

El yacimiento El Trapial se encuentra en un estadio maduro de recuperación secundaria, con alto corte de agua asociado a la producción de petróleo. El trabajo técnico “Aplicación de nuevas técnicas y productos para control de agua – Historias de casos en el Yacimiento El Trapial” presentado en el II Congreso de Hidrocarburos 2003 hace una revisión de las alternativas disponibles para control de agua y describe dos historias de casos.

Control de agua

Aplicación de nuevas técnicas y productos



Por **Augusto Zubillaga** (Chevron San Jorge SRL);
Mariana Cortona, **Manuel Veiga** y **Norberto Briggiler** (BJ Services S.A.)

El yacimiento El Trapial, operado por Chevron San Jorge, está ubicado en la Cuenca Neuquina, en el oeste de la Argentina. Fue descubierto en 1991, y ya en 1993 se inició la inyección de agua para el proceso de recuperación secundaria. En la actualidad, este prolífico yacimiento tiene activos 275 pozos que producen aproximadamente 10.000 m³/d de petróleo y 36.000 m³/d de agua, desde varias formaciones productivas: Agrio, Avilé y, principalmente, Troncoso; todas ellas de alrededor de 1200 m de profundidad. Por otra parte, se inyectan aproximadamente 46.200 m³/d de agua en 193 pozos inyectoros.

A partir del año 2000 se decide cambiar el esquema de inyección mediante líneas alternadas por otro, tipo *seven spots* inverso, reduciendo para ello el espaciado original de 60 acres (24,3 ha) a 23 acres (9,3 ha) mediante la

perforación *in-fill*. Naturalmente, este cambio en condiciones de explotación ya maduras en el yacimiento trajo aparejado que el corte de agua en los pozos nuevos sea variable, pero cada vez mayor en promedio, llegando a extremos superiores a 80%.

En este sentido, se puede considerar que el yacimiento El Trapial es singularmente representativo de la situación de numerosos yacimientos en el mundo. La producción mundial de petróleo oscila actualmente en 12 millones de m³/d de petróleo, asociados con la producción de más de 50 millones de m³/d de agua. Esta situación ha llevado a que día a día cobre más vigencia aquella afirmación de que en la actualidad, las compañías petroleras serían mejor descritas como compañías productoras de agua (*ref.1*).

La producción de agua es siempre causa de variados problemas en un pozo de petróleo. Puede generar incrustaciones y/o estimular la formación de depósitos orgánicos que restrinjan la producción; inducir migración de finos o directamente desencadenar un proceso de producción de arena de formación; incrementar el costo energético de la extracción de petróleo, tanto por el incremento de la carga hidrostática como por su empleo en la extracción de agua asociada.

De igual modo, se incrementan los costos posteriores de procesamiento, a los que hay que añadir el gasto energético de la propia reinyección de agua. Si se añade la necesidad de minimizar o anular el impacto ambiental, se puede afirmar que, si bien la producción de agua está inevitablemente asociada a la de petróleo, es altamente deseable detener su inicio y reducir su magnitud tanto tiempo como sea posible.

Descartando aspectos obvios, como por ejemplo, una mala aislación de capas acuíferas, la producción de agua está asociada a diversos escenarios (usualmente una combinación de ellos). Son escenarios tales como conificación del agua (especialmente con limitado espesor de reservorio); ascenso de la tabla de agua; vetas de alta permeabilidad en un contexto siempre heterogéneo; *fingering* producido por ser los pozos productores, un “polo” de atracción de baja presión en un yacimiento en recuperación secundaria; o fisuras verticales. Fuere cual fuere el escenario, la causa base es siempre la mayor movilidad del agua respecto del petróleo.

Este trabajo presenta experiencias exitosas del control de agua en el yacimiento El Trapial como ejemplos de sucesivas aplicaciones de tecnologías que, gracias al desarrollo de nuevos sistemas o productos, permiten reducir la producción de agua. Estas experiencias son particularmente interesantes puesto que el yacimiento presenta condiciones especialmente difíciles en más de un aspecto.

Es de destacar, por ejemplo, que los pozos son fracturados hidráulicamente como parte de la terminación, lo cual genera de por sí un escenario extremadamente favorable a la producción de agua en detrimento de la de petróleo; de hecho, es una situación clásicamente considerada muy poco exitosa, puesto que el efecto de la fractura, usualmente, es incrementar la producción de agua y hasta acuatizar el pozo. Por otro lado, el bajo pH del agua producida es un factor que ha representado una seria dificultad para la duración de tratamientos químicos, y más recientemente, la aplicación de conceptos y tecnologías novedosas.

Revisión de alternativas disponibles para control de agua

En la discusión que sigue se dejan de lado temas tales como los medios mecánicos (herramientas), la inyección a presión de cemento o geles inorgánicos para terminar con el aporte de zonas acuatizadas y otras posibilidades que, en realidad, son técnicas de sellado de agua (*water shut-off*), se limitará estrictamente la revisión a técnicas de control de agua, con base en diversos productos o sistemas químicos.

