizar las variaciones de viscosidad (figura 16) y, posteriormente, los *slim tubes* fueron colocados dentro del horno a 125 °C por un lapso de 12 días.

Una vez cumplido el tiempo mencionado, se procedió a volver a inyectar agua de formación a 125 °C a un caudal de 0,5 ml/min y un diferencial de presión de 100 psi para calcular los RRF luego del tratamiento. Este proceso se fue repitiendo por varias semanas con el objetivo de evaluar la degradación del gel.

De los ensayos se pudo determinar la performance de los geles durante el tratamiento; con las pruebas realiza-

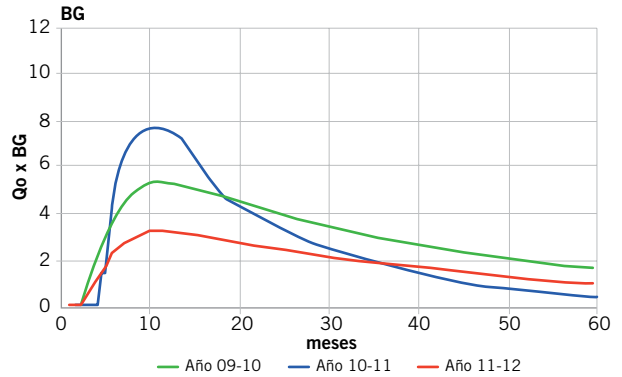


Figura 15. A medida que transcurren las campañas de tratamiento de BG, se ve una disminución en la producción acumulada.

das en los meses posteriores se logró determinar la estabilidad del gel. Asimismo, el gel con mejor desempeño fue el Gel N° 3, debido a que fue el que generó mayor RF/RRF sin producir taponamiento del *slim tube*, como en el caso del Unogel (tabla 1).

Cañón	Sistema de Gel	Relación RF/RRF después de 12 días de envejecimiento a 125 °C	Relación RF/RRF después de 30 días de envejecimiento a 125 °C	Relación RF/RRF después de 60 días de envejecimiento a 125 °C
1	Gel N°1	>670	>670	>670
2	Gel N°2	>500	41 (2 PV)	3,5 (4 PV)
3	Gel N°3	>640	80 (2 PV)	10,0 (4 PV)
4	Gel N°4	150	10 (4,5 PV)	2,2 (6,5 PV)

Tabla 1. Lo resultados de los ensayos arrojan que el gel con mayor RF/RRF luego de 120 días es el Gel N° 3.

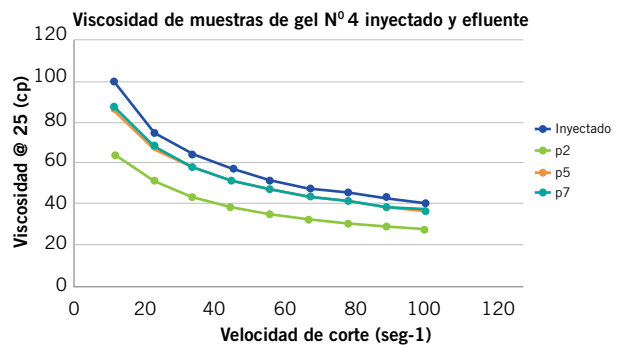
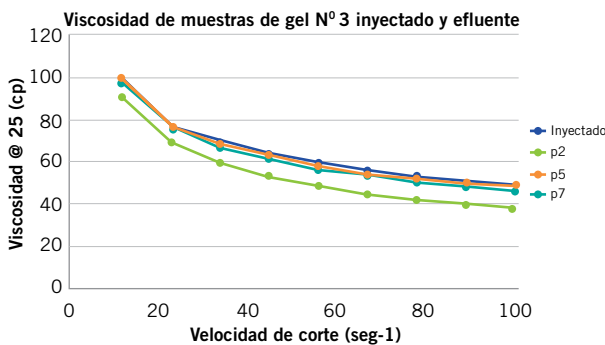
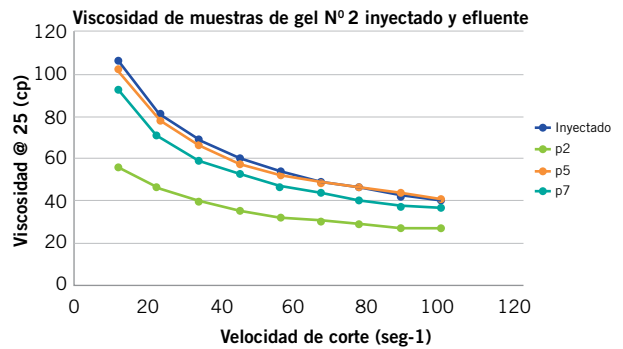
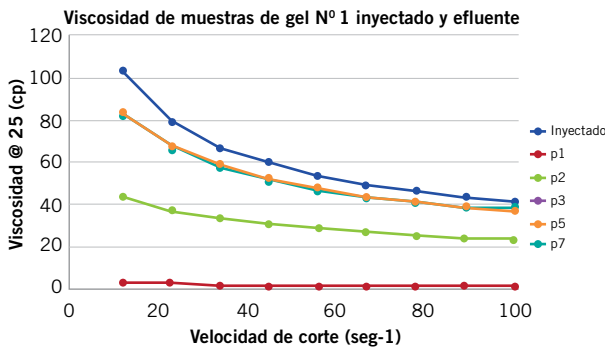


Figura 16. Viscosidad vs. velocidad de corte de los efluentes (@25 °C) P1 a P7.

En los primeros meses del 2012 realizamos tres tratamientos de alta temperatura en la base de la Fm. Comodoro Rivadavia (2.300 m) y Tope de la Fm. Mina El Carmen (2.600 m) con los productos seleccionados de los ensayos anteriormente descritos. Se inyectó un promedio de 18.000 lbs de polímero por pozo; en determinadas arenas alcanzamos una concentración máxima de 7.000 ppm.

Hasta el momento, debido al escaso tiempo transcurrido desde el tratamiento, no podemos confirmar con certeza los resultados de los geles para alta temperatura, ya que solo la menor parte de los productores asociados han manifestado un incremento de la producción de petróleo.

Conclusiones

- 1) Para el desarrollo de los pilotos es importante realizar una evaluación exhaustiva de:
 - a. La calidad y composición del agua de inyección.
 - b. Los estudios de coronas para determinar las propiedades petrofísicas del reservorio.
- 2) Luego de los 60 tratamientos de BG realizados, han quedado demostrados los resultados favorables de este tipo de tratamiento en los pozos inyectoras someros para el Yacimiento El Tordillo, donde se ha obtenido un incremental de entre el 1,0-1,4% OOIP.
- 3) Los 11 tratamientos combinados de BG+GDC han evidenciado una producción incremental de petróleo equivalente al 3,0-3.5% OOIP.
- 4) En función de la respuesta del piloto de geles de alta temperatura, se podría llegar a ampliar el portfolio de tratamientos.
- 5) Los cambios más significativos en la aplicación de los tratamientos son:
 - a. La realización de trazadores ópticos/químicos facilitó la identificación de las canalizaciones y el dimensionamiento de los volúmenes de tratamiento.
 - b. Para la inyección de BG se optó por realizar el tratamiento en forma selectiva, lo que supone un mayor control del volumen de tratamiento por reservorio y la posibilidad de retratamientos en algunos pozos inyectoras.
 - c. La posibilidad de realizar la inyección de GDC con las válvulas reguladoras de caudal permitiría controlar las admisiones y mejorar la respuesta de la malla.

Bibliografía

- [1] E. Muruaga, M. Flores, C. Norman, J. Romero, 2008: *“Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood”*, paper SPE 113334 presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA, April 19-23, 2008.
- [2] Tiorco Inc. 2007: *“How to Improve Oil Recovery in Mature Waterfloods Using Gels”*, presentado en International Conference on Production Optimization, 2007.