

GELES DE POLIMEROS: IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE LA CUENCA NEUQUINA

Carlos J. Wouterlood y Esteban D. Falcigno
Petrolera Entre Lomas S.A.

RESUMEN

El Área Entre Lomas está localizada en el sector nororiental de la cuenca Neuquina (**Figura 1**). Ha sido operada por Petrolera Perez Companc SA (PPCSA) desde agosto de 1968. De las formaciones productivas, la denominada F. Tordillo es la más conspicua.

En este trabajo solo se hará referencia, en varios aspectos, al ámbito de las estructuras Charco Bayo (CB) y Piedras Blancas (PB), dos extensos anticlinales con un espesor promedio bruto de 150 m. La historia productiva de estas estructuras data de 1968. En 1975 se inició la inyección de agua en un sector del yacimiento CB. En sucesivas etapas el proyecto se fue extendiendo, siempre bajo un esquema *seven-spot* invertido (88 mallas). A partir de 1994, se convirtió parte del esquema existente en líneas alternadas (**Figura 2**)^[1].

La F. Tordillo está compuesta por areniscas y conglomerados con delgadas intercalaciones de arcillas en un sistema fluvial-aluvial y de una porción superior de características eólicas (**Figura 3**). Como consecuencia de su elevada heterogeneidad^[2], el proyecto de inyección de agua se caracterizó por la diversidad de respuestas, aún en pozos de una misma malla (**Figura 4**).

Las canalizaciones constituyen uno de los problemas más difíciles de resolver o minimizar y a este efecto se realizaron numerosos esfuerzos. El más importante de ellos fue la implementación de un Proyecto Piloto (1995) y un Proyecto de Aplicación (1999 y siguientes) de inyección de geles de polímeros con características que variaron entre obturantes (alta viscosidad) y controladores de la eficiencia de barrido (viscosidad media).

Se presentan en este trabajo: breve descripción del reservorio y proyecto de recuperación secundaria, introducción a la tecnología de geles, descripción de los proyectos realizados, lecciones aprendidas incluyendo diseño de tratamientos, cuantificación de resultados en términos de reservas incrementales, evaluaciones económicas, conclusiones y recomendaciones.

La información aquí brindada puede resultar de utilidad a quienes estén operando campos maduros bajo recuperación secundaria, en especial, con reservorios multicapa, de marcada heterogeneidad y escasa eficiencia de barrido.

INTRODUCCIÓN

Aspectos de la recuperación secundaria

La F. Tordillo en las estructuras Charco Bayo y Piedras Blancas está compuesta, desde la base al tope, por una sucesión de capas de origen fluvial-aluvial sobre las que se depositan niveles eólicos (**Figura 3**).

Todos los pozos de estas estructuras deben ser hidráulicamente fracturados a fin de lograr caudales de fluido compatibles con los parámetros económicos aceptables.

En 1975 se puso en marcha un proyecto de inyección de agua dulce que abarcó un conjunto de 15 mallas en un esquema de *seven spot* invertido. Este proyecto fue creciendo en etapas sucesivas hasta alcanzar las 88 mallas. En 1994, se inició una etapa de conversión de mallas en líneas alternas, producto de los análisis y de las evaluaciones de las respuestas a la inyección.

Varios factores pueden actuar negativamente en los procesos de inyección de agua. Uno de ellos es la heterogeneidad de una formación ya que esta característica hace que el agua avance rápidamente hacia los productores por las zonas de mayor permeabilidad, dejando grandes volúmenes sin barrer. Es sabido que el coeficiente de Dykstra-Parsons da una correcta idea del grado de heterogeneidad. Un valor *cero* significa homogeneidad total, mientras que valor *uno* debe considerarse heterogeneidad total y se acepta que un coeficiente de D&P superior a 0,8 es indicativo de que la calidad del reservorio respecto de un proyecto de recuperación secundaria debería catalogarse como pobre-malo. La F. Tordillo de las estructuras mencionadas presenta un valor promedio de 0,92 (**Figura 5**). Si bien este valor puede considerarse elevado, el piloto de recuperación secundaria ejecutado a partir de 1975 permitió justificar la viabilidad de un proyecto extendido al total de las estructuras. La **Figura 6** muestra los factores de recuperación finales para el grado de heterogeneidad del Área Entre Lomas.^[3,4]

Los pozos de ambas estructuras se clasificaron según dos comportamientos: canalizados (75 pozos) y de respuesta normal o aceptable (102 pozos). Esos 75 pozos produjeron 2,6 MMm3 de petróleo menos que si hubiesen tenido una respuesta a la inyección normal. Si hoy se quisiese recuperar dicha cantidad, se requeriría la perforación de 75 pozos de 35 Mm3, o bien desarrollar otros proyectos complementarios para mejorar la eficiencia de barrido. En términos estrictos, máxime en un reservorio heterogéneo, un proyecto no reemplaza al otro, sino que se complementan.

Es sabido que la recuperación de hidrocarburos (N_p) es función del producto de las eficiencias de desplazamiento y de barrido areal y vertical del proyecto. Esto es:

$$N_p = POIS \times Ed \times EA \times EV$$

siendo:

N_p =	petróleo producido
$POIS$ =	petróleo original “in situ”
Ed =	eficiencia de desplazamiento
EA =	eficiencia areal de barrido
EV =	eficiencia vertical de barrido

Para la formación motivo de este trabajo resulta una eficiencia total del 10 %, valor considerado como muy bajo. Las tres eficiencias pueden ser incrementadas por inyección de polímeros pero sólo se hará mención de las dos últimas, factibles de ser favorecidas por inyección de geles de polímeros. El barrido areal también puede ser mejorado por: cambios en el modelo de inyección, perforación y reparación de pozos o nuevas conversiones.

Si bien es difícil cuantificar el efecto de las fracturas inducidas en la eficiencia areal, es indudable que no favorecen el barrido, excepto en el caso de un sistema de inyección en línea, modelo que se está difundiendo en ambas estructuras. Por otra parte, la proximidad entre capas y la destrucción de las escasas barreras naturales por dichas fracturas impiden que las instalaciones selectivas de inyección o producción sean útiles.

Las curiosas denominaciones “agua buena” y “agua mala”, hoy usadas en recuperación secundaria, están relacionadas con el hecho de que este fluido contribuya o no a la producción de

petróleo. Se analizan aquí solamente los temas de “agua mala” inherentes a problemas del reservorio (canalizaciones) pero sin hacer consideraciones sobre roturas de cañerías, pobre cementación primaria, etc.

Mitigar los problemas de canalizaciones, traducidos en irrupción temprana de agua y pobre factor de recuperación final de estos reservorios constituye todo un desafío. El taponamiento de canalizaciones por medios mecánicos o por cementaciones o silicatos no ha sido eficiente pues estos métodos no pueden circunscribirse estrictamente a los niveles canalizados, además de ser difíciles de controlar desde el punto de vista operativo. En esto la técnica de inyección de geles obturantes es mucho más selectiva, siempre y cuando se inyecten apropiadamente, tanto en pozos productores como en inyectoros.

E. C. Patton, definió el término *conformance* como la porción del reservorio contactada por el fluido inyectado y como tal combina efectos de eficiencias de barrido areal y vertical^[5]. Desde hace unos años, se ofrecen en el mercado numerosos productos para atacar los problemas relacionados tanto a producción de “agua buena” como de “agua mala”. El diagnóstico debe, en todos los casos, ser preciso para seleccionar la correcta metodología a aplicar. Es sabido que los geles de polímeros son usados en la industria petrolera para minimizar los efectos negativos antes mencionados. Pueden aplicarse en pozos inyectoros y productores.

Breve introducción a la tecnología de geles de polímeros

Es sabido que los polímeros están constituidos por largas moléculas en forma de cadenas, cuyos “eslabones” corresponden a estructuras más simples llamadas monómeros. Con la incorporación de un entrecruzador, tal como acetato de cromo o citrato de aluminio, es posible convertir una solución acuosa de polímeros en un gel. Existen dos grandes grupos de polímeros que pueden ser inyectados a formación con diferentes objetivos y características. Se trata de las poliacrilamidas y los biopolímeros (tales como los polisacáridos). Las aplicaciones responden a los siguientes tipos:

- a) *Polímeros (sin entrecruzador o crosslinker)*. Son comúnmente utilizados para modificar la relación de movilidades agua/petróleo y son procesos de inyección continua.
- b) *Geles de polímeros (con entrecruzador) de baja viscosidad*. Se utilizan en situaciones en las que se desea mejorar la eficiencia de barrido en roca matriz y se inyectan volúmenes definidos de baja concentración, también denominados “microgeles”. Para corregir fracturas o canales de alta permeabilidad debe aumentarse la concentración de polímeros. En ambos casos, la técnica se conoce como *conformance control*.
- c) *Geles de polímeros (con entrecruzador) de alta viscosidad u obturantes*. Son principalmente aplicados para corregir los efectos de las heterogeneidades del reservorio en el entorno de los pozos productores. Estos geles obturantes o permanentes son usados como bloqueadores del movimiento de agua en zonas canalizadas.

La **Tabla 1** resume las características de las distintas tecnologías disponibles.

Son varias las ventajas que ofrecen los geles. Entre las más importantes se puede mencionar que las tecnologías de polímeros son, prácticamente, únicas respecto de su capacidad para mejorar el barrido del reservorio si es posible inyectar grandes volúmenes. Además, no se requiere equipo de reparación (*workover*) y esto permite destinar más recursos en tratamientos propiamente dichos.^[6]

La inyección de gel en un pozo productor tiene por objetivo taponar una canalización de agua, lo que en definitiva se traduce en gradientes de presión favorables para mejorar la eficiencia areal de inyección (**Figura 7**). Si el tratamiento se efectúa en un pozo inyector con baja eficiencia de distribución vertical, se podrá corregir el perfil de inyectividad. Esta corrección traerá aparejado un aumento de eficiencia areal de las capas que comenzarán a recibir inyección de agua (**Figura 8**). Con estos objetivos se han empleado en la F. Tordillo, estructuras CB y PB.

Los geles obturantes se destacan por su característica de selectividad, tanto de las zonas de mayores permeabilidades como de los niveles con mayores saturaciones de agua. Esta es la diferencia fundamental con otras técnicas de tipo químico o mecánico. Además, el hecho de que sea factible inyectarlos en volúmenes de cientos o miles de barriles incrementa las posibilidades de que, a posteriori, la inyección contacte partes no barridas del reservorio y aumente la recuperación de hidrocarburos.

Hay comportamientos de los geles que deben ser tenidos en cuenta en la etapa de diseño de los tratamientos como, por ejemplo:

- a mayor temperatura del reservorio, será menor el tiempo de gelificación y menor la viscosidad.
- a mayor concentración de entrecruzador, se tendrá menor tiempo de gelificación pero mayor resistencia mecánica.

Los productos aplicados en el Área Entre Lomas han consistido en tratamientos de un determinado volumen, en general de baja concentración de polímeros y nada han tenido que ver con los tradicionales proyectos de inyección continua de polímeros que actúan sobre la relación de movilidades de los fluidos. En el proyecto que aquí se describe se utilizaron exclusivamente poliacrilamidas entrecruzadas con acetato de cromo.

Efecto de la Inyección de un Gel de Polímeros sobre un Conjunto de Datos Sintéticos

A fin de ilustrar el comportamiento de los geles obturantes cuando son inyectados en una formación heterogénea, se preparó el siguiente ejemplo con datos sintéticos.

En primer lugar se generaron 50 valores de permeabilidad que responden a una distribución log normal. Los parámetros que definen la distribución normal que ajusta los logaritmos de las permeabilidades son $m=1,42$ y $s=0,95$. Los valores de permeabilidad se encuentran comprendidos entre un mínimo de 0,3 md y un máximo de 2.256 md. El modelo geológico propuesto es una serie de 50 capas estratificadas, hidráulicamente desvinculadas, cada una de las cuales tiene como permeabilidad uno de los valores generados. Se desestiman los efectos gravitatorios. Con estos datos se procedió al cálculo del coeficiente de Dykstra – Parsons, el cual resultó en un valor de 0,9. Por ello, puede afirmarse que estos datos, si bien son sintéticos, son comparables con los que presenta la F. Tordillo en las estructuras CB y PB.

El paso siguiente consistió en utilizar un programa propio para pronosticar la recuperación de hidrocarburos. El cálculo supone un flujo lineal con desplazamiento de tipo pistón a través de una serie de capas paralelas no comunicadas y en estado pseudo estacionario. El programa es válido para predecir la recuperación correspondiente a técnicas de desplazamiento que resultan de la inyección de productos por baches, tales como los geles obturantes en estudio. En este modelo simplificado, se asume que los geles tendrán la capacidad de introducirse en la roca matriz, aunque se reconoce que, en la práctica, estos productos estarían actuando preferentemente sobre fracturas y

canales de alta permeabilidad. También se puede aplicar este programa para el pronóstico de una recuperación secundaria convencional. Con los datos sintéticos descriptos anteriormente, se obtuvo una recuperación final de 783 Mbbl a 30 años.

El efecto de la inyección de gel se simuló reduciendo arbitrariamente en un 80 % la permeabilidad de las 4 capas más permeables, con lo cual el coeficiente de Dykstra-Parsons se redujo a 0,84. En realidad, no se cuenta con elementos definitivos que permitan calcular el porcentaje de disminución de permeabilidad que produce el gel ni el número de capas contactadas. Se asume que 80 % es una estimación apropiada de la reducción de permeabilidad, cuando la inyección se efectúa al mínimo caudal posible, desde un punto de vista económico. A modo de comparación se menciona que el rango de reducción de permeabilidad que arrojaron los ensayos de *step-rate* realizados a varios pozos del Área que fueron tratados varió entre 50 y 75 %.

Una segunda corrida del programa permitió verificar que la reducción de las permeabilidades más altas produjo una recuperación de petróleo más eficiente, llegando hasta los 962 Mbbl en igual período de tiempo. Evidentemente, el taponamiento que generaron los geles causó una importante mejora en la eficiencia de barrido vertical, traducida en un incremento de reservas de 179 Mbbl. Las **Figuras 9 y 10** permiten comparar el comportamiento de la recuperación secundaria con y sin tratamiento con polímeros.

Este tipo de simulación permite contar con una técnica de cuantificación de la respuesta del tratamiento antes de implementar un piloto de inyección, la que en definitiva, deberá ser calibrada en función de la respuesta real del reservorio. En el caso del Área Entre Lomas no se contaba con esta herramienta en momentos de iniciar el proyecto, razón por la cual se implementó como un piloto de estudio (inversión asignada sin compromiso de producción incremental). Actualmente, como resultado de varios pilotos implementados, se ha generado una curva de respuesta tipo en función de la cantidad de pozos tratados. Extrapolaciones en función de la inversión realizada o del volumen de los tratamientos también podrían brindar un modo de evaluación.

DESARROLLO

El proyecto de inyección de geles de polímeros abarcó dos etapas bien diferenciadas: Proyecto Piloto y Proyecto de Aplicación.^[7,8] A continuación se detallarán los puntos más destacables de cada uno de ellos, se darán pautas sobre las lecciones aprendidas, se analizarán los resultados obtenidos y se emitirán conclusiones y recomendaciones.

Proyecto Piloto

El Proyecto Piloto fue proyectado y conducido por personal de una empresa contratista que tuvo participación activa en la selección de los pozos candidatos y en las tareas de campo, brindando apoyatura a las mismas. La mayor parte del equipamiento requerido fue suministrado por otra empresa contratista.

En la etapa de selección se discutió sobre la conveniencia de tratar productores en lugar de inyectoras pues se entendía que el agua que se dejaría de producir en aquéllos ayudaría a empujar en otras direcciones. Compartiendo opiniones entre los involucrados, se seleccionaron 5 productores y 4 inyectoras. Se buscó que los productores perteneciesen a las mallas del inyector a ser tratado.

Los volúmenes programados fueron, en promedio, de 200 a 300 barriles de gel para los pozos productores y de 1.000 a 2.000 barriles para los inyectores. Estos tratamientos se definieron sobre la base de la experiencia de la compañía de servicios.

Los tratamientos se realizaron sin mayores complicaciones operativas. En varias oportunidades se evaluaron sus resultados en el seno de PPCSA mediante la observación de las curvas de producción vs. tiempo. Quizás como resultado de la dinámica del yacimiento, con una constante actividad de perforación, reparación, *pulling* y trabajos de *wireline*, resultó difícil apreciar la respuesta a estos tratamientos. Esto llevó a pensar que el proyecto no había sido exitoso.

A mediados de 1998, otra empresa se postuló para realizar similares servicios, ofreciéndose a evaluar el piloto y efectuar recomendaciones. De esta evaluación concluyeron que en los Yacimientos Charco Bayo y Piedras Blancas la eficiencia de barrido es pobre debido a la existencia de direcciones preferenciales de flujo del agua inyectada y de fracturas inducidas. Confirmaron las bondades del uso de geles poliacrilamídicos para reducir la circulación de agua entre inyectores y productores, minimizando los efectos de heterogeneidades y bloqueando las canalizaciones.

Se consideró que los volúmenes de gel bombeados en los pozos productores habían sido insignificantes ya que habían alcanzado escasamente un 10 % de los valores recomendados en la bibliografía consultada al momento de la evaluación.

Mientras tanto, en los cuatro inyectores tratados, se observaron mejoras en el perfil de inyección, pero también se consideró que en estos casos la inyección de geles había sido insuficiente.

Los resultados del Proyecto Piloto se presentan más adelante, permitiéndose la comparación con los del Proyecto de Aplicación, que se tratará a continuación. En ambos casos solo se seleccionaron los pozos con respuesta favorable pero se descartaron todos aquellos que habían sido reparados con posterioridad al tratamiento. Este criterio hace a la evaluación de polímeros conservativa. Los pozos reparados serán motivo de una evaluación más detallada.

Proyecto de Aplicación

En virtud de los alentadores resultados logrados por implementación del Proyecto Piloto, se decidió extender los tratamientos de geles de polímeros a otros pozos.

La selección de candidatos se efectuó a partir de las siguientes consideraciones:

- a) Pozos Inyectores: se prefirieron aquellos con inyección en varias capas, que hubieran evidenciado una baja eficiencia de recuperación en su malla, con múltiples pozos productores de la misma mostrando altos cortes de agua y con una acumulada de inyección importante.
- b) Pozos Productores: se eligieron aquellos con rápida irrupción del agua inyectada, con múltiples horizontes en producción, alto corte de agua (98 % o más), baja salinidad y sistema de producción por *gas-lift*. Por tratarse de un proyecto de inyección de agua dulce, la salinidad es un trazador natural, ideal para identificar canalizaciones. Por otro lado, siendo el sistema de extracción *gas-lift*, se evitaba un gasto adicional por tareas de preparación del pozo con equipo de *pulling*. Un alto índice de productividad se consideró también una ventaja para la selección.

Si bien se previó un volumen de tratamiento mayor al del Proyecto Piloto, se consideró que la marcha del proyecto en sí misma, definiría la cantidad final de geles a inyectar. Para la estimación inicial, la información evaluada incluyó perfiles de producción y los cálculos de volumen de las zonas canalizadas.

Los caudales de inyección estuvieron condicionados por los caudales de fractura determinados en forma previa a los tratamientos por medio de ensayos de *step-rate*. A fin de contar con un margen de seguridad para no taponar exageradamente los pozos, se fijó el caudal máximo de inyección en 500 bbl/d. En los casos necesarios dicho caudal se redujo hasta un mínimo operativo de 200 bbl/d.

En promedio, los tratamientos en pozos inyectoros se iniciaron con concentraciones de 900 ppm, incrementándose luego escalonadamente hasta 2000-2500 ppm según condiciones de admisión y volúmenes inyectados. En cambio, en los pocos productores tratados se emplearon concentraciones de hasta 6000 ppm.

Resultados

El siguiente cuadro muestra la cantidad de pozos con respuestas respecto de la cantidad de pozos tratados:

Proyecto	Pozos tratados	Pozos con respuesta	Pozos con respuesta por cada pozo tratado
Piloto	Productores: 5	4	0,80
	Inyectoros: 4	13	3,25
Aplicación	Productores: 4	3	0,75
	Inyectoros: 23	30	1,30

Del cuadro precedente, merece destacarse que la evaluación del Proyecto de Aplicación puede considerarse prematura, en especial para los tratamientos realizados en 2001 y 2002.^[9] La **Tabla 2** resume los antecedentes y resultados de este Proyecto de Aplicación, en comparación con lo obtenido durante el Proyecto Piloto. En la **Figura 11** puede observarse el equipamiento utilizado.

LECCIONES APRENDIDAS

Selección de candidatos

Los criterios de selección de pozos candidatos a ser tratados se resumen en:

Productores

- a) Pozos con claras evidencias de acuatización. En el Área Entre Lomas se inyecta agua para recuperación secundaria de salinidad sensiblemente inferior a la del agua de formación. Por lo tanto, el agua inyectada ha constituido un valioso trazador natural para las tareas de evaluación de canalizaciones y respuesta a la inyección.^[10]
- b) Candidatos con varias capas.
- c) Pozos que operan en gas-lift, a fin de evitar el costo de pulling y alquiler de herramientas.
- d) Pozos que perdieron producción primaria.
- e) Pozos con alta relación gas-petróleo, que indicaría deficiencias en el barrido por agua.

Inyectores

- a) Pozos con antecedentes de pobre distribución vertical de la inyección.
- b) Pozos con varias capas en inyección.
- c) Baja eficiencia de recuperación secundaria en la malla.
- d) Baja presión de inyección.

Para facilitar el proceso de selección, es recomendable efectuar un minucioso análisis de los pozos tratados en el proyecto y de pozos aledaños, abarcando:

- Gráficos de diagnóstico (velocidad de acuatización).
- Gráficos de producción (caudal vs. tiempo, con análisis de corte de agua y salinidad).
- Análisis de la Relación Agua-Petróleo (RAP) vs. Petróleo Acumulado (Np) y de la Relación Gas-Petróleo (RGP) vs. tiempo.
- Perfiles de producción - inyectividad.

Preparación del pozo y ensayos (previos y post-tratamiento)

La experiencia lograda, los ensayos de pozos y los registros de inyección efectuados antes y después de los tratamientos, han permitido realizar sucesivas mejoras en diseño y aplicación de la tecnología de geles obturantes. Los procedimientos enunciados en la **Tabla 3** (inyectores) y en la **Tabla 4** (productores) han sido desarrollados para los tratamientos a realizar en el Área Entre Lomas.

La conexión de la unidad de inyección a la boca de pozo deberá hacerse en forma lateral cuando sea posible. Esto permite montar un lubricador para poder efectuar mediciones de presión en fondo con sondas vinculadas con alambre o cable, de ser necesario para el seguimiento.

En los pozos inyectores es recomendable un ensayo de *step-rate* antes y después del tratamiento para conocer los caudales de fractura y la reducción de permeabilidad alcanzada. En el caso de pozos productores, son recomendables ensayos de recuperación de presión. A media que se avance en el conocimiento, se podrá circunscribir las tareas de evaluación al comportamiento productivo de los pozos.

Diseño de tratamientos

Respecto del diseño se deben tener en cuenta caudal, volumen y concentración de polímero. Si el objetivo perseguido es el taponamiento de los canales o vías de mayor permeabilidad, la inyección se debe realizar al menor régimen posible compatible con la economicidad del proyecto. Esto es estrictamente necesario en caso de pozos productores para evitar producir daño a los niveles que deberían quedar en producción. En el caso de pozos inyectores, también se requiere un bajo caudal de inyección, siempre teniendo en cuenta de no superar el gradiente de fractura de la formación. Todo lo mencionado respecto de los caudales de inyección está relacionado a la concentración (ppm) del polímero que se aplique. Esto es, a mayor concentración se debería reducir el caudal a fin de no sobreelevar la presión de admisión.

No hay un método exacto que permita establecer cuál será el volumen y concentración de polímero que deberán aplicarse tanto en inyectores como productores, aunque existe una relación inversa entre volumen y concentración. En pozos inyectores, el tratamiento deberá ser suficientemente grande para minimizar la posibilidad de canalización de agua que podría circular en proximidades del banco generado y terminar retomando las vías de la canalización existente. En general, puede decirse que los tratamientos en pozos inyectores pueden tener un volumen entre 5 y 15 veces el que debería aplicarse en un pozo productor de la misma formación. También cabe mencionar el criterio de intentar obturar la zona canalizada con no menos del 5 % del volumen de la zona acuatizada.^[11] Este volumen se puede estimar a través de ensayos de trazadores o en función de la evolución del gráfico RAP vs. Np.

La posibilidad de contar con la información de un Proyecto Piloto y/o con la experiencia de quien ofrece este servicio, reducirá notablemente el grado de incertidumbre. La evolución de las condiciones de inyectividad durante el tratamiento es la que define la necesidad de variar el programa del diseño, esto es reducir el caudal, cambiar la concentración, extender el tratamiento, etc.

En un par de casos se han tratado por segunda vez pozos inyectores que no habían mostrado una respuesta favorable luego de transcurrido el tiempo lógico de espera. Esta experiencia sirve para mostrar que es factible completar tratamientos que pudieran haber sido insuficientes con inyección adicional de geles. Aún no se han podido cuantificar los beneficios de estos tratamientos complementarios debido al escaso tiempo transcurrido.

Control de la Operación

El gráfico de Hall suministra un método simple de seguimiento del comportamiento del pozo durante el tratamiento. En este método se asume una serie de estados estacionarios en los que la presión adimensional no es dependiente del tiempo. Esta suposición puede no ser del todo válida para largos períodos de tiempo. Sin embargo, es una razonable condición toda vez que los límites de borde y los contactos de fluidos no sean alcanzados por el transitorio de presión y haya razonable estabilidad en el caudal de inyección.^[12,13]

A fin de poder detectar rápidos cambios en las condiciones de inyección, la derivada primera de la presión acumulada de boca de pozo multiplicada por el tiempo (por ejemplo, la pendiente del gráfico de Hall) puede ser graficada en el eje vertical derecho. Esto está identificado como “PSI/BWIPD” en la **Figura 12**. Excepto por las fluctuaciones relativamente pequeñas, la pendiente del gráfico de Hall tiende a aproximarse a una asíntota, a medida que los volúmenes de inyección se incrementan. Esto debe interpretarse como evidencia de que no se ha producido un significativo o prolongado fracturamiento de la formación durante los tratamientos.

La concentración de polímeros, la inyección de gel y la presión de inyección son volcados en el gráfico de Hall a fin de suministrar al operador, toda la información del proceso. De este gráfico el operador podrá extraer información que le permitirá efectuar cambios de diseño del tratamiento o generar cambios de caudal para las siguientes etapas.

Seguimiento y evaluación

Una consulta a los numerosos trabajos presentados por diferentes autores mostró que en general, éstos evaluaban los beneficios del tratamiento por la comparación de producción de petróleo y de agua, antes y después del tratamiento.^[14,15,16] Muchos mostraban costo de desarrollo por barril de petróleo pero no presentaban gráficos que permitieran verificar la información brindada ni su evolución en el tiempo.

La información a evaluar, prácticamente, es la misma que la analizada en el proceso de selección de candidatos. Todo eso debería complementarse con evaluaciones económicas y comparación con otros proyectos de desarrollo.

Respecto de los gráficos de diagnóstico, en el caso del Proyecto Piloto, se confeccionaron *a posteriori* del tratamiento. Esto tuvo por finalidad confirmar si los pozos intervenidos estaban o no en la categoría de canalizados (alta velocidad de acuatización, efectos de no presurización en algunos pozos de una malla).

Tanto en la evaluación de estos pozos como de los que pudiesen haber tenido respuesta por la inyección de gel en pozos inyectoros vecinos se descartaron todos los fenómenos que pudieran enmascarar la respuesta al tratamiento (cambios de sistema de extracción, reparaciones de pozo, etc.). A los pozos restantes de cada malla se les efectuó el cálculo de incremento de reservas y el correspondiente pronóstico de producción mediante la extrapolación de tendencias de WOR vs. Np y considerando constancia de la producción bruta.

Se presentan diversos gráficos de análisis (**Figuras 13, 14 y 15**), los incrementos de producción logrados y pronosticados (**Figuras 16 y 17**) y la evaluación económica del proyecto (**Tabla 2**). La **Figura 18** esquematiza las zonas tratadas en cada uno de los proyectos. Puede verse que a la fecha éstos han cubierto entre el 25 y el 30 % del área bajo recuperación secundaria.

La evaluación de resultados requiere de un cuidadoso análisis de los eventos antes mencionados y de los gráficos de producción, corte agua, relación de gas a petróleo, etc.

Cómo y cuándo implementar un proyecto de geles

Es sabido que la decisión para la implementación de un proyecto requiere de un análisis de costos, riesgos, beneficios, etc. En general, estas evaluaciones se facilitan cuando hay proyectos análogos en marcha. Caso contrario, la toma de decisiones para realizar un proyecto de inyección de geles, en especial en América Latina, donde no se cuenta con amplia experiencia, no es tarea fácil.

Son muchas las preguntas que surgen antes, durante y *a posteriori* de los primeros tratamientos. Entre los principales interrogantes se planteará si se deben tratar inyectoros o productores, cuándo hacerlo, con qué volumen, concentración, tiempo de gelificación y caudal y cuál será el grado de taponamiento. Un diagnóstico certero será fundamental para decidir entre la

aplicación de geles dispersos (baja viscosidad) y polímeros obturantes (alta viscosidad). Los ensayos de laboratorio completarán la información de base.

Varias de estas incógnitas encontrarán respuesta en analogías con otros proyectos similares, en la aplicación de proyectos piloto y en la curva de aprendizaje que se vaya logrando. En la experiencia de PPCSA, una vez superados las incertidumbres iniciales, el principal objetivo es actualmente concretar los tratamientos más voluminosos sin dedicar excesivos esfuerzos a intentar conocer variables de difícil control.

El momento apropiado para la ejecución de un proyecto depende, básicamente, del tipo de pozo a tratar:

Pozos Productores. Puede aconsejarse que una vez producida la irrupción de agua, se ejecute el proyecto a fin de evitar costos de producción (mayor consumo de energía y productos químicos por el alto caudal de líquido) y, por otro lado, evitar el vaciamiento innecesario del yacimiento (reducción de costos de energía en inyección).

Pozos inyectores que actúan sobre varios pozos. La decisión de implementación es un poco más difícil, ya que debería esperarse que la irrupción de agua se haya producido en un cierto número de productores. De otro modo, al efectuar el tratamiento, se estaría perdiendo el empuje en proceso de la capa acuatizada hacia productores en condiciones de mantener todavía una alta producción por secundaria.

¿Proyecto piloto o de desarrollo?

La necesidad de vincular la inversión requerida con una curva de respuesta en petróleo y reducción de agua confiables, pone en una encrucijada al geólogo y al ingeniero de reservorios. Es normal que por tratarse de una metodología no muy difundida ni en el país, ni en el extranjero, existan temores de que se puedan producir taponamientos excesivos, con pérdida de inyección y/o producción. En el caso de Entre Lomas, la información obtenida del Proyecto Piloto fue sumamente valiosa. El carácter de estudio de este proyecto hizo que pudiese implementarse sin comprometer producción asociada. Los resultados logrados y el conocimiento de experiencias e información de similares proyectos realizados en EEUU, ayudaron a considerar la necesidad de expandir los tratamientos a un número de pozos aún no definido.

CONCLUSIONES

Particulares

1. Se considera que este tipo de proyecto es la mejor alternativa para recuperar parte del importante volumen de hidrocarburos no producidos por canalizaciones de pozos. Éste se estimó en 2,6 MMm³ para ambas estructuras.
2. Tanto el Proyecto Piloto como el de Aplicación han resultado exitosos. Así lo demuestran las respuestas incrementales de producción y los parámetros económicos obtenidos (**Tabla 2**).
3. Los costos de desarrollo de 0,50 y 1,03 u\$s/bbl están ubicados en el extremo inferior respecto de valores promedios de otros reservorios del mundo.

4. No obstante la positiva respuesta del reservorio a los tratamientos realizados, se considera que los volúmenes de gel inyectados en el Proyecto Piloto han sido escasos, en especial para los pozos inyectores. Esto ha mejorado en el Proyecto de Ampliación. Téngase en cuenta que la inyección de pequeños volúmenes de polímeros incrementa el riesgo de que el tratamiento sea atravesado por el agua y ésta continúe circulando por la misma zona de la formación.

Generales

1. Se considera que la evaluación más difundida en la literatura, comparación de producción antes y después del tratamiento, no es completa si no se evalúa en función de caudales en el tiempo y relación agua-petróleo (WOR) vs. acumulada de petróleo (Np).
2. Los pozos candidatos deben ser adecuadamente seleccionados utilizando las evoluciones antes descritas como así también gráficos de diagnóstico (WOR y derivada de la misma, ambas respecto del tiempo) y condiciones de pozo: varias capas, instalaciones de fondo adecuadas, etc.

RECOMENDACIONES

Particulares

1. Se debería continuar la campaña de tratamientos hasta cubrir el total del área bajo secundaria, inclusive efectuando tratamientos complementarios en algunos pozos cuando el comportamiento así lo requiera.
2. Continuar con el detallado análisis de evaluación a fin de poder sacar nuevas conclusiones y ajustar los futuros tratamientos..
3. Efectuar una evaluación a los dos pozos tratados por segunda vez para definir o mejorar la aplicación de este procedimiento.

Generales

1. Existe una natural resistencia a la aplicación de técnicas poco difundidas, en especial por el temor al fracaso. Si un proyecto fue convenientemente evaluado las posibilidades de lograr los resultados pronosticados aumenta grandemente. No siempre la información disponible debería condenar el inicio de un proyecto. Se tiene conocimiento que un tratamiento de polímeros desaconsejado en función de la documentación disponible resultó en un éxito cuando fue implementado. Este proyecto de EEUU será en breve motivo de una publicación.
2. Dada la importancia del diagnóstico, se sugiere no escatimar esfuerzos en realizar una exhaustiva evaluación de los resultados logrados.
3. Es deseable que el prestador del servicio sea también el proveedor del polímero y quien ejecute el diseño y operación del tratamiento.

4. Es conveniente no efectuar reparaciones u otras operaciones en el entorno de la zona tratada, que enmascaren los resultados y puedan llevar a hacer interpretaciones equivocadas. Esto es especialmente recomendable en el caso de un Proyectos Piloto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Petrolera Perez Companc S.A. por permitir la difusión de la información contenida en este trabajo y al Ing. Chuck Norman (Tiorco, Inc.) por sus valiosas sugerencias.

BIBLIOGRAFÍA

1. Wouterlood, C.J., Falcigno, E.D., Benito, J.I., “Aspectos del Desarrollo de un Reservorio Heterogéneo Bajo Recuperación Secundaria”, Tercer Seminario Internacional de Exploración y Explotación del Petróleo y Gas, INGEPET '99, Lima, Perú, Octubre 1999.
2. Benito, J.I., Montagna, A.O., Wouterlood, C.J., “Permeability from Well Logs of an Eolian and Fluvial Formation, Entre Lomas Block, Neuquén Basin, Argentina”, Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, Agosto 1997.
3. Craig, F.F., Jr., “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, SPE, Monograph Volume 3, Henry L. Doherty Series, 1971.
4. Johnson, C.E., Jr., “Prediction of Oil Recovery by Water Flood – A Simplified Graphical Treatment of the Dykstra-Parsons Method”, Petroleum Transactions, AIME, Vol.207, 1956.
5. Conformance Technology: Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency, Halliburton Energy Services, Houston, 1996.
6. Water Control, Schlumberger Oilfield Services, 1998.
7. Wouterlood, C.J., Falcigno, E.D., Gazzera, César E y Norman, Chuck A, “Conformance Improvement with Low Concentration Polymer Gels in a Heterogeneous, Multilayer Reservoir”, SPE 75161, Thirteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, Abril 2002.
8. Wouterlood, C.J., Falcigno, E.F., Norman, C.A., “Metodología y Resultados de Proyectos de Inyección de Geles para incrementar la Recuperación de un Reservorio Heterogéneo Multicapa de la Cuenca Neuquina”, INGEPET 2002, Lima, Perú, Noviembre 2002.
9. Charco Bayo - Preliminary Conformance Improvement Review, Tiorco Inc., Mayo 1998.
10. Somaruga, C.A., Gazzera, C.E., Wouterlood, C.J., “Analysis of Salinity Changes Caused by Brief Shut-In of Wells in Secondary Oil Recovery”, SPE 69567, SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, Marzo 2001.
11. How to control water and improve oil recovery with gels, Tiorco Inc., Short Course, 1999.
12. Hall, H.N., “How to Analyze Waterflood Injection Well Performance”, World Oil, Octubre 1963.
13. Buell, R.S., Kazemi, H., Poettmann, F.H., “Analyzing Injectivity of Polymer Solutions With the Hall Plot”, SPE 16963, 62nd SPE ATCE, Dallas, Texas, USA, Septiembre 1987.
14. Portwood, J.T., Ricks, G.V., “Injection-side Application of MARCIT Polymer Gel Improves Waterflood Sweep Efficiency, Decreases Water-Oil Ratio and Enhances Oil Recovery in the

McElroy Field, Upton County, Texas”, SPE 59528, 2000 SPE Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, Texas, USA, Marzo 2000.

15. Smith, J.E., “Practical Issues With Field Injection Well Gel Treatments”, SPE 55631, presentado en 1999 Rocky Mountain Regional Meeting, Gillette, Wyoming, USA, Mayo, 1999.
16. Sydansk, R.D. and Moore, P.E., “Gel conformance treatments increase oil production in Wyoming”, Oil&Gas Journal, January 1992.

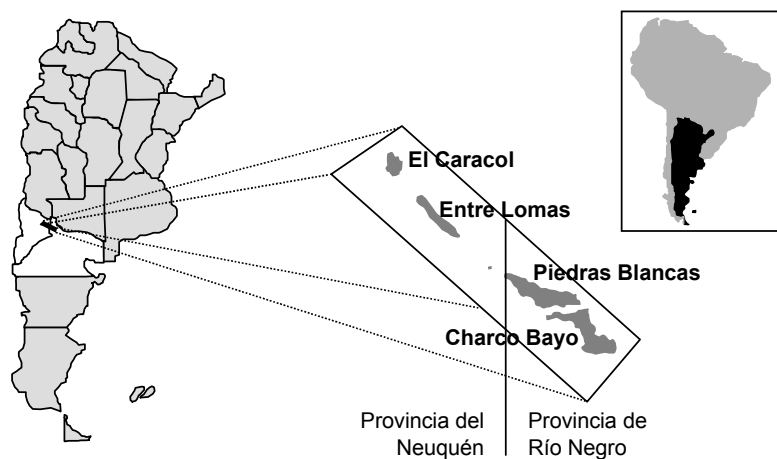


Figura 1: Ubicación del Área Entre Lomas.

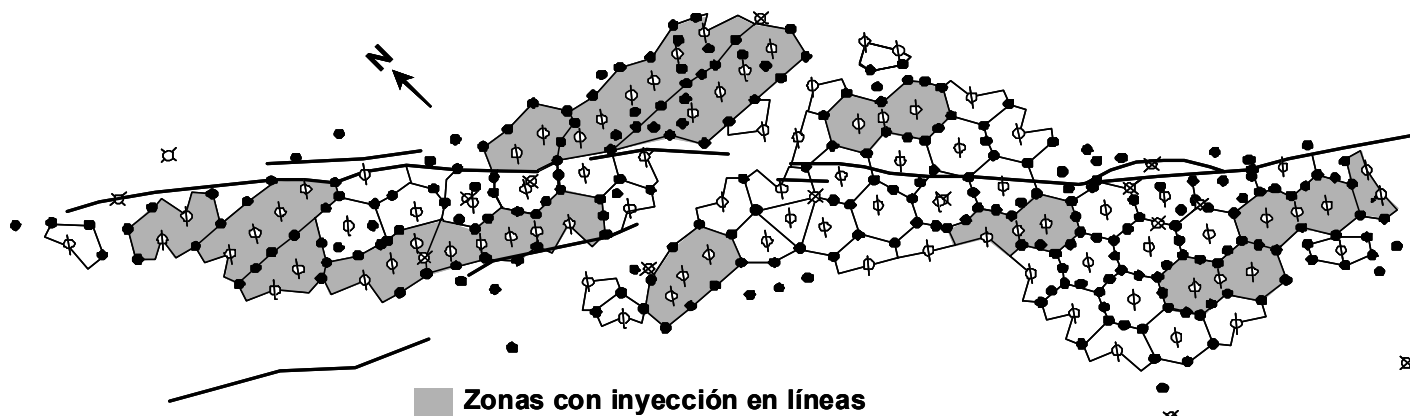


Figura 2: Implementación actual del proyecto de recuperación secundaria.

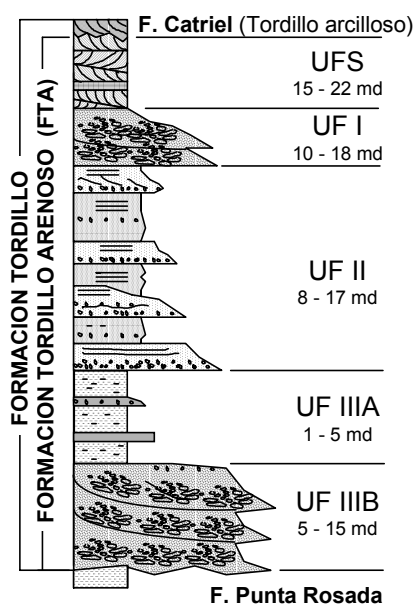


Figura 3: U. de flujo en F. Tordillo.

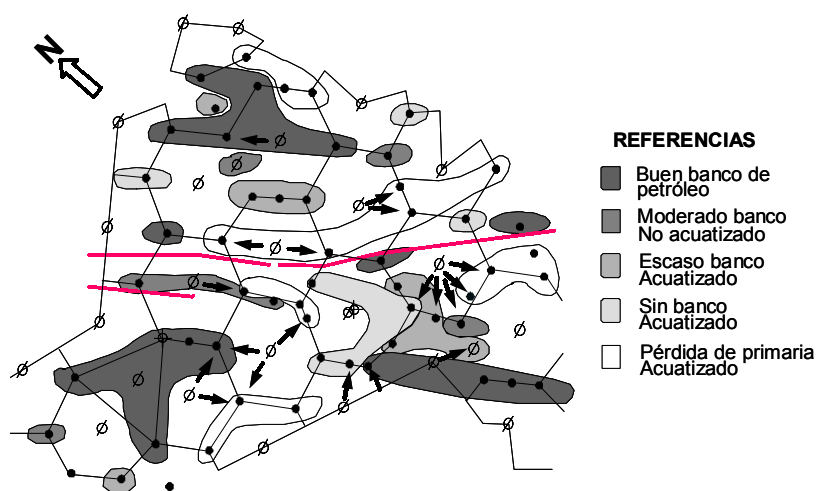


Figura 4: Disímiles respuestas a la inyección (ejemplo).

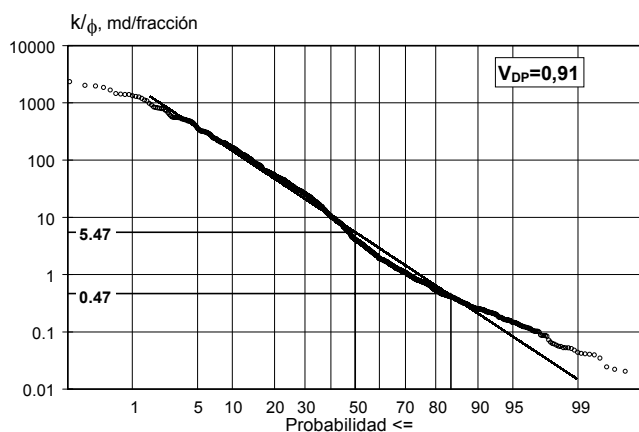


Figura 5: Cálculo del Coeficiente de Dykstra-Parsons.

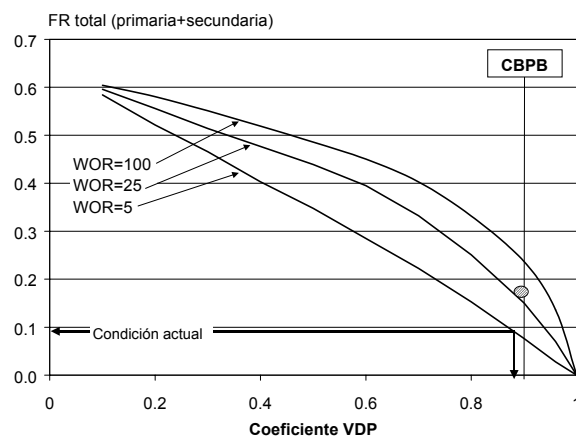


Figura 6: Efecto de la heterogeneidad sobre el factor de recuperación.

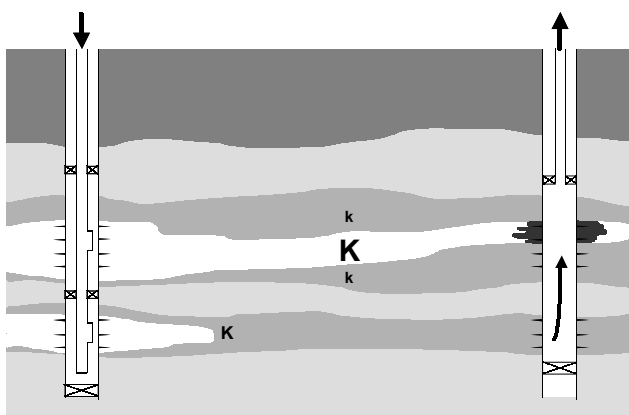


Figura 7: Esquema de un tratamiento en un pozo productor.

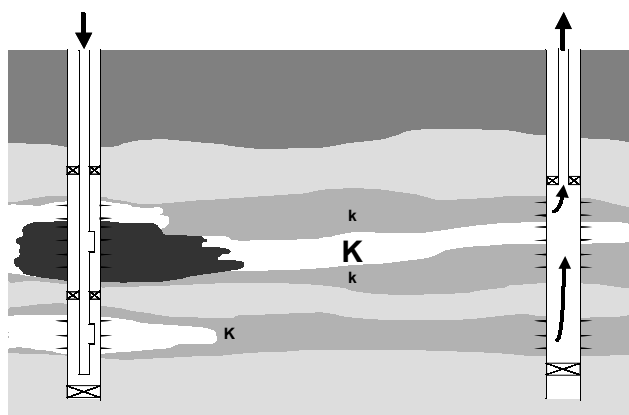


Figura 8: Esquema de un tratamiento en un pozo inyector.

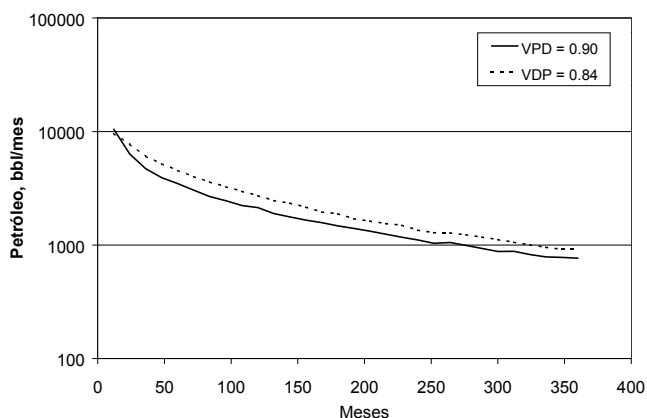


Figura 9: Efecto de la inyección de polímeros sobre el caudal producido.

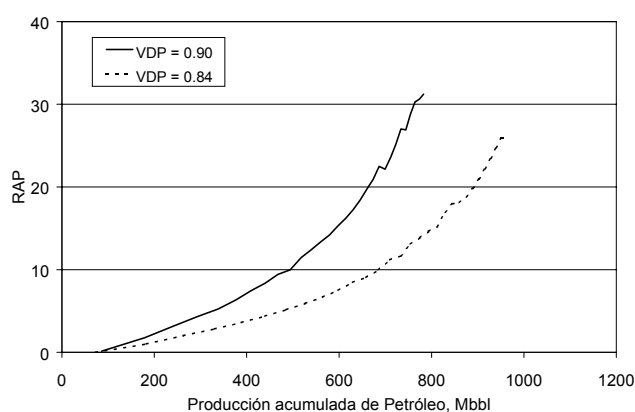


Figura 10: Efecto de la inyección de polímeros sobre la RAP.



Figura 11: Fotografías de un equipo de bombeo.

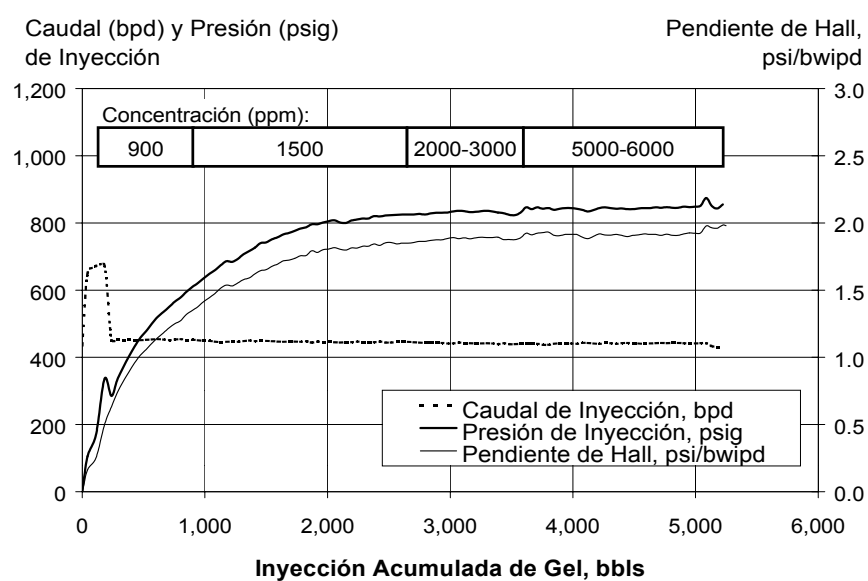


Figura 12 : Seguimiento de un tratamiento en un pozo inyector.

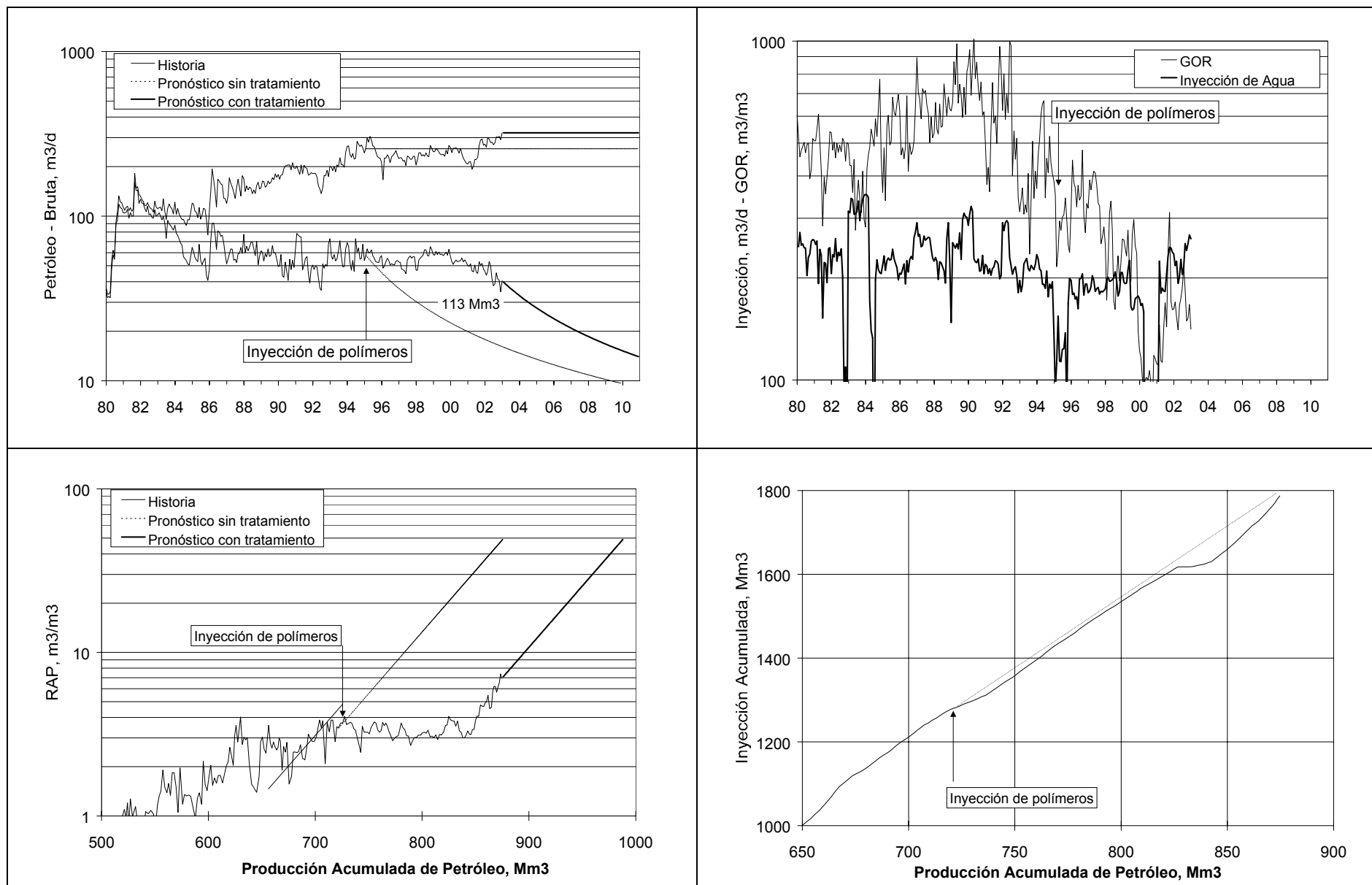


Figura 13: Evaluación del tratamiento de un inyector del Proyecto Piloto.

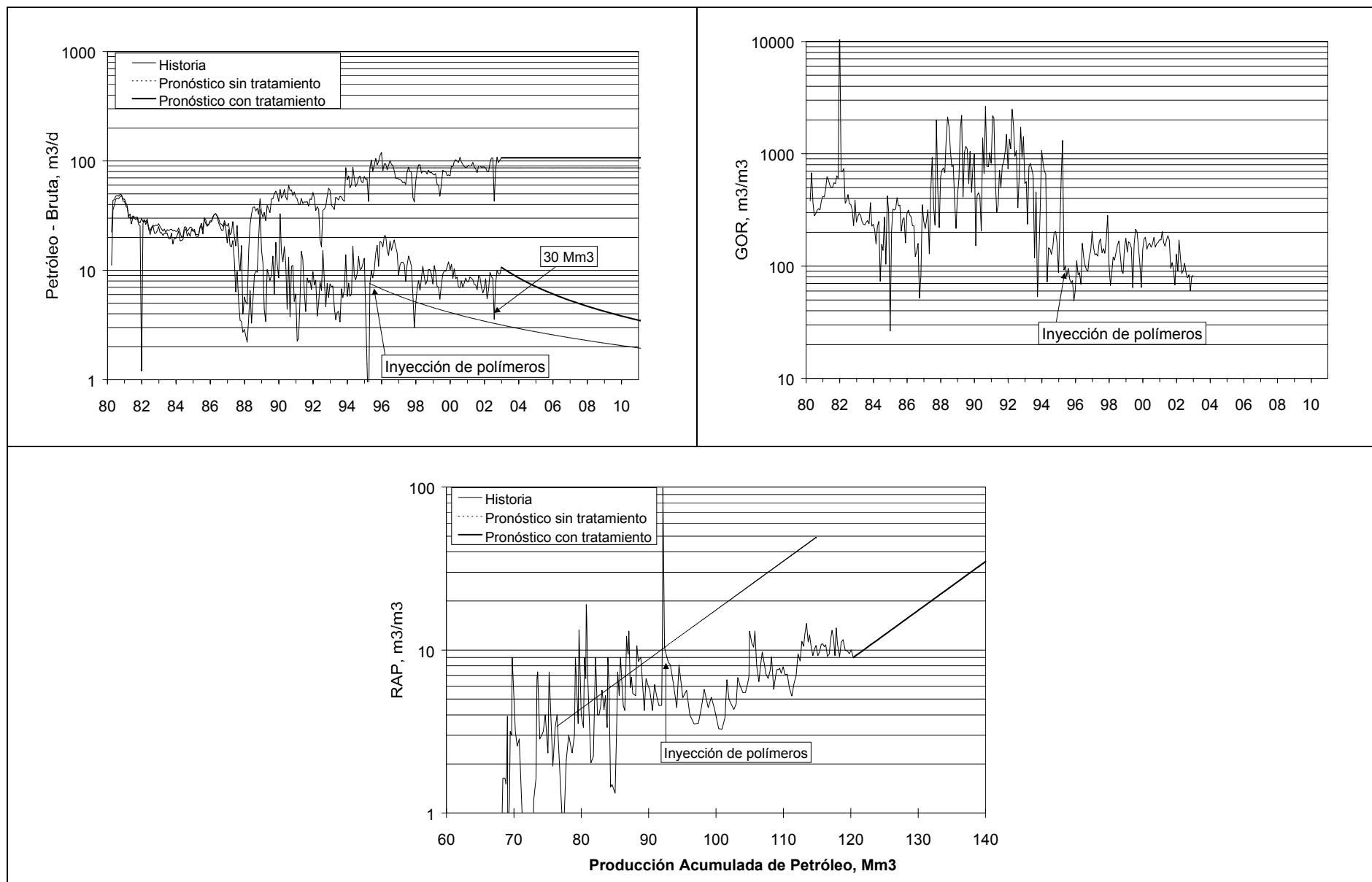


Figura 14: Evaluación del tratamiento de un productor del Proyecto Piloto.

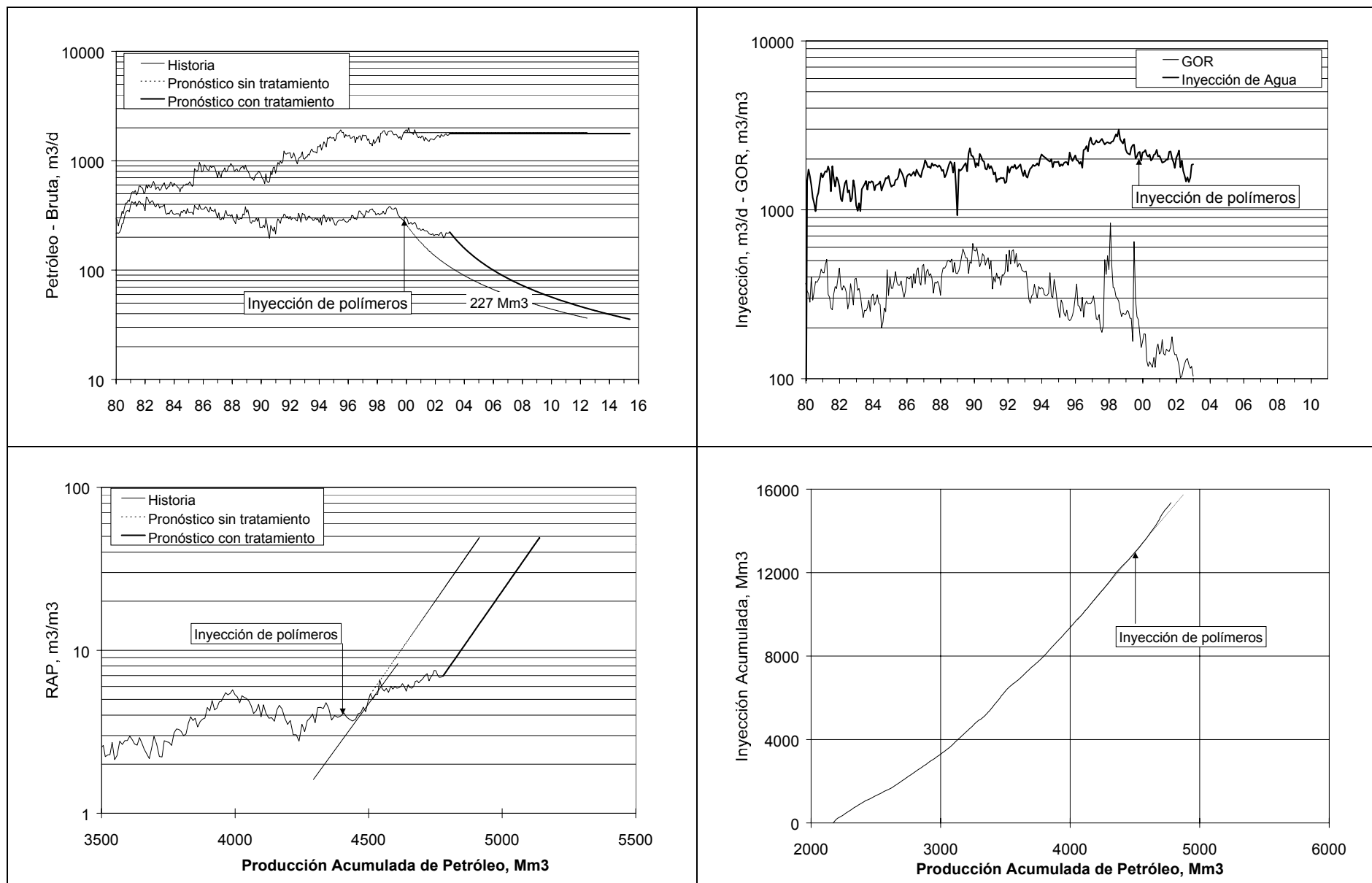


Figura 15: Evaluación del tratamiento de un conjunto de mallas colindantes del Proyecto de Aplicación.

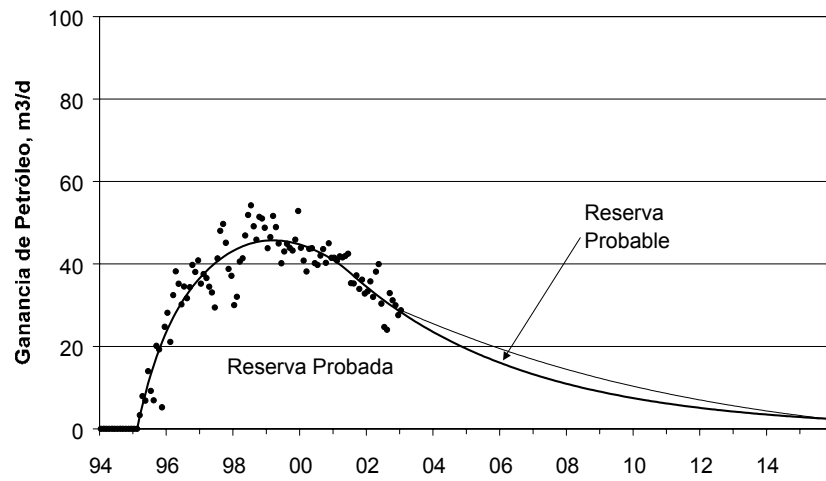


Figura 16: Incremento de producción – Piloto

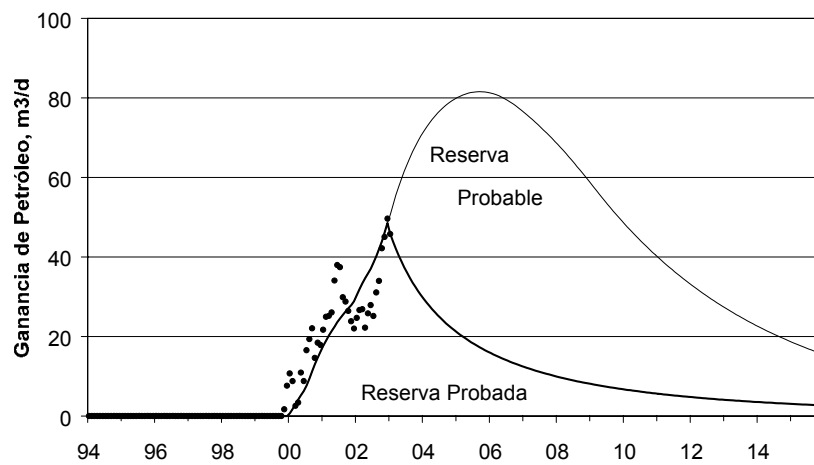


Figura 17: Incremento de producción – Aplicación

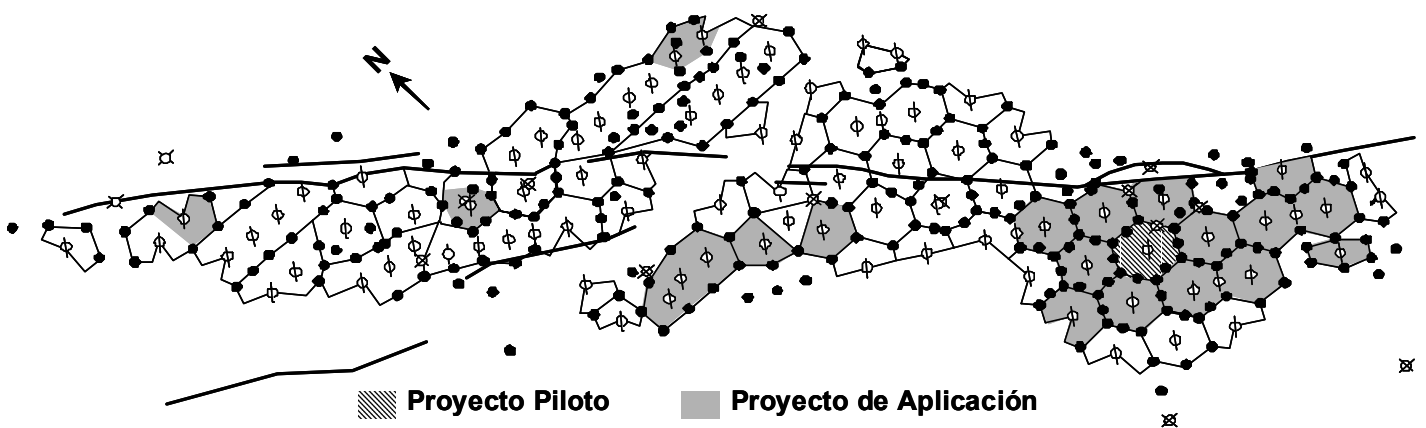


Figura 18: Zonas tratadas con geles de polímeros.

	Shut-Off (Obturante)	Conformance Control		Cambio de Movilidades
		Fracturas Canales	roca matriz	
Pozos	productores	Inyectores	Inyectores	inyectores
Polímero, ppm	3000-10000	1500-10000	300-1200	300-100
Vol. Tratamiento, bbls	500-2500	1000-5000	5000-50000	5 a 40% del vol. poral
Entrecruzador	sí	sí	sí	no
Viscosidad	mayor ————— menor			

Tabla 1: Características de las distintas tecnologías de geles.

Proyecto	PILOTO	APLICACIÓN	
Fecha	1995	1999-2002	
Productores tratados	5	4	
Volumen de gel inyectado (m³)	199	415	
Vol. Gel / pozo tratado (m³)	40	104	
Concentración polímero (ppm)	6400-8500	3000-6000	
Inversión Total en Productores (M\$)	643	164	
Reserva Probada Incremental Total (Mm³)	60	8	
Pozos c/respuesta/Pozos tratados (%)	60	100	
Costo de desarrollo de Reservas Probada (\$/bbl)	1,70	3,26	
Inyectores tratados	4	23	
Volumen de gel inyectado (m³)	278	29116	
Vol. gel /pozo tratado (m³)	69	1266	
Concentración polímero (ppm)	5000-7800	1500-6000	
Inversión Total en (M\$)	308	1906	
Reserva Probada + Probable Incremental (Mm³)	98	293	
Cantidad de pozos c/ respuesta	13	30	
Costo de desarrollo de reserva Probada+Probable (\$/bbl)	0,50	1,03	
Total del proyecto			
Corte de agua de la zona al comienzo proyecto	88%	82%	
Corte de agua actual	91%	87%	
Corte de agua actual extrapolado sin tratamiento	98%	90%	
Inversión (MU\$)	951	2070	
Incremento de reservas Probadas + Probables (Mm³)	158	308	
Máximo Incremento de petróleo (m³/d)	50	82 (estimado)	
Disminución de producción bruta (m³/d)	66	46	
Evaluación económica s/reservas probadas y probables			
Considerando	P.O. (años)	1,9	3,4
(WTI=20 u\$s/bbl)	VAN al 10 % (MM\$)	4,3	6,6

Tabla 2: Resultados de los proyectos Piloto y de Aplicación

Pozos Inyectores		
	Con Mandriles	Sin Mandriles
Retirar las válvulas de inyección de los mandriles.	✓	
Registrar perfil de spinner para determinar perfil de inyección.		✓
Cerrar el pozo por una semana para estabilizar la presión estática.	✓	✓
Realizar un step rate test total del pozo (SRT). Tener en cuenta de dar iguales saltos de caudal en iguales períodos de tiempo.	✓	✓
Injectar gel a un caudal menor al correspondiente a condiciones de fracturamiento, iniciadas por el SRT. Injectar al menor caudal compatible con la economicidad del proyecto.	✓	✓
Concluido el tratamiento, cerrar el pozo por 5 días para asegurar una adecuada gelificación y fijación del tratamiento.	✓	✓
Hacer un SRT por mandril.	✓	
Hacer un SRT a todo el pozo y/o perfil de inyección		✓
Reinstalar las válvulas conforme al último SRT.	✓	
Comenzar la inyección con caudal inferior al de fracturamiento.	✓	✓

Tabla 3: Procedimiento de trabajo para pozos inyectores.

Pozos Productores		
	Gas Lift	Bombeo Mecánico
Retirar válvulas de gas lift e instalar válvulas ciegas para inyectar el Tratamiento por tubing	✓	
Retirar varillas y bomba. Bajar packer. La inyección del tratamiento por el espacio anular es más difícil de ser controlada.		✓
Evaluar perfil de producción.	✓	
Injectar el gel al menor caudal viable con la economicidad del proyecto.	✓	✓
Cerrar el pozo 5 días para permitir que ocurra la reacción de gelificación.	✓	✓
Operar en principio lentamente y luego a régimen normal.	✓	✓
Efectuar las adecuaciones necesarias en el sistema de extracción Conforme las nuevas condiciones del pozo.	✓	✓

Tabla 4: Procedimiento de trabajo para pozos productores.

GELES DE POLIMEROS: IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE LA CUENCA NEUQUINA

Carlos J. Wouterlood y Esteban D. Falcigno
Petrolera Perez Companc SA

BREVE CURRICULUM DE LOS AUTORES

Carlos J. Wouterlood se graduó como ingeniero eléctrico en la Universidad Nacional del Sur (Bahía Blanca). Luego de un breve período en el yacimiento Medanito, operado por la Compañía Naviera Perez Companc S.A. (hoy llamada Pecom Energía S.A.), ingresó a Petrolera Perez Companc S.A. en 1980. Desde entonces ha cubierto una variedad de puestos. Sus áreas de experiencia incluyen análisis de pruebas de presión, workover, proyectos de recuperación secundaria e ingeniería de reservorios. Actualmente lidera el grupo de estudios de reservorios. Cuenta con una importante experiencia en inyección de geles de polímeros como herramienta para mejorar la eficiencia de barrido. Con anterioridad, Wouterlood trabajó varios años como ingeniero de perfilaje para la compañía Western Atlas en Argentina y Argelia.

Esteban D. Falcigno ingresó a Petrolera Perez Companc S.A. en 1995 como ingeniero de reservorios en el Área Entre Lomas. Se ha especializado en simulación de reservorios, estimación de reservas de petróleo y gas, monitoreo de proyectos de recuperación secundaria y evaluación económica de proyectos. Es ingeniero químico, egresado de la Universidad de Buenos Aires, donde también desarrolló una tesis de grado en caracterización de reservorios.