Existen cuatro tipos de tratamientos para control de agua que se inyectan en condiciones matriciales (*ref. 1 y 2*):

- Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes
- Reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR – *Disproportionate Permeability Reducers*)
- Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB – *Selective Permeability Blockers*)
- Modificadores de permeabilidad relativa (RPM – *Relative Permeability Modifiers*).

Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes

Como el nombre lo indica, estos materiales tapan los espacios porales, evitando el movimiento de fluido, generalmente por medio de una reacción química retardada y controlada que permite la inyección profunda del material antes que este reaccione formando un gel tridimensional. Son buenos ejemplos las soluciones de silicato de sodio, activadas internamente con ésteres de urea o resinas aminoplásticas.

Otras opciones incluyen resinas y látex o soluciones de polímeros que gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH para formar precipitados coagulados o geles tridimensionales, tales como aquellos obtenidos por resinas látex o fenólicas. Los sistemas más conocidos se basan en poliacrilamidas reticuladas con cromo y PVA reticulado con glutaraldehído. Son soluciones de baja concentración, bombeadas en un estado no reticulado, por lo que tienen baja viscosidad. Se activan *in situ*, la temperatura las pone en acción y, controladas por reguladores de pH, forman un gel de obturación de alta viscosidad. Ninguno de estos materiales es selectivo, y tapan poros que contengan hidrocarburo y/o agua. Por lo tanto, requieren de medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora de petróleo. Estos tipos de tratamientos pueden ser aceptables si el único factor en la producción de agua es la conificación. En el caso de canalización, *fingering* o zonas de alta saturación de agua asociadas a yacimientos maduros (caso El Trapial), se produce una reducción en la producción de petróleo. Suelen ser de corta duración y comercialmente inaceptables (*ref. 2*).

DPR - Reductores desproporcionados de permeabilidad

Estos materiales también taponan los espacios porales, restringiendo el movimiento de fluido, pero no precipitan, no se hinchan ni se viscosifican tanto en presencia de hidrocarburos (es decir, son parcialmente solubles en petróleo) como lo harían en el caso de estar en un ambiente acuoso. El efecto neto es una reducción de permeabilidad efectiva al agua por un factor mayor que la reducción de permeabilidad al hidrocarburo. Sin embargo, aunque la reducción de la permeabilidad

al petróleo podría ser de más del 90% dependiendo del sistema seleccionado (tal el caso de varios DPR's), la aislación mecánica puede aún ser necesaria como con los bloqueadores de permeabilidad. Los materiales base agua preferidos son los derivados de resinas de madera, que forman un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua. Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, sino que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta. Otros materiales similares para uso en fluidos base aceite, incluye el tetra metil ortosilicato (TMOS) y el etil silicato que reacciona en presencia de agua y forma un gel rígido de sílice. La aplicación de este tipo de materiales no ha sido demasiado exitosa, según se analiza en *ref. 2*.

SPB - Bloqueadores de permeabilidad selectivos

Nuevos sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico – VAS (*Viscoelastic Anionic Surfactant*)– han sido recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de los usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy baja viscosidad efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte. De muchas maneras estos geles son semejantes a aquellos producidos por reticulado de polímeros hidrosolubles (fluidos de fractura, por ejemplo). Sin embargo, como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el reservorio, en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura).

Una vez que se encuentran en los poros de la formación, quedan sujetos a velocidades de corte típicas de aquellas encontradas en la producción radial (menores de 15 seg-1); la viscosidad de estos sistemas VAS podría aumentar tanto como 100 veces, por lo que restringirían el movimiento de fluido. Más adelante se da un ejemplo concreto de este comportamiento.

Debido a la composición química única de estos sistemas especiales VAS, los hidrocarburos los rompen al contactarlos y se revierten a la viscosidad del agua salada base. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente acuohumecta-

dos. Los poros con alta saturación de agua, por otra parte, quedan tapados con un gel de alta viscosidad. Es importante recordar que la ruptura del gel no es instantánea y que, por lo tanto, se puede obtener una respuesta inicial más lenta de los pozos tratados con estos sistemas (*ref. 2*).

Este trabajo presenta experiencias exitosas del control de agua en el yacimiento El Trapial como ejemplos de sucesivas aplicaciones de tecnologías que, gracias al desarrollo de nuevos sistemas o productos, permiten reducir la presencia de agua.

Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)

Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán en la roca los espacios porales. Debido a que son altamente hidrofílicos, atraen el agua y repelen el aceite y, como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo (que a veces es positivo). Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es poco alterada.

Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y, más recientemente, los escleroglucanos. Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y magnesio disminuyen su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos de reservorio.

Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas que forman así terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC – Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio), ver por ejemplo, *ref. 3*. Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a

la temperatura y la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca.

Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes.

Lo ideal sería que los materiales RPM fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación. Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto “negativo”) es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Estos tratamientos, junto a aquellos que emplean SPB, son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se los coloca correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 10.

Los cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja presión alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento, probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

Uso de un RPM en el yacimiento El Trapial

El primer tratamiento para control de agua realizado empleó como RPM el terpolímero anfótero (Poly-DMDAAC) arriba descrito. Se realizó en el pozo ET-18, en la Fm. Troncoso, tratando un total de 7 m de punzados (1250/52 m, 1253/55 m, 1256/58 m y 1268/69m). Era una situación especialmente difícil porque la formación había sido previamente fracturada, una de las condiciones que disminuyen las posibilidades de éxito de manera sensible. Por otra parte, el tramo punzado inferior (potencialmente el mayor productor de agua) estaba muy alejado de los punzados superiores, por lo que es probable que no haya habido una distribución apropiada de tratamiento entre los tramos punzados.

El tratamiento consistió en la sucesiva inyección a régimen matricial de un preflujo, el sistema con RPM y un ligero sobredeplazamiento.

El preflujo tiene como función preparar la matriz de la roca para la fijación apropiada del RPM, removiendo depósitos oleosos y dejando la formación fuertemente acuohumectada. Su formulación base agua con 2% de KCl, incluye también 2% de un material biodegradable, no tóxico que constituye una alternativa a los solventes (especialmente los aromáticos). Este material está preparado en base a terpenos e incluye un paquete surfactante amigable con el ambiente. El volumen inyectado de preflujo fue 5,75 m³.

El RPM terpolímero anfótero se empleó en concentración del 8% usando como vehículo agua con 2% de KCl más el agregado de 10% de solvente mutuo y surfactante para reducción de tensión superficial. El volumen inyectado, 11,5 m³, fue ligeramente sobredeplazado con agua tratada y surfactante.

Resultados

La respuesta inicial del pozo no evidenció mayores cambios, pero finalmente el corte de agua comenzó a bajar acompañado por el incremento de la producción de petróleo; de un 66% de corte de agua, antes del tratamiento, se llegó a alcanzar valores tan bajos como 12%, mientras que la producción de crudo subió de 20/25 m³/d hasta niveles superiores a 70 m³/d (*figura 1*).

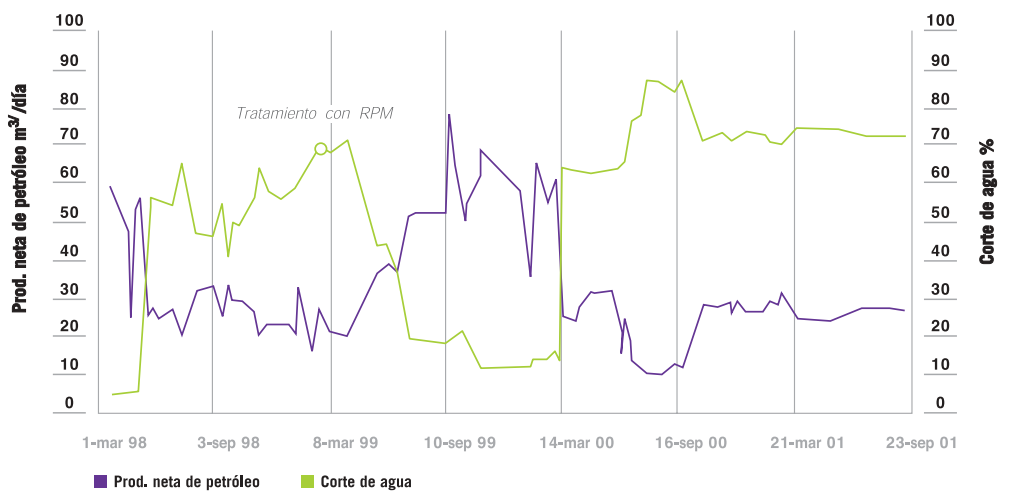


Figura 1. Historia de producción del pozo ET-18

Esta condición no se mantuvo indefinidamente, puesto que luego de alrededor de 8 meses de buena producción de petróleo y bajo corte de agua, de una manera repentina, la situación volvió a valores similares a los anteriores al tratamiento. De todos modos, la producción adicional de crudo que se tuvo durante los 8 meses de resultado efectivo del tratamiento estuvo en el orden de los 8000 m³, equivalente a todo un año de producción del pozo si no hubiese sido tratado.

En consecuencia, pese a la limitada duración del efecto, el retorno económico justificó ampliamente la inversión realizada en el tratamiento, aun con precios de crudo muy bajos.

Fracturación con simultáneo control de agua

Según se mencionó en la introducción, los pozos en El Trapial son siste-

máticamente fracturados como parte de su terminación. La cercanía del contacto agua petróleo en este yacimiento maduro, bajo inyección de agua desde hace casi una década, se traduce en que los pozos nuevos suelen iniciar su producción con un alto corte de agua. En escenarios con cercanía del agua, usualmente las fracturas hidráulicas se traducen en un incremento significativo del corte de agua después de la estimulación, cuando no la acuatización completa de la producción. Un concepto generalizado, aún vigente, es que en estos escenarios es preferible evitar la fracturación hidráulica a toda costa (*ref. 4*).

Diversas técnicas para fracturar en estas condiciones han sido propuestas en el curso del tiempo, como por ejemplo el *Bottom Screen Out*, BSO (*ref. 5*). Sin embargo, tanto los resultados de esa técnica, a veces insatisfactorios, como la propias características de la formación hacían

inviabile la aplicación de esta alternativa.

En el yacimiento El Trapial ha habido casos en que se ha preferido no fracturar, limitándose a punzar la fracción superior del espesor permeable con la técnica EOB (*Extreme OverBalance perforating*). Sin embargo, el muy limitado efecto de estimulación de esta técnica afectó la producción de petróleo negativamente, por lo que no se continuó usándola. El siguiente paso fue afrontar el desafío de fracturar hidráulicamente y al mismo tiempo controlar la producción de agua, haciendo uso de los desarrollos de productos más recientes, en particular los arriba descritos para tratamientos matriciales. En resumen, realizar un tratamiento de “*Conformance-Fracture*”.

Es importante destacar que el desarrollo original de fluidos base VAS fue para obtener un fluido de fractura libre de polisacáridos. Con el ajuste de cationes, concentraciones y pH, se obtiene una variedad de alternativas de fluido de alta viscosidad y excelentes propiedades de transporte (ligadas a la viscoelasticidad). Los fluidos base VAS constituyen una familia con inmejorables propiedades que redundan en una efectividad a más largo plazo: ausencia de sólidos tras la ruptura, acuohumectación (a diferencia de otros surfactantes viscoelásticos catiónicos), mecanismos únicos de ruptura, elevado tenor de sales para compatibilidad con rocas sensibles al agua, etc. Es de destacar que los primeros tratamientos con fluido de fractura base VAS dieron como resultado una notable reducción en el corte de agua, aun cuando el fluido no fue diseñado específicamente para ese efecto (ref. 6).

Concepto de Conformance-Fracture.

Por *Conformance-Fracture* se debe entender toda fractura hidráulica dirigida no solo a estimular sino también a controlar (reducir, minimizar) la producción de agua.

Un tratamiento de control de agua debe proveer un retorno de la inversión en la vida útil de un pozo. Si su producción es muy baja, puede ser

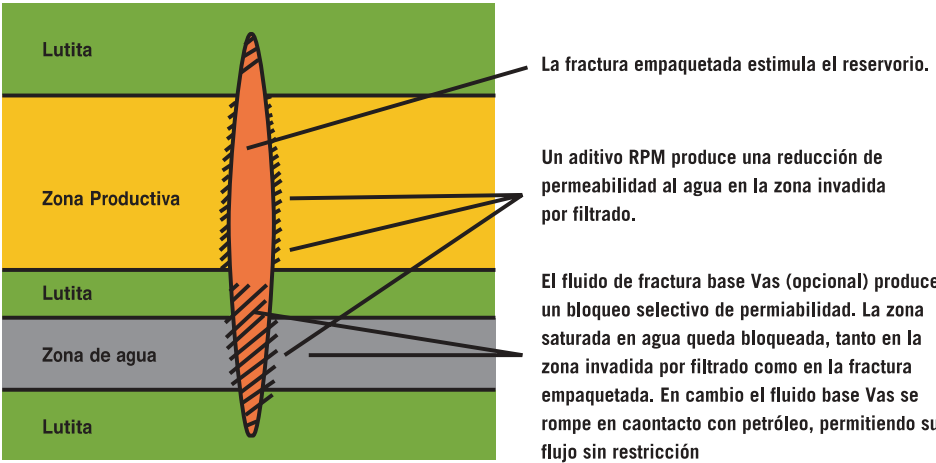


Figura 2 . Concepto de Conformance-Fracture'

que el tratamiento no llegue a pagarse. Estimulando el reservorio primero, la tasa de producción total de fluido puede incrementarse a un nivel económicamente aceptable en pozos marginales y permitir que el tratamiento de control de agua sea también económicamente viable.

En pozos buenos, podría obtenerse un significativo incremento en el retorno de la inversión con la estimulación del pozo, previa al tratamiento de control de agua (o, aún mejor, simultánea). Los pozos dañados deberían ser estimulados, de todas formas, antes de aplicar el tratamiento de control de agua.

Un tratamiento de *Conformance-Fracture* se puede lograr agregando un RPM al fluido de fractura, el cual creará en la región invadida por filtrado una resistencia al flujo de agua en las caras de la fractura. Esta resistencia reducirá el ingreso de agua a la propia fractura empacada. De este modo, la técnica de *Conformance-Fracture* es un método de estimulación selectiva de un pozo. La producción de petróleo se incrementa en forma selectiva mientras la producción de agua disminuye o se mantiene constante.

Además, según lo mencionado anteriormente, el fluido VAS fue originalmente desarrollado para la aplicación en fracturas. Por lo tanto, fue una conclusión natural el extender el concepto de *Conformance-Fracture* para incluir el reemplazo de un fluido de fractura convencional con polímero reticulado –base agua– por uno base VAS.

De esta manera, se incorpora un mecanismo adicional de control de

agua además del provisto por el RPM. Específicamente, un bloqueo selectivo de permeabilidad de la zona acuífera por la viscosidad del fluido VAS. El concepto de *Conformance-Fracture* está ilustrado en la (figura 2).

Conformance-Fracture en el pozo ET 415

La zona productora en el pozo ET-415 es la Fm. Troncoso, que tiene 27 m de espesor y consiste en una arenisca de alrededor de 25 md (0,025 m²) de permeabilidad. El petróleo del reservorio es de 35° API (0,85g/cm³), con viscosidad de 1,5 cp (1,5 Pa.s) a 60° C. Solo los 5 m superiores del tramo fueron punzados en dicha zona. Según se muestra en la (figura 3), no hay ninguna barrera litológica que impida el desarrollo vertical de la fractura hacia abajo.

Aun cuando los tratamientos de fracturación hidráulica en este yacimiento son usualmente pequeños, tipo *skin-by-pass frac*, es inevitable su penetración en la zona acuífera. Si se toma en consideración que el yacimiento está en un estadio maduro de recuperación secundaria por inyección de agua, no resulta llamativo que los pozos fracturados hidráulicamente en el campo tengan una producción con corte de agua inicial de entre un 50% y un 60%.

Debido a los antecedentes disponibles, se decidió realizar un tratamiento de *Conformance-Fracture*. Con ese objetivo se seleccionó el sistema que combina el RPM terpolímero anfótero (Poly-DMDAAC) con fluido base VAS,

a fin de satisfacer, por un lado, la reología de fractura hidráulica, el transporte del agente de sostén y los requerimientos de limpieza (provistos por el VAS) y, por el otro, los requerimientos de control de agua con modificación de permeabilidad relativa (provisto por el RPM terpolímero anfótero) y el bloqueo de permeabilidad selectivo (provisto por el VAS).

Diseño del fluido de tratamiento

Una de las características de los fluidos base VAS es que sus propiedades reológicas son variables con el pH y con las sales que se agregan para proveer el contra-ión (K⁺ o NH₄⁺) necesario para activar el surfactante. Las sales pueden ser muy diversas y seleccionarse según tipo de aplicación y temperatura (ref. 1). El rango usual de viscosidades aparentes elevadas (buenas propiedades como fluido de fractura) tiene un pH que va desde 7,5 hasta 9,0 , lo cual da amplio margen para muy diversas aplicaciones.

En el caso de control de agua, la variable que determina la formulación final del fluido es el pH del agua de formación. Es necesario lograr que el sistema tenga una muy buena viscosidad a bajas velocidades de corte y al mismo valor de pH que el del agua de formación con la que entrará en contacto, una vez inyectado, para que actúe efectivamente como SPB (bloqueador selectivo de permeabilidad).

Por lo tanto es de suma importancia determinar el pH del agua de formación a tratar de manera confiable. Esto requiere efectuarse en la boca del pozo, apenas producida, ya que dicho valor suele variar con el tiempo (por escape de gases disueltos como CO², ►

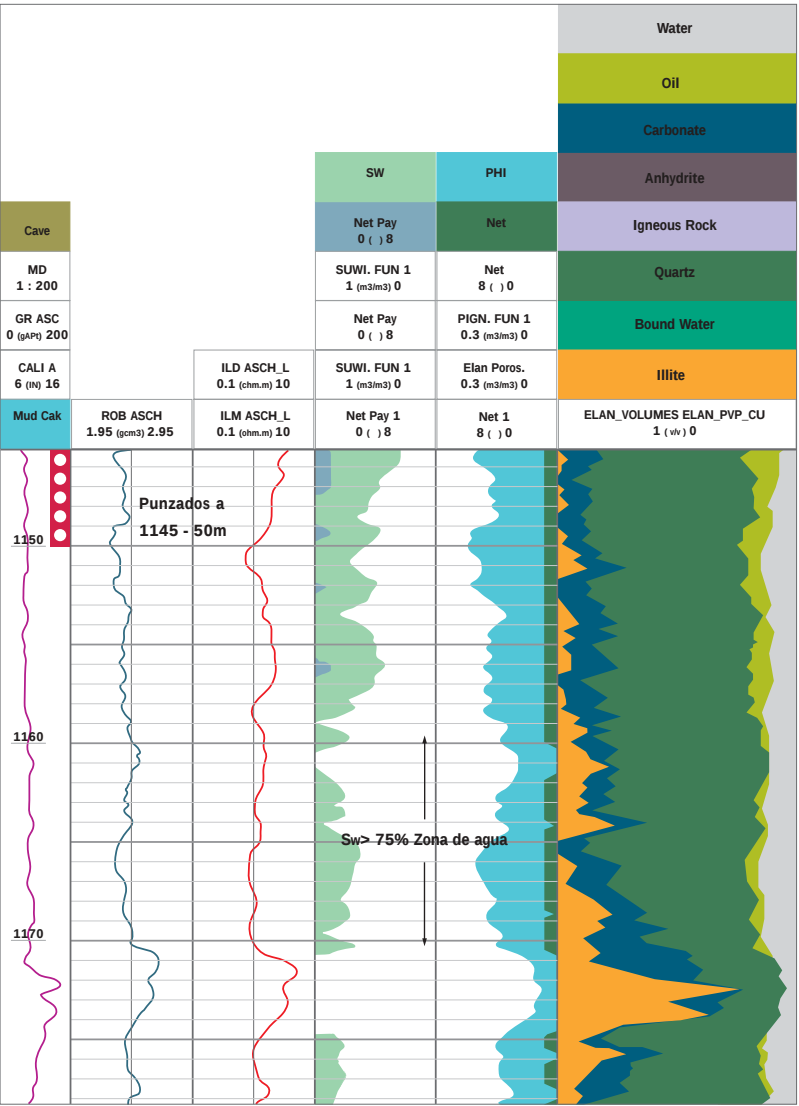


Figura 3. Perfil litológico del pozo ET 415, tratado con una Conformance-Fracture. La parte inferior del intervalo permeable es una zona de agua (debajo de 1158 m), con una saturación de agua de 75%-100%. No hay ninguna barrera que restrinja el desarrollo vertical hacia abajo de la fractura hasta penetrar en la zona de agua.

posibles contaminaciones posteriores, etc.) y alejarse del valor real.

En el caso del pozo ET-415 (y en general, en buena parte del yacimiento, por la información disponible hasta el presente), el pH del agua de formación es 6,5, lo que significó un verdadero desafío desde el punto de vista del diseño del fluido.

Los sistemas base VAS para fractura más usuales que desarrollan viscosidades aparentes muy elevadas, por encima de pH 7,5, a un valor tan bajo como 6,5 pierden viscosidad a tal extremo que no ofrecen capacidad de bloqueo en la formación.

Una alternativa para lograr una buena viscosidad, y quizá las más directa, es usar una alta concentración de VAS. El inconveniente es el costo del producto. Por lo tanto, apuntando a la mejor solución técnico-económica, se procuró optimizar el diseño de fluido a pH 6,5, investigando el efecto de la sal que aporta el contra-cation, variable que, junto con el surfactante aniónico y el pH, define la viscoelasticidad obtenida.

Se estudió, entonces, la acción de numerosas sales alternativas, buscando en todas ellas la presencia del catión K^+ , probando distintas posibilidades, sea generadas *in situ* o agregadas como tales. Se verificaron citrato, fosfato monobásico, fosfato dibásico, acetato, sulfato, oxalato y cloruro, separadas y en algunos casos combinaciones de pares.

En cada caso se requiere determinar primero, cuál es la concentración óptima de sal para obtener viscosidad máxima a pH fijo de 6,5. Esto se realizó “barriando” un rango de concentraciones para obtener el valor que otorga el máximo de viscosidad aparente, tanto a velocidades de corte representativas de la propia operación de fractura hidráulica (ej. 40 s⁻¹) como a velocidades de corte más bajas, representativas de la situación donde el fluido debe actuar como SPB (ej. 5 s⁻¹ o menores). La figura 4 muestra que para el caso del empleo de KCl, la concentración óptima es de 4% en las condiciones bajo estudio, totalmente diferente del óptimo para pH's más usuales (mayor de 10% KCl en la mayoría de los casos).

El mismo proceso se realizó con todas las sales indicadas, variando eventualmente las concentraciones de VAS. A partir de los resultados obtenidos, se comprobó que la mejor solución técnica

co económica fue la constituida por KCl, sal que además de ser económica, permitió trabajar con bajas concentraciones de VAS (2,5 - 3%), obteniendo un producto final de propiedades adecuadas y costo minimizado.

Una vez encontrada la mejor formulación, se investigó el comportamiento del sistema con el pH, determinándose que el rango que proporciona viscosidades aparentes satisfactorias es relativamente pequeño. Como puede observarse en la figura 5,

con pequeñas variaciones por debajo o por encima del valor deseado (pH=6,5), la viscosidad del sistema cae bruscamente.

En la figura 6, se muestra la variación de viscosidad en el tiempo, a la temperatura de fondo y con presión (ensayos en Fann 50). Debe notarse que el ensayo se realizó manteniendo un primer período de 30 minutos con rotación a 40 s⁻¹, típico de condiciones dentro de la fractura mientras se la está desarrollando. Posteriormente,

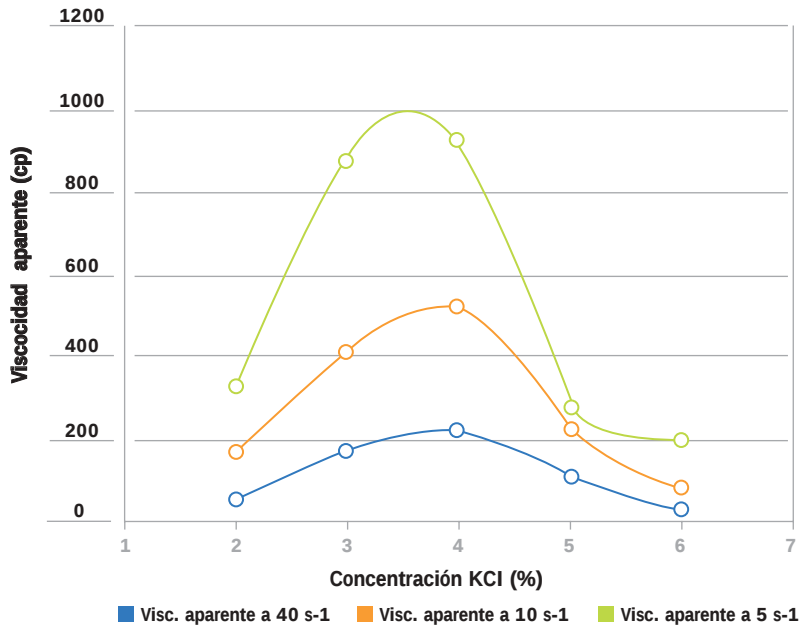


Figura 4. Viscosidad aparente vs. % KCL a pH=6,5

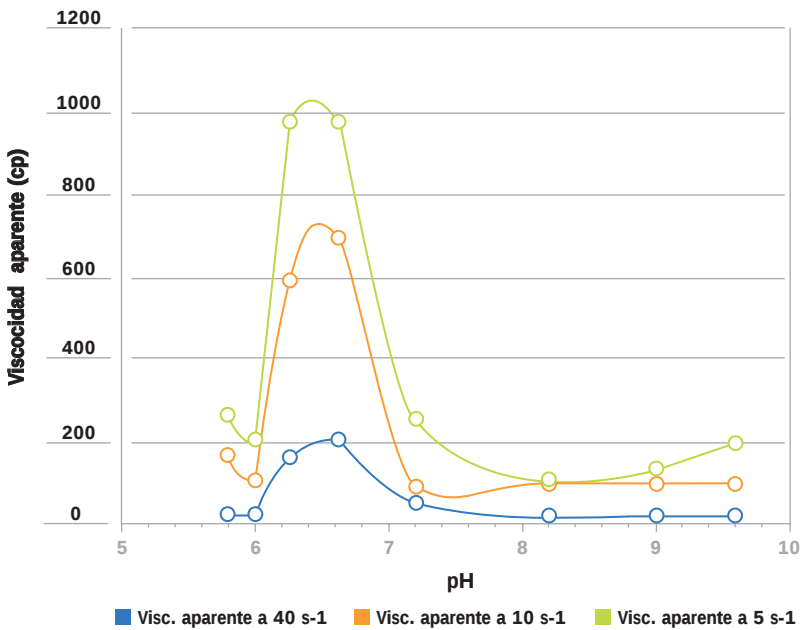


Figura 5. Variación de la viscosidad aparente con el pH

la rotación del viscosímetro se redujo a 5 s⁻¹ para acercarse más a los valores extremadamente bajos de velocidad de corte que se producen cuando el pozo está en producción. De hecho, en el caso de un pozo fracturado, las velocidades de corte que se producen son órdenes de magnitud menores a 5 s⁻¹ debido a la baja velocidad de ingreso de fluido a la fractura a través de sus caras, que ofrecen una enorme área de flujo. Se puede apreciar en la figura 6 que la reducción en velocidad de corte desde 40 s⁻¹ hasta solo 5 s⁻¹ resulta en que la viscosidad aparente del fluido aumenta 10 veces. A menores velocidades de corte, la viscosidad es aún mucho mayor.

Ejecución del trabajo

El tratamiento de fractura realizado fue de pequeña magnitud: se previó colocar solo 7500 lb (3405 kg) de arena 12/20. La planificación del trabajo contempló preparar 50 m³ de

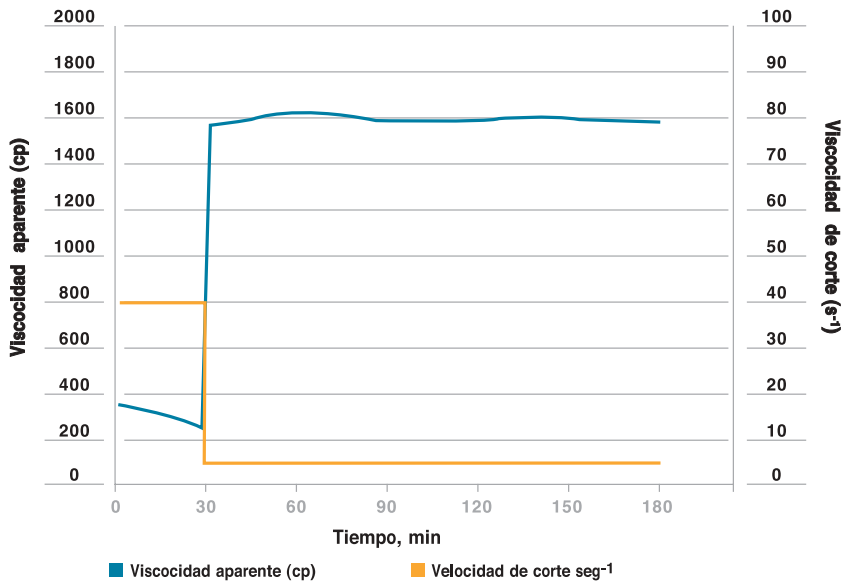


Figura 6. Evolución de la viscosidad en el tiempo. Fluido: 3% VAS + KCl + BUFFER

fluido con 4% de RPM. Se preparó en batch el fluido a pH=6, lo que daba muy baja viscosidad y lo hacía

muy fácilmente manejable: por un lado sin producción de espuma asociada a pH's menores, y por el otro con viscosidad aparente muy baja que facilitaba la succión. El agregado “a la pasada” de regulador permitiría ajustar el pH de bombeo en superficie a valores cercanos a 7. Debe tenerse en cuenta que el solo efecto de la presión modifica el valor de pH reduciéndolo unas décimas (hasta 6,5).

Se bombeó un colchón de 1700 gal (6,4 m³), a un caudal promedio de 17 bpm (2,7 m³/min) y con una presión promedio de 1730 psi (11,9 MPa).

Seguidamente se bombeó una rampa de 65 bolsas (2950 kg) de arena común 12/20 mezcladas con 10 bolsas (454 kg) de un producto para prevenir devolución de arena

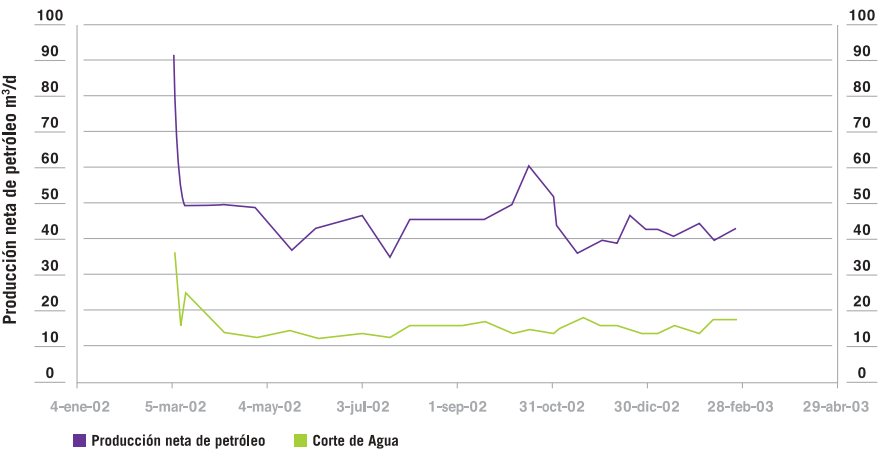


Figura 7. Historia de producción del pozo ET-415

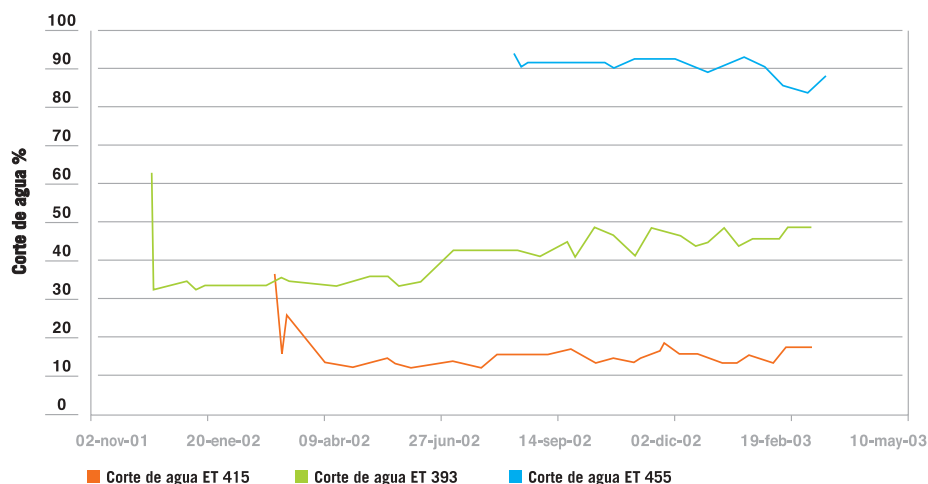


Figura 8. Comparación del corte de agua con pozos vecinos. ET 415 Conformace-fracture. ET 393 y ET 455 Fractura convencional

post-frac (ref. 7). Se alcanzó una concentración máxima de bombeo de 7 lb/gal (840 kg/m³) con un volumen de lechada de 11.280 gal (42,7 m³). Se desplazó con 1560 gal (5,9 m³), deteniendo el bombeo al obtener el volumen previsto con un incremento de presión de superficie debido a un posible arenamiento en los punzados al finalizar.

Resultados del tratamiento

Esta fue una nueva terminación y la zona no había sido probada antes del tratamiento de fractura (la práctica usual en el yacimiento). Los resultados de producción se presentan en la figura 7. La producción del pozo tