



# Recuperación de pozos canalizados en reservorio no consolidado, mediante la reconstitución de la matriz porosa y el empleo de modificadores de permeabilidad relativa

Por **Gustavo Kruse** (Halliburton) e **Ing. Hernán Paponi, Ing. Raúl Puliti e Ing. Andrés Cremonini** (Pluspetrol)

Este trabajo describe los tratamientos aplicados para remediar la canalización que se produce entre pozos inyectores y productores, con el fin de evitar la acuatización de estos últimos.

**E**n las concesiones Jagüel Casa de Piedra, CNQ7A, CNQ7 y GAIH, situadas en las provincias de Mendoza y La Pampa, se produce petróleo de 18°API y viscosidad de 250 cp de la Formación Centenario a 600 m de profundidad. El reservorio es una arenisca no consolidada de alta permeabilidad.

El sistema de producción de estos yacimientos es el denominado *CHOPS* (*cold heavy oil production with sand*), que permite la producción de fluido con arena de formación, generando de esta manera los llamados *wormholes*, que son canales que van extendiéndose dentro del reservorio y facilitando cada vez más el flujo hacia el pozo.

Ante la existencia de un proyecto de recuperación secundaria, se detectaron fuertes conexiones dinámicas entre ciertos pozos inyectoros y productores, lo que provocó la acuatización total de estos últimos.

Para remediar este fenómeno, se implementaron tratamientos con el objetivo de “restaurar” la matriz porosa en la cercanía del pozo. Estos tratamientos consistieron en el bombeo de agente de sostén recubierto con dos tipos de resinas específicas, cuyas funciones son evitar la devolución del mismo cuando el pozo se pone nuevamente en producción, minimizar la producción de finos y/o arena de formación y consolidar la arena de formación en la cercanía del pozo.

Los tres pozos tratados mostraron una caída de la alta productividad de fluido que es propia de los pozos “canalizados”. Se observó una paulatina reducción del corte de agua desde 100% hasta 70-85%, recuperando parcialmente la producción de petróleo.

## Introducción

El área operada por Pluspetrol abarca las concesiones Jagüel Casa de Piedra y CNQ7 (en Mendoza) y CNQ7A y GAIH (en La Pampa). La formación productiva se divide en el miembro Centenario Superior (yacimientos Jagüel Casa de Piedra y Cerro Huanul Sur) y Centenario Inferior (yacimientos El Corcobo Norte, El Renegado y Puesto Pinto). Las propiedades petrofísicas de ambos miembros son muy similares. El reservorio es una arenisca no consolidada, de un espesor neto máximo de 17 m a 600 m de profundidad, dividida en capas con separación de 2 o 3 metros o amalgamadas. La permeabilidad varía entre 0,5 y 4 Darcies y la porosidad entre 27 y 33%. El petróleo es de 18 °API y tiene una viscosidad in situ de 160 – 270 cp.

El yacimiento comenzó su desarrollo en el año 2005. A mediados del 2012 cuenta con 450 productores y 250 inyectoros. La mayoría del campo se desarrolló con un arreglo 7-spot invertido con un distanciamiento de 280 m. Debido a la alta mojabilidad al agua de la roca reservorio y a la baja presión inicial del reservorio (30 kg/cm<sup>2</sup>), se observa buena respuesta de secundaria, estimándose un factor de recuperación final del 24-27%, mientras que por recuperación primaria se estima entre 8 y 10%.

El mecanismo de producción es el mencionado *CHOPS*. Los pozos están terminados sin ninguna restricción para la producción de arena. Por el contrario, durante los ensayos de terminación de productores e inyectoros se extraen volúmenes de arena de aproximadamente 1 m<sup>3</sup> por cada metro de espesor punzado, logrando una esti-

mulación del reservorio. Como sistema de extracción se utilizan bombas PCP. En promedio, se extrae un volumen de arena equivalente al 0,1% del líquido producido.

## Canalizaciones de pozos productores

El mecanismo de producción provoca el crecimiento de los *wormholes*; los volúmenes de arena producidos alcanzan 200 m<sup>3</sup> en 5 años de producción. Esto determina el crecimiento de zonas de permeabilidad infinita en el reservorio. Se estima que cuando estas zonas o canales alcanzan áreas cercanas al inyector, ya acuatizadas, generan una conexión dinámica inyector productor que no son propias de un medio poroso, sino de una cañería. Gracias a la instalación de sensores de presión en fondo, puede identificarse una abrupta subida de la presión dinámica, que se acerca a la presión dinámica del pozo inyector. Por otro lado, estudios de trazadores mostraron tiempos de tránsito entre inyector y productor de solo algunas horas.

Se presenta el ejemplo de canalización del pozo ECN-37. La figura 1 muestra la correlación de capas con el inyector ECN-24, identificado mediante un estudio de trazadores como responsable de la acuatización.

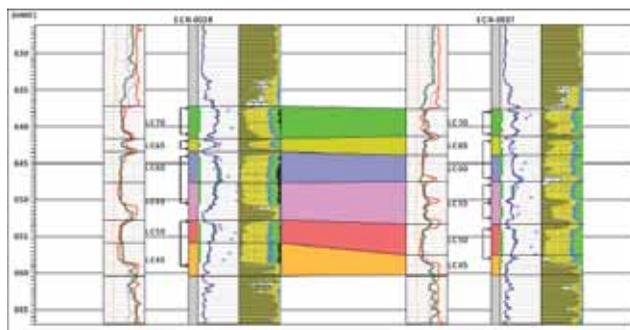


Figura 1. Correlación de capas entre pozos ECN-37 y ECN-24.

La figura 2 muestra los datos de producción e inyección. Se dispone de sensores de fondo permanentes (curva gris). En noviembre de 2009 se observó el crecimiento abrupto del corte de agua en el productor (curva azul). Al mismo tiempo, se incrementa la presión dinámica y la producción de fluido. Al comparar esta presión entre el pozo inyector y el productor se observa muy poca diferencia entre las curvas. En octubre de 2010 se realiza un perfil de tránsito en el pozo ECN-24, dando como resultado una inyección desbalanceada, dado que el 80% del caudal estaba siendo inyectado en las capas LC50 y LC-45.

La canalización quedó comprobada con un estudio de trazadores, en donde se registra un tiempo de tránsito de 2 hs 35' y una acumulación del volumen de trazador inyectado muy abrupto (figura 3).

La producción de arena del pozo ECN-37 en el momento de la canalización se estimó en 50 m<sup>3</sup>. Mediante un perfil a pozo entubado, pudo comprobarse que las capas LC-55 y LC-50 presentaban comunicación en el pozo productor al generarse una caverna en el reservorio causada por la producción de arena (figura 4). Esto evidencia que la capa LC-50 / LC-45 se encontraba ya en producción (con crecimiento de *wormholes*) desde antes de mayo de 2008, cuando fue punzada. Desde el punto

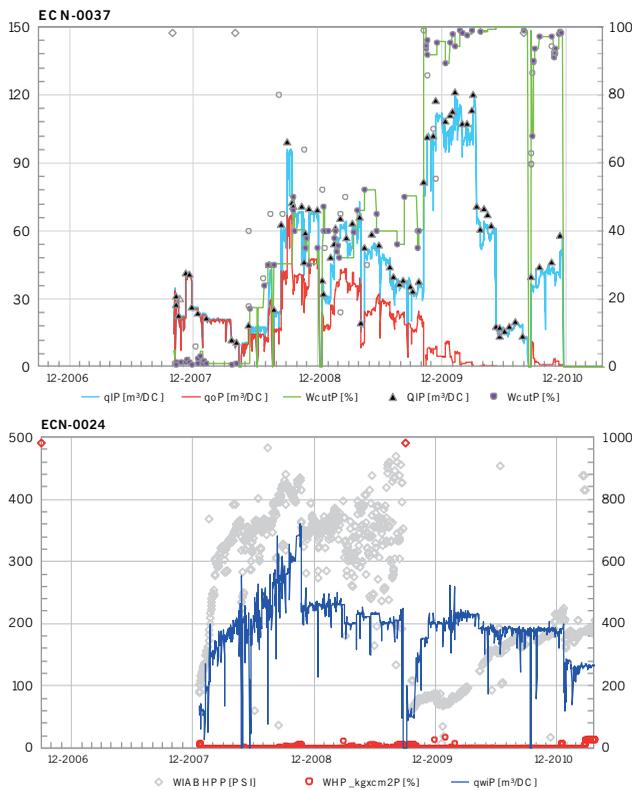


Figura 2. Parámetros de producción pozo ECN-37 y ECN-24.

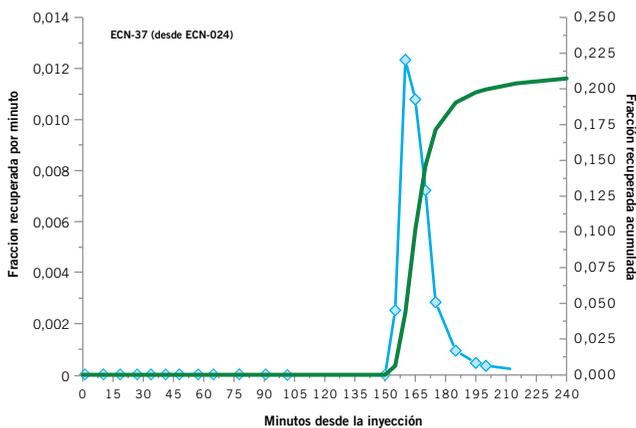
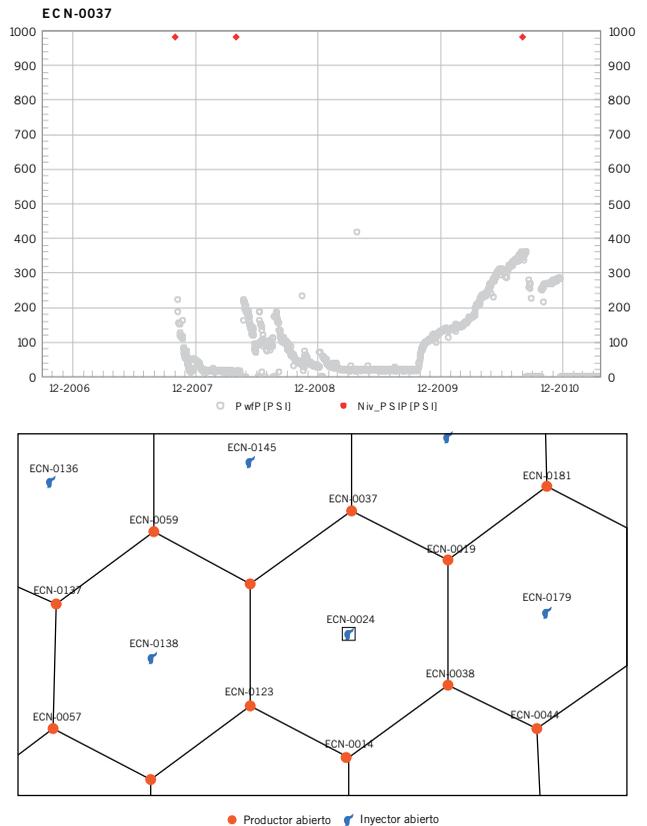


Figura 3. Medición de concentración de trazador en pozo ECN-37, inyectado en el pozo ECN-24.

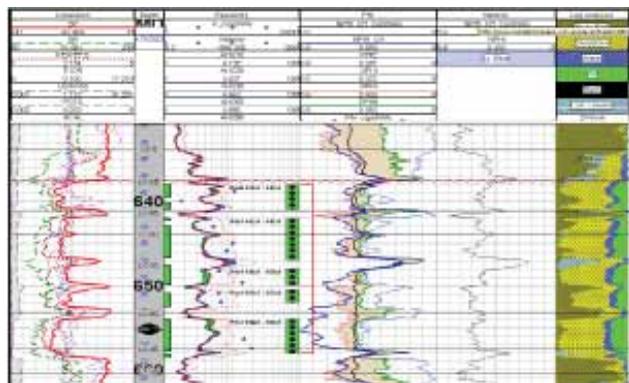


Figura 4. Perfiles eléctricos ECN-37. Perfil Neutrón. Curva azul muestra aumento de porosidad en capas LC-55 y LC-50.

de vista del inyector, dado que este antes fue productor, también presenta una importante producción acumulada de arena, que fue estimada en 32 m<sup>3</sup>. Se cree que esto favoreció la acuatización del pozo ECN-37.

De los 450 pozos productores existentes en el área, aproximadamente 30 se encuentran cerrados por canalizaciones. No se ha podido encontrar una relación de las canalizaciones con la cantidad de arena producida ni con otros parámetros de producción o inyección. Tampoco es evidente una dirección preferencial de las mismas.

### Criterios de selección de pozos

Al momento de seleccionar los pozos para evaluar la nueva tecnología para revertir las canalizaciones, se consideró la posibilidad de realizar tanto tratamientos correctivos como preventivos. Dado que el número de pozos productores es elevado, y la mayor parte de los yacimientos ya se encuentran desarrollados, la viabilidad de los tratamientos preventivos se vio comprometida. Otra desventaja que se consideró es la dificultad en la metodología para evaluar el éxito del tratamiento preventivo, ya que sería complejo poder discernir si un pozo no se canaliza debido al tratamiento preventivo o si simplemente por su naturaleza no iba a canalizarse jamás. Por lo anteriormente mencionado, el piloto de tratamientos se concentró solo en tratamientos correctivos, para lo cual se seleccionaron 3 pozos: ECN-61, ECN-37 y CoHS-1006.

El primer procedimiento fue realizado en el pozo ECN-61 en septiembre del 2011. Este pozo se había canalizado en marzo del mismo año y, si bien no se tenía

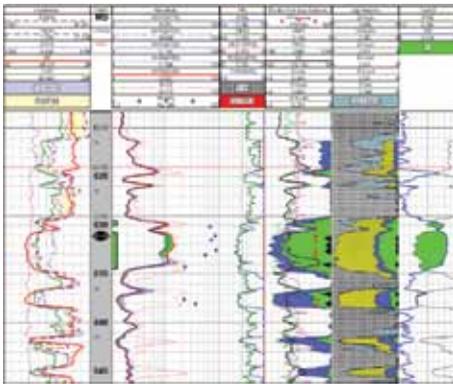


Figura 5. Perfil eléctrico pozo ECN-61.

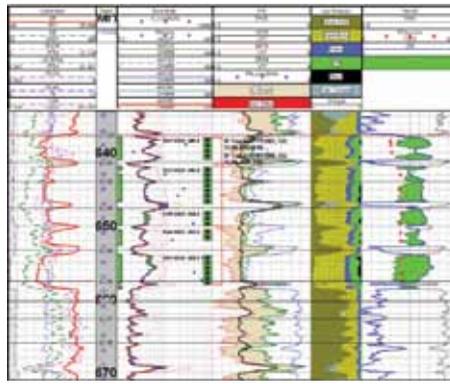


Figura 6. Perfil eléctrico pozo ECN-37.

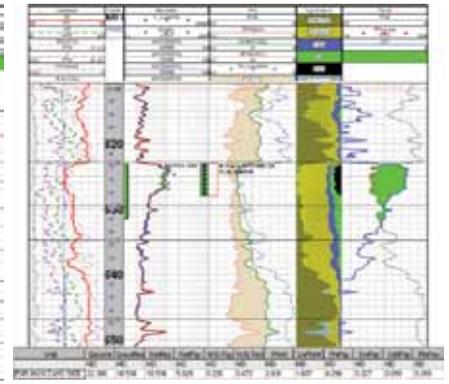


Figura 7. Perfil eléctrico pozo CoHS-1006.

claramente identificado el inyector con el cual estaba conectado, se lo seleccionó por las características de su perfil. Dado que la canalización se intentó reparar desde el productor, la identificación del inyector responsable de la conexión no es un factor crítico para el diseño del tratamiento. La característica principal que presenta este pozo es que tiene solo una arena, la LC-50, con un espesor útil de 4 m (ver figura 5).

A la hora del diseño del tratamiento, esto tiene la ventaja de tener la seguridad de que el 100% del mismo entrará en dicha capa, y se estará tratando la arena canalizada, lo cual permitirá evaluar la eficacia de la tecnología. Por otra parte, al tener poco espesor, *a priori* necesitaría un tratamiento de menor volumen que un pozo de mayor espesor, lo cual implicaría menores costos y riesgos operativos.

El segundo tratamiento fue realizado en el pozo ECN-37 en octubre de 2011. Este pozo, a diferencia del ECN-61, presentaba un importante espesor neto de 15 m, siendo uno de los pozos de mayor espesor en todo el yacimiento (ver figura 6).

La acuatización de este pozo fue estudiada con bastante profundidad; se realizó inyección de trazador en el inyector para caracterizar la canalización, perfil de tránsito para determinar la distribución de inyección e incluso un perfil de neutrón a pozo entubado para caracterizar la alteración de la formación producto de la producción de arena. Estas razones lo convirtieron en un excelente candidato desde el punto de vista del estudio, debido a la gran cantidad de información relevada. Por otro lado, por su importante espesor de arena, la recuperación del pozo presentaba buen potencial de producción y un desafío mayor en el diseño y operación que el tratamiento del pozo ECN-61.

El tercer tratamiento fue llevado a cabo en el pozo CoHS-1006. El límite sur del yacimiento Cerro Huanul Sur, que es parte del conjunto de yacimientos que desarrollaron la Formación Centenario en el área. A diferencia de los anteriores pozos tratados, la acuatización del pozo CoHS-1006 no se debía a una conexión con un inyector sino a la cercanía con el acuífero (ver figura 7).

Este pozo está ubicado en la línea de pozos más cercana al contacto agua petróleo, y se estima que la acuatización fue producto de: a) el crecimiento de los *wormholes* hacia el contacto agua/petróleo, b) conificación del agua en la proximidad del pozo, o c) combinación de las cau-

sas antes mencionadas. La mayoría de los pozos ubicados sobre esta línea presentan el mismo comportamiento, por lo que el tratamiento es extrapolable a otros pozos vecinos. En el diseño se incluyó la inyección de un modificador de permeabilidad relativa al agua en los bombeos de diagnóstico, para disminuir el avance de agua por conificación.

## Hipótesis de diseño

La pérdida de producción de un pozo canalizado se intentó corregir mediante tratamientos desde los pozos inyectores aplicando geles sellantes para obturar la canalización y provocar la divergencia del flujo de inyección a fin de mejorar el barrido en el reservorio. Hasta el momento no se encontró una solución efectiva a la canalización de pozos por esta vía. Para detalles, ver [1], al final de este trabajo.

Otra forma de tratar el problema es aplicar modificadores de la permeabilidad relativa (RPM) en los pozos productores. Se trata de polímeros que se adsorben en la formación y disminuyen la permeabilidad al agua, sin sellar definitivamente los poros. En formaciones no consolidadas, la aplicación de este tipo de solución tiene un alto potencial de falla, porque estos pozos no solo producen fluidos (agua y petróleo), sino también sólidos de formación donde podría estar adsorbido el RPM. Por tal razón, la aplicación de RPM debería ser precedida de un tratamiento de resinas líquidas capaces de dar adherencia a sus granos. Como antecedente se tiene la terminación de un pozo de la misma cuenca y formación, pero perteneciente a otra operadora, donde el pozo no fue producido por CHOPS, sino que fue punzado y se aplicaron los tratamientos de consolidación y de control de agua [2].

La solución propuesta para la situación de pozos canalizados, que produjeron ya una importante cantidad de arena de formación, constó de dos pasos:

- a) Reconstitución de la matriz porosa en la vecindad del pozo:
  - Tratamiento de acondicionamiento (TA)
  - Tratamiento de consolidación (TC)
- b) Tratamiento de control de agua.

La reconstitución de la matriz porosa en la vecindad del pozo consiste en rellenar aquellos *wormholes* que

generaron la canalización con “agente de sostén” (arena de fractura), tratado con resinas específicas, que permitan generar un “empaque” altamente conductivo y con suficiente resistencia a la extrusión, una vez que el pozo se ponga nuevamente en producción. El objetivo de este empaque de arena es modificar la permeabilidad del conjunto “formación-canalización” en la vecindad del pozo, reduciendo el elevado índice de productividad y estabilizando la formación adyacente.

De esta manera, se prepara el pozo para el tratamiento de control de agua a base de RPM y se busca mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de agua y aumentar la producción de petróleo. Finalizado el tratamiento de reconstitución de matriz porosa (RPM), se programa ensayar por pistoneo el pozo y controlar que no produzca agente de sostén, medir el porcentaje de finos y el corte de agua. Posteriormente, se planea poner el pozo en producción y estimar la permeabilidad resultante para diseñar el tratamiento de control de agua.

Además de la canalización debido al crecimiento de los *wormholes*, existen pozos que muestran problemas de conificación por la cercanía con el contacto agua/petróleo. En este caso, también es necesario combinar el tratamiento de control de agua con la reconstitución de la matriz. Se asume que el agua producida fluye tanto por la conificación como por las canalizaciones, y que el MRP será más efectivo si logra filtrar a través de la zona conificada.

La metodología propuesta puede resumirse entonces en las siguientes etapas:

- Bombeos de diagnóstico con agua tratada y/o gel lineal.
- Tratamiento de acondicionamiento con agente de sostén tratado químicamente con resina líquida aglomerante (RLA). En caso de pozos con conificación de agua, se incluirá en esta etapa el bombeo de RPM para controlar el agua.
- Evaluación del comportamiento de la presión después de cada bombeo de acondicionamiento para determinar si se está en condiciones de realizar los tratamientos de consolidación.
- Tratamiento de consolidación mediante el bombeo de agente de sostén tratado con resina líquida aglomerante (RLA), seguido por agente de sostén tratado con resina líquida consolidante (RLC).
- Evaluación del comportamiento del pozo en producción en cuanto a la productividad y el corte de agua.
- Tratamiento de control de agua (RPM).

Los bombeos de diagnósticos sirven para interpretar las presiones obtenidas. De antemano, se sabe que resulta poco probable la fracturación de la formación, ya que existe una red de *wormholes* de conductividad infinita y que la matriz porosa entre ellos es altamente permeable. Resulta difícil también encontrar presión de cierre y eficiencia de fluido con estos bombeos, pero la presión instantánea es un parámetro de referencia importante, ya que un incremento de la misma es indicador de la reconstitución de la matriz porosa, debido a que el bombeo del mismo encontrará mayor resistencia a ser desplazado por los *wormholes*.

## Programación de la operación

La complejidad secuencial de la operación hace necesario el correcto empleo de tecnologías específicas para controlar la producción del “agente de sostén” y disminuir la producción de agua, favoreciendo la producción de petróleo. Además, la red de canalizaciones existentes y la alta permeabilidad de la formación, no permiten que los tratamientos puedan bombearse a régimen matricial ni de fractura. Por lo tanto, el comportamiento de la presión de tratamiento debe ser interpretado al momento de bombear los tratamientos. Esto último complica la utilización de programas de simulación que permitan predecir el comportamiento de presiones que se debe esperar. Como referencia, un simulador de fractura fue corrido para obtener un posible rango de presión de tratamiento y la “presión neta” modelada para el caso en que se desarrolle una fractura monoplanar de dos alas. Si la “presión neta observada” durante el bombeo resulta menor que la “presión neta” del modelo, debería entenderse que no se está generando geometría alguna. En efecto, la geometría ya es preexistente debido a los *wormholes* por donde fluye el tratamiento bombeado.

A diferencia de una operación de fractura, el agente de sostén o arena, no está sometido a los esfuerzos de confinamiento, dado que se ubica en las canalizaciones existentes en la vecindad del pozo. Cumple una función de “relleno” y, al no estar confinado, corre el riesgo de ser producido. Para evitar esto, se recubre el mismo con una resina líquida consolidante (RLC) en la etapa de consolidación. La colocación del agente de sostén en la proximidad del pozo requiere de bombeos sucesivos, denominados de “acondicionamiento”, dado que su objetivo es formar un banco de arena dentro de la canalización, que ofrezca resistencia a ser desplazado. Una resina líquida aglomerante (RLA) se utiliza para recubrir los granos de arena, brindando cohesión entre los mismos y facilitando la sedimentación y formación del banco de arena dentro de los *wormholes*.

Se busca bombear con el mínimo caudal compatible como para transportar arena a alta concentración y favorecer su decantación dentro de los *wormholes*.

El fluido de los tratamientos de acondicionamiento y/o consolidación es un gel lineal, o bien un gel reticulado con borato de baja carga polimérica (20 o 25 gal/Mgal) y alta concentración de químicos, que faciliten la ruptura del mismo, para promover su ubicación en la vecindad del pozo.

Finalizando, la etapa de control de agua debió ser bombeada a caudal matricial, y la concentración del MPR dependerá de la permeabilidad en la vecindad del pozo y la temperatura de formación. El volumen del tratamiento se define en función de la porosidad de la zona.

## Tecnologías aplicadas

### Resina Líquida Aglomerante (RLA)

La resina líquida aglomerante es un agente modificador de la superficie del agente de sostén utilizado en las operaciones de fractura. Se la agrega en la base de los tornillos que transportan el agente de sostén desde la

tolva a la batea del equipo de mezclado (*blender*). De esta manera, el mismo queda recubierto por una delgada película adhesiva que incrementa notablemente la fricción intergranular y el caudal de flujo necesario para producir la movilización del empaque de fractura. Esta “cohesión” artificial, provista por la película adhesiva a los granos del agente de sostén, reduce su decantación dentro de la fractura creada, permite una mejor distribución y en particular, logra una mejor distribución vertical.

En la reconstitución de la matriz porosa, donde el agente de sostén se coloca dentro de una geometría ya creada, el empleo de esta resina, en lugar de disminuir la decantación del agente de sostén, lo promoverá una vez finalizado el bombeo, debido a que el *wormhole* tiene mayor ancho que una fractura, hecho que se observó durante la ejecución de las operaciones de los pozos tratados. La arena trabajada con esta resina y decantada en la canalización, proporciona mayor resistencia al flujo por la cohesión entre sus granos; por esta razón se selecciona esta tecnología para los tratamientos de acondicionamientos propuestos.

Otras propiedades, como la mejora de la conductividad del empaque y la disminución de la invasión de finos al mismo, también contribuyeron para seleccionar el empleo de esta resina aglomerante. Pruebas de laboratorio demostraron que para empaques de arena tratados con estas resinas eran hasta 30% más conductivos que aquellos que no estaban tratados [3]. También se comprobó experimentalmente en ensayos de conductividad, que el agente de sostén no tratado, sometido a determinada presión de confinamiento, generaba finos que se movilizaban y disminuían la conductividad del empaque, mientras que con agente de sostén tratado, disminuía la cantidad de finos y estos quedaban adheridos a la película adhesiva sin posibilidad de moverse [4]. En el tratamiento de reconstitución de matriz, donde se “rellenan” los canales para cambiar la conductividad infinita del canal por una conductividad finita pero lo más alta posible, el empaque con mayor conductividad será aquel donde el agente de sostén sea tratado con esta resina.

Finalmente, la aplicación de las resinas aglomerantes no requiere de tiempo de curado, ya que permanecen con ese estado de pegajosidad en condiciones de fondo de pozo. En operaciones de fractura, esto permite realizar la limpieza de la misma en forma inmediata y agresiva. En los tratamientos de reconstitución de matriz, esta propiedad no agrega tiempo de “equipo de terminación” durante las etapas de acondicionamientos en las que se las utiliza [5].

### Resina Líquida de Consolidación (RLC)

La resina líquida de consolidación consta de dos componentes: la resina y el agente endurecedor, que se almacenan en contenedores separados. En locación se agrega cada componente en los tornillos de transporte de arena, y por agitación se mezclan con la misma antes de llegar a la batea del mezclador. Luego, la arena tratada en formación necesita de un tiempo de curado, para que la resina endurezca y genere la unión entre granos de arena, que proporcionará resistencia a ser desalojados del empaque una vez que el pozo es puesto nuevamente en producción.

La arena tratada con RLC (ARLC) fue seleccionada para el tratamiento de consolidación por las ventajas que

esta representaba frente a la arena resinada comercial (ARC), que se trata de una resina precurada recubierta de resinas fenólicas. La mayor diferencia entre la ARC y la ARLC consiste en que solo una pequeña fracción del recubrimiento en las ARC es curable, mientras que en las ARLC todo es curable; por consiguiente la unión entre granos puede desarrollar mayor resistencia. Otra ventaja es que la formulación de la resina de consolidación puede ser ajustada al rango de temperatura que se aplicará, existiendo tres clases diferentes para los siguientes rangos: 70-225 °F; 225-350 °F y 350-550 °F.

Otra razón importante que determinó la elección de utilizar ARLC fue que esta solamente cura por temperatura de fondo, mientras que la ARC necesita además de la presión de cierre y, eventualmente, para muy bajas temperaturas de formación, como en este caso, de un activador, para que pueda iniciar su curado. En los tratamientos de reconstitución de matriz porosa, donde no se fractura, sino que se rellenan las canalizaciones, no se tiene esfuerzo de confinamiento o bien este es insignificante, por lo que no se aconsejaría la elección del ARC.

Finalmente, los ensayos de conductividad realizados en laboratorios usando celdas de flujos, demostraron que la conductividad del empaque mejora cuando el agente de sostén se trata con resinas líquidas [5].

### Modificador de Permeabilidad Relativa (RPM, por sus siglas en inglés)

Los modificadores de la permeabilidad relativa son sistemas de polímeros solubles al agua que al ingresar a formación son adsorbidos por la misma, desarrollando una capa de polímero hidratado a lo largo del canal poral, que ofrece resistencia al flujo de agua sin reducir la permeabilidad al petróleo (ver figura 8).

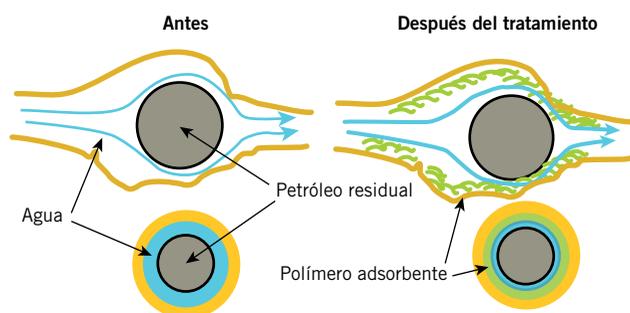


Figura 8. Mecanismo de control de agua de RPM hidrofóbico.

El polímero sellante aplicado a este pozo es un polímero hidrofóbico, base agua. La modificación hidrofóbica mejora las características de adsorción del mismo, lo que reduce aún más la permeabilidad al agua sin modificar sustancialmente el flujo del hidrocarburo. Este polímero modificado permite que la adsorción del mismo continúe aumentando a mayores concentraciones del polímero, o se formen múltiples capas del mismo. Este comportamiento se atribuye a la adsorción asociativa de las cadenas de polímeros previamente adsorbidas.

## Operaciones

### ECN-61 (pozo canalizado)

El programa preliminar de reconstitución de matriz porosa solamente fue orientativo y sujeto a modificaciones, según el comportamiento de presiones de tratamiento en el pozo. Abajo se muestra dicho programa. Operativamente, se consideró ubicar el *packer* de la instalación de fractura aproximadamente 40 metros por encima de los punzados, para tener la posibilidad de realizar un *squeeze* con arena tratada con LRC en caso de ser necesario.

Bombeo de diagnóstico  
600 gal agua tratada @ 8 bpm

Si no se obtienen datos para rediseñar el tratamiento, proceder con los siguientes bombeos:

- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal agua tratada @ 8 bpm
- Bombeo de diagnóstico III: gel lineal o reticulado, volumen y caudal a determinar

Con gel reticulado y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 10 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 1 ppg
  - Tratamiento de acondicionamiento II: 60 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 2 ppg
- Finalmente con gel reticulado y desplazado con gel lineal
- Tratamiento de consolidación: 495 bolsas arena 16/30 (75 bolsas con RLA y 420 bolsas con LRC).

Los bombeos de diagnósticos fueron tres: el primero con agua tratada y los dos siguientes con gel lineal (ver figura 9). Se decidió no repetir el bombeo con mayor volumen de agua tratada, debido a que la presión instantánea del primer bombeo fue nula. El mismo comportamiento en la presión instantánea se obtuvo en los otros dos bombeos, razón por la cual se continuó con el tratamiento de acondicionamiento previsto por el programa, manteniendo la concentración de 1 ppg e incrementando a 30 bolsas de arena. La presión instantánea nuevamente fue nula y no pudo determinarse la presión de cierre, como ocurrió anteriormente.

Ante este comportamiento severo de admisión, se modificó la etapa de tratamiento de acondicionamiento, incrementándose el número de bolsas y concentración de arena, para conseguir que la arena bombeada en las canalizaciones que están admitiendo decante en la proximidad del pozo y ofrezca resistencia a ser desplazada (figura 10). En la tabla 1 se detallan todas las etapas correspondientes al tratamiento de reconstitución de matriz porosa, donde se agregaron etapas de acondicionamiento, para poder lograr el incremento de presiones instantáneas buscado.

Debe mencionarse que recién en el segundo tratamiento de acondicionamiento logró calcularse la presión de cierre en 1.100 psi. En total 364 bolsas de arena tratada con RLA se bombearon en los tratamientos de acondicionamiento, mientras que en el programa original estaba previsto solamente 75 bolsas. Esta dificultad para generar resistencia al desplazamiento de la arena bombeada en los sucesivos tratamientos de acondicionamiento condujo a rediseñar el tratamiento y solicitar el envío de más agente de sostén, que arribó a locación 17 horas después. En las

### Bombeo de diagnóstico

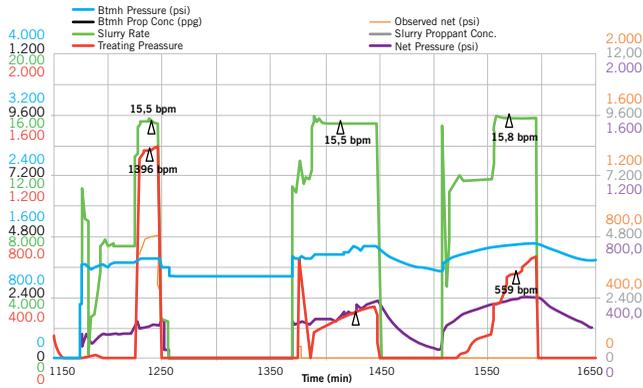


Figura 9. ECN-61 – Bombes de diagnósticos.

### Bombes de acondicionamiento 2

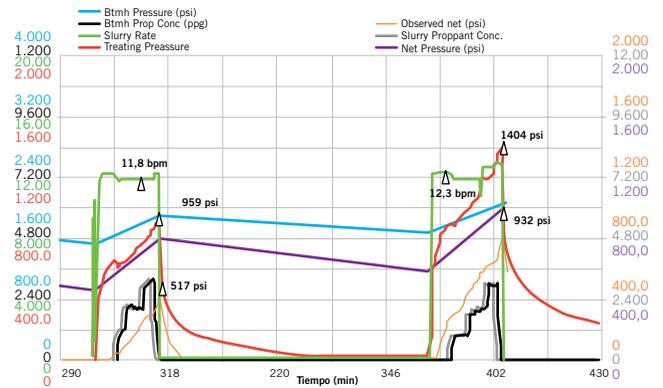


Figura 11. ECN-61 – Tratamiento de acondicionamiento.

### Bombeo de acondicionamiento

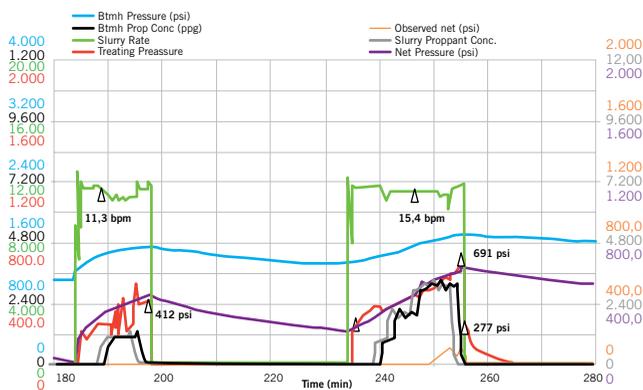


Figura 10. ECN-61 – Bombes de diagnósticos.

### Tratamiento de consolidación

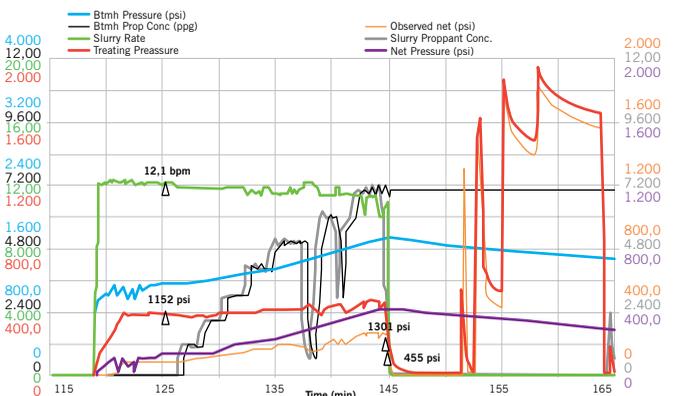


Figura 12. ECN-61 – Tratamiento de consolidación.

figuras 10 y 11 se muestra la gráfica correspondiente a los tratamientos de acondicionamiento.

Antes de comenzar con el tratamiento de consolidación, se realizó un nuevo bombeo de diagnóstico con gel lineal para verificar cual sería el cambio de la presión instantánea luego de que el pozo se mantuviera en reposo, obteniéndose 350 psi, mucho menor que las 930 psi obtenidas en el último tratamiento de acondicionamiento. Además, la presión de superficie durante los tratamientos de acondicionamiento fue de 1.000 psi a 12 bpm, mientras que en este bombeo fue de 500 psi. Se verifica entonces que menor presión instantánea representaría menor resistencia al desplazamiento del agente de sostén.

En el tratamiento de consolidación se alcanzó una concentración de arena de 7 ppg y se bombearon 686 bolsas (39% más de lo previsto originalmente). Se desplazó hasta el packer, ubicado 36 metros por encima del punzado superior y se obtuvo una presión instantánea de 455 psi y una presión promedio de 1.100 psi. Debido a que el incremento de presión instantánea fue tan solo de 105 psi, se procedió a “hesitar” la arena situada en el casing (ver figura 12), hasta una presión máxima de 6.000 psi, para facilitar el ingreso de arena tratada en aquellos punzados que no admitieron arena en el tratamiento de consolidación.

Se dejó curar el tratamiento durante 24 horas y se procedió a limpiar el pozo con “sand pump” pero, al estar

la arena consolidada dentro de la cañería, se decidió utilizar fresa para rotarla y lavar el pozo. Se rotó arena desde 619 a 663 m y durante esta operación se logró circulación parcial. El pozo admitió 15 m<sup>3</sup> de agua tratada.

Posteriormente, se ensayó el pozo utilizando una bomba jet hasta un caudal máximo de 3.6 m<sup>3</sup>/h, recuperando solamente agua y sin vestigios de petróleo. Tampoco se observó producción de sólidos durante el ensayo. Siguiendo con lo programado, se puso el pozo en producción y se controló la evolución del corte de agua durante un período mayor a los dos meses sugeridos en la programación inicial.

En la figura 13 puede observarse que la producción de petróleo fue mejorando los primeros meses posteriores al tratamiento de reconstitución de la matriz porosa, y el corte de agua continuamente disminuyendo desde un 95% inicial hacia un 80%. A mediados de junio del 2012 se tenía una producción bruta de 41 m<sup>3</sup>, siendo el corte de agua de 76%. Al mes siguiente, se decidió bombear el tratamiento de control de agua a base de MPR, y para el diseño se consideró la permeabilidad calculada a partir del Índice de Productividad del pozo (1.222 mD), para determinar la dosificación del tratamiento.

El volumen del mismo se calculó en función de la porosidad asumida para la matriz reconstituida en la vecindad del pozo. El tratamiento se bombeó a un caudal

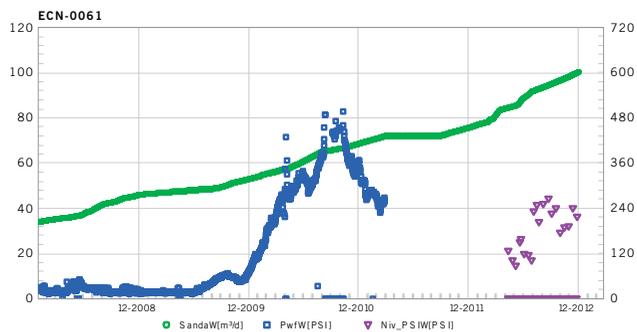
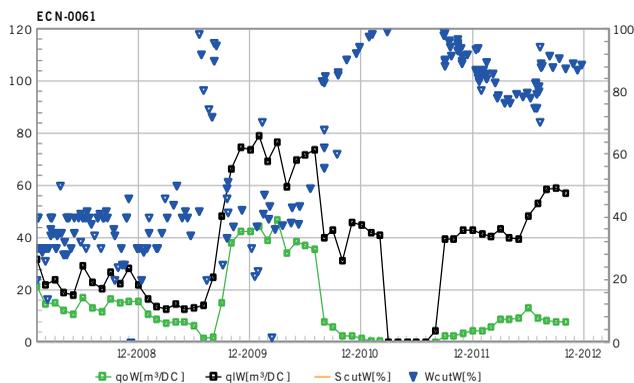


Figura 13. Izq.: Datos de producción ECN-61. Derecha: Datos de producción de arena y presión.

promedio de 4.5 bpm y sin presión, dejando la duda si el mismo fue distribuido matricialmente en la vecindad del pozo.

Realizado el tratamiento, se modificó el régimen de producción, incrementando la bruta de 41 m<sup>3</sup>/d a 60 m<sup>3</sup>/d, y con ello se incrementó el corte de agua en un 10%. No se observó un incremento en la producción total de petróleo, y la evaluación del tratamiento de MPR se dificultó debido a que se incrementó el caudal de producción bruta, en lugar de mantener el mismo caudal y observar el efecto del MPR.

### ECN-37 (pozo canalizado)

El programa original de reconstitución de la matriz porosa contempló mayor cantidad de arena debido a que se tenía un mayor número de intervalos punzados (12 metros de espesor punzado). Sin embargo, con la experiencia obtenida del pozo anterior, se acordó disponer en locación mayor capacidad de tanques de almacenaje de agua y en lugar de llevar las 668 bolsas de arena, se transportó 1.800 bolsas de arena 16/30. Nuevamente, se contempló la posibilidad de “hesitar” la arena en caso de ser

necesario, y se fijó el packer a 63 m por encima del tope de punzados. Abajo puede verse la propuesta original.

- Bombeo de diagnóstico I: 600 gal agua tratada @ 8 bpm

Si no se obtienen datos para rediseñar el tratamiento, proceder con los siguientes bombeos:

- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal agua tratada @ 8 bpm
- Bombeo de diagnóstico III: gel lineal o reticulado, volumen y caudal a determinar.

Con gel reticulado y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 20 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 1 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento II: 90 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 2 ppg

Finalmente, con gel reticulado y desplazado con gel lineal:

- Tratamiento de consolidación: 558 bolsas arena 16/30 (110 bolsas con RLA, 468 bolsas con RLC).

La experiencia adquirida en la ejecución del trabajo anterior hizo que la propuesta se rediseñara y se incre-

#### Pozo: ECN-61 (Canalizado)

Punzados: 629.5/633.0 m – Arena producida: 72 m<sup>3</sup>

Bombeo	Fluido	Volumen (gal)	Desplaz. (gal)	Arena (bolsas)	Conc. (lb/gal)	Caudal Promedio (psi)	Presión Instantánea (psi)
D - 1	Agua tratada	2900				7.5 – 15.5	0
D - 2	Gel Lineal	5000				15.5	0
D - 3	Gel Lineal	5000				15.5	0
A -1	Gel XL – Pad	2000	1400	30 (RLA)	1	15.7	0
	Gel XL	3000					
A - 2	Gel XL –Pad	2000	1000	140 (RLA)	3	11.5	277
	Gel XL	6000					
A - 3	Gel XL –Pad	2000	1000	92 (RLA)	3	11.5	517
	Gel XL	4400					
A - 4	Gel XL –Pad	2000	1000	102 (RLA)	3	11.8 -12.6	932
	Gel XL	5400					
D - 4	Gel Lineal	4000				12 -16	350
RM	Gel XL – Pad	8000	475	601 (RLA) 586 (RLC)	7	12	455
	Gel XL	16350					
Total		68050	4875	1191 (RLA) 586 (RLC)			

Referencias: D (diagnóstico) – A (Acondicionamiento) – RM (Reconstitución de Matriz) – (pad\*): volumen de fluido limpio

Tabla 1. Pozo ECN-61.

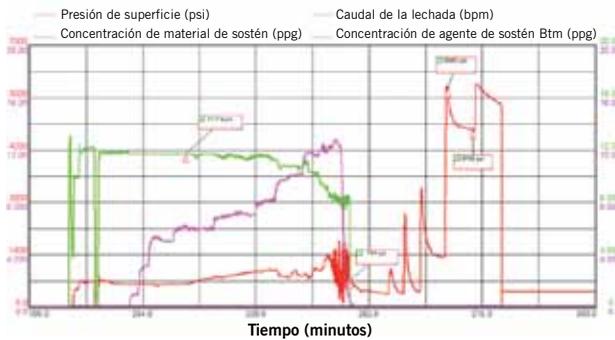


Figura 14. ECN-37 – Tratamiento de consolidación.

mentara la concentración máxima del agente de sostén, tanto en los tratamientos de acondicionamiento como en el de consolidación. Por otro lado, se consideró ejecutar un menor número de bombeo de diagnóstico. A continuación se muestra el esquema de bombeo:

- Bombeo de diagnóstico I: 600 gal agua tratada@ 8 bpm

Si no se obtienen datos para rediseñar el tratamiento, proceder con los siguientes bombeos:

- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal gel lineal @ caudal a definir
- Bombeo de diagnóstico III: gel reticulado, volumen y caudal a determinar.

Con gel reticulado y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 250 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 5 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento II: 200 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 4 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento III: 135 bolsas arena 16/30 con LRA, concentración máxima 4 ppg

Finalmente, con gel reticulado y desplazado con gel lineal:

- Tratamiento de consolidación: 910 bolsas arena 16/30 (355 bolsas con RLA, 555 bolsas con LRC)

Hubo tres bombeos de diagnóstico: con agua tratada, con gel lineal y con gel reticulado. En los dos primeros

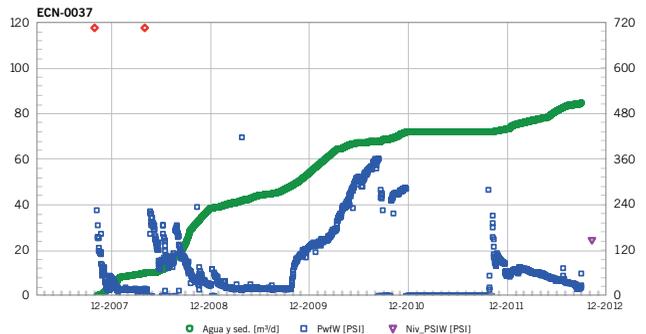
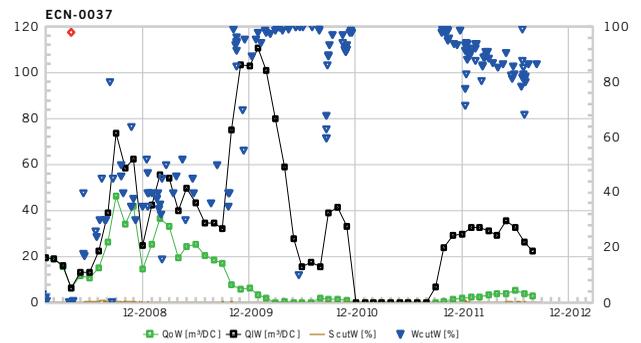


Figura 15. Arriba: Datos de producción ECN-37. Abajo: Datos de producción de arena y presión.

bombeos, el pozo admitió sin presión todo el fluido (ver figura 2) y la presión instantánea fue nula en todos. Esto indicaba que la reconstitución de la matriz porosa sería más dificultosa, y que mayor cantidad de arena debería ser utilizada. Se rediseñó nuevamente en locación el programa, y en lugar de realizar tres bombeos de acondicionamiento con cantidades de arena decreciente, se ejecutaron dos con concentraciones finales más altas que las previstas (ver tabla 2).

Las presiones instantáneas fueron 0 y 400 psi respectivamente. Finalmente, el tratamiento de consolidación también fue modificado, y la concentración máxima de arena bombeada fue de 12 ppg, siendo la presión instantánea de 248 psi. Como la evolución de la presión de superficie fue muy similar a la del pozo ECN-61, se decidió subdesplazar el tratamiento hasta el packer, y luego hesitar la lechada de arena tratada con LRC para lograr

Pozo: ECN-37 (Canalizado)							
Punzados: 638.0/641.0 – 642.0/647.0 – 648.0/650.0 – 650.5/652.5 – 654.0/658.0 m - Arena producida: 72 m <sup>3</sup>							
Bombeo	Fluido	Volumen (gal)	Desplaz. (gal)	Arena (bolsas)	Conc. (lb/gal)	Caudal Promedio (bpm)	Instantánea (psi)
D - 1	Agua tratada	1747				5	0
D - 2	Gel Lineal	3109				7.5	0
D - 3	Gel XL	5002	1037				0
A - 1	Gel XL – Pad	2001	1260	240 (RLA)	4.85	7.5	0
	Gel XL	10135					
A - 2	Gel XL – Pad	1131	1093	360 (RLA)	8.60	7.5	400
	Gel XL	7451				SDR	
RM	Gel XL – Pad	5989	560	601 (RLA) 586 (RLC)	12		754
	Gel XL	16908					
	Total	53473	3950	1191 (RLA) 586 (RLC)			

Referencias: D (diagnóstico) – A (Acondicionamiento) – RM (Reconstitución de Matriz) – SDR (Step Down Rate).

Tabla 2. Pozo ECN-67.

Pozo: CoHS-1006 (Conificado)

Punzados: 623.0/628.0 m – Arena producida: 79 m<sup>3</sup>

Bombeo	Fluido	Volumen (pad*) (gal)	Desplaz. (gal)	Arena (bolsas)	Conc. Max (lb/gal)	Caudal promedio (bpm)	Instantánea (psi)
D - 1	Agua tratada	1300				10	0
D - 2	Gel lineal	1500				12	0
A - 1	MPR	3000	2000	180 (RLA)	5	8	437
	Gel lineal-Pad	2000				14	
	Gel Lineal	6000					
A - 2	MPR	3000	1500	180 (RLA)	5	8	300
	Gel lineal-Pad	2000				14	
	Gel Lineal	6000					
RM	Gel XL – Pad	3000	550	199 (RLA)	9	12	450
	Gel XL	12940	550	462 (LRC)			
	Total	40740	4050	559 (RLA) 462 (LRC)			

Referencias: D (diagnóstico) – A (Acondicionamiento) – RM (Reconstitución de Matriz) – (pad\*): volumen de fluido limpio

Tabla 3. Pozo CoHS-1006.

que los punzados que no hayan admitido arena lo hagan al aplicársele mayor presión.

En la figura 14 se muestra el tratamiento de consolidación y hesitación, donde puede apreciarse el incremento de presión hacia el final del ciclo. Se dejó curar el tratamiento durante 24 horas, se limpió el pozo con fresa, rotando arena consolidada desde 583 a 688 m. Durante la limpieza, el pozo circuló normal hasta que se llegó a los punzados; luego comenzó a admitir hasta un total de 60 m<sup>3</sup> de agua tratada. Se ensayó con bomba jet hasta un caudal máximo de 3.6 m<sup>3</sup>/h, recuperando agua tratada y sin vestigio de arena ni de petróleo.

El pozo fue puesto en producción para evaluar el impacto de la reconstitución de la matriz porosa sobre la producción. La figura 15 muestra la producción del pozo antes y después del tratamiento, notándose una mejoría en la producción del petróleo, ya que de 1 m<sup>3</sup> que se tenía antes del tratamiento, se pasó a 6 m<sup>3</sup> en junio del 2012, con un corte de agua de 85%.

Al mes siguiente, se decidió bombear el tratamiento de control de agua, para cuya dosificación se consideró la permeabilidad calculada a partir del Índice de Productividad del pozo (376 mD). Se bombeó a un caudal de 4.5 bpm y a muy baja presión (25 psi promedio), quedando nuevamente la duda de si se logró una distribución matricial del mismo en la vecindad del pozo.

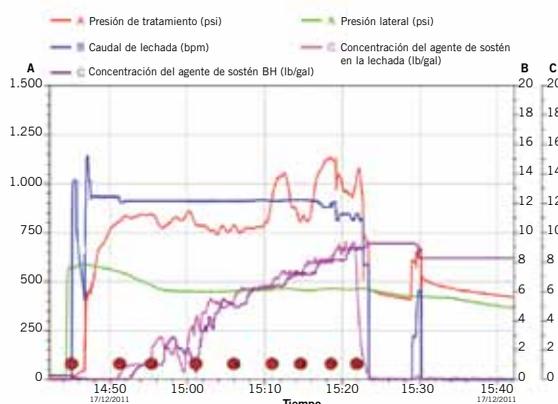


Figura 16. CoHS-1006 – Tratamiento de Consolidación.

Nuevamente, no se observó cambio en el corte de agua después del tratamiento de MPR. A diferencia del pozo ECN-61, aquí se trató de no modificar el régimen de producción para poder comparar resultados, y se notó que el corte de agua se mantuvo igual, sin modificación.

CoHS-1006 (pozo conificado)

La experiencia adquirida en los dos pozos anteriores se tuvo en cuenta al momento de rediseñar el programa de esta operación. Se disminuyó el número de los bombeos de diagnóstico, se redujo a dos los tratamientos de acondicionamiento, empleando gel lineal en lugar de gel reticulado, para promover la decantación de la arena en la vecindad del pozo y favorecer la colocación del tratamiento de consolidación, cuya máxima concentración de agente de sostén será de 9 ppg. En este caso, el programa redise-

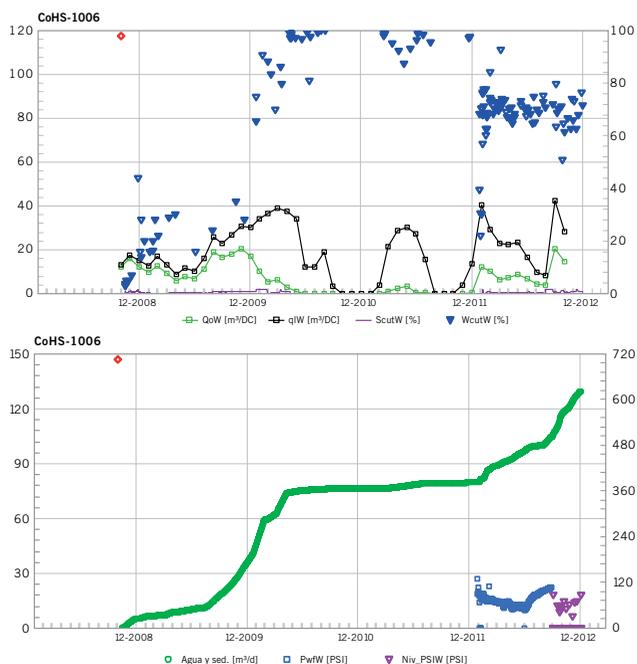


Figura 17. Arriba: Datos de producción CoHS-1006. Abajo: Datos de producción de arena y presión.

ñado fue el que se ejecutó y se muestra a continuación:

- Bombeo de diagnóstico I: 1.000 gal agua tratada @ 8 bpm
- Bombeo de diagnóstico II: 1.000 gal gel lineal @ caudal a definir

Con gel lineal y sobredesplazado con gel lineal se continuará con:

- Tratamiento de acondicionamiento I: 3.000 gal MPR + 180 bolsas arena 16/30 con LRA, 5 ppg
- Tratamiento de acondicionamiento II: 3.000 gal MPR + 180 bolsas arena 16/30 con LRA, 5 ppg

Finalmente, con gel reticulado y desplazado con gel lineal:

- Tratamiento de consolidación: 660 bolsas arena 16/30 (200 bolsas con RLA, 460 bolsas con LRC)

Sin registro de presión en superficie, se ejecutaron dos bombeos de diagnóstico; el primero con agua tratada y el segundo con gel lineal. Inmediatamente y en forma consecutiva se bombearon los tratamientos de acondicionamiento, cada uno de ellos precedidos del tratamiento de control de agua a base de MPR.

La presión promedio en ambos fue aproximadamente de 500 psi y las presiones instantáneas 437 psi para el primero y 300 psi para el segundo, lo que muestra nuevamente un caso severo de canalizaciones y de difícil reconstitución de la matriz porosa. La tabla 3 resume todas las etapas del tratamiento de reconstitución de matriz porosa.

Por último, el tratamiento de consolidación se bombeó a 12 bpm y la presión promedio fue de 750 psi, notándose un incremento abrupto de 300 psi al cambiar la concentración de la arena de 6 a 7 ppg. En ese momento, está ingresando en las canalizaciones la arena tratada con LRC (ver figura 16). Nuevamente, se "subdesplazó" para hesitar, pero en esta operación la admisión del pozo no permitió que se alcanzaran presiones altas como en los anteriores, y solamente se logró incrementar la presión instantánea hasta 550 psi después del *squeeze*.

Nuevamente, se dejó curar el tratamiento durante 24 horas, se lavó arena consolidada desde 633 a 672 m, con fresa, con el pozo circulando parcialmente. Luego se ensayó el pozo mediante *jet-pump*, durante 18 horas hasta un caudal máximo de 2.7 m<sup>3</sup>/h, recuperando agua tratada y sin sólidos. Luego de ensayar, el tope de arena se encontró en 662 m y se lavó nuevamente hasta 672 m.

El pozo se puso en producción y fue notable la reducción del corte de agua observada luego del tratamiento de reconstitución de matriz porosa (se alcanzó un corte de agua del 65%). Según muestra la figura 17, este fue el pozo de mejor respuesta, alcanzando una producción bruta de 42 m<sup>3</sup>.

## Conclusiones

Se demostró que ha sido posible recuperar los pozos acuatizados mediante un tratamiento novedoso, que consideró la reconstitución de la matriz porosa, mediante el empleo de arena tratada con resinas líquidas aglomerantes y consolidantes y el empleo de modificadores de la permeabilidad relativa.

Fue muy importante evaluar los tratamientos durante el bombeo de los mismos y tener la posibilidad de modificarlo en tiempo real, a medida que se iban confirmando las hipótesis de trabajo. Desde el primer pozo, se trató de comprender el comportamiento de la presión en este tipo de reservorio, donde el bombeo de los tratamientos no se circunscribía ni al flujo matricial ni al de fractura.

Se verificaron las hipótesis por las que la reconstitución de la matriz porosa conduciría a una disminución del excesivo índice de productividad propio de una canalización. El incremento de producción de petróleo posterior al tratamiento fue producto de la divergencia de la inyección de agua en la vecindad del pozo, que mejoró la eficiencia de barrido de la misma.

Desde el punto de vista de producción, los tres pozos mostraron caídas paulatinas del corte de agua y se han recuperado un total de 30 m<sup>3</sup>/d de petróleo entre los tres (40% de la producción antes de canalizarse). Después de 9 meses de tratamiento el porcentaje de agua sigue bajando desde 100% a 70-80% según el pozo.

No se observó una caída del porcentaje de arena producida.

Luego de la inyección de RPM en los pozos ECN-61 y ECN-37, no se observó una reducción del corte de agua. En ambos pozos, los tratamientos se bombearon a alto caudal y sin presión, lo que hace suponer que los mismos no fueron distribuidos matricialmente y que probablemente un gran volumen del mismo filtró a través de los *wormholes* con matriz reconstituida de mayor conductividad. Entendemos que una posible mejora de estos debería lograrse reconstituyendo la matriz porosa de manera más eficiente en la vecindad del pozo. ■

## Referencias

- [1] SPE 150492, *Improving Volumetric Efficiency in an Unconsolidated Sandstone Reservoir with Sequential Injection of polymer Gels*, M. Saez, H. Paponi; Pluspetrol, F. Cabrera, G. Muñoz, J. Romero, C. Norman, Tiorco, presentado en el 18th SPE Improved Oil Recovery Symposium en Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 de abril 2012).
- [2] SPE 106592, *Maximizing Well Productivity Through Water and Sand Management – A Combined Treatment*, Phillip D. Nguyen, Stephen R. Ingram and Mauricio Gutierrez, Halliburton.
- [3] P.D. Nguyen et al: SPE 50002. *A New Approach for Enhancing Fracture Conductivity*, presentado en SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, en Perth, Australia, 12-14 octubre.
- [4] SPE 132663, *Maintain Well Productivity Through Inhibiting Scale Formation and Controlling Fines Migration*, P.D. Nguyen et al, Halliburton.
- [5] SPE 112461, *Controlling Proppant Flowback to Maintain Fracture Conductivity and Minimize Workovers – Lessons Learned from 1,500 Fracturing Treatments*, Jim M. Trela et al, Halliburton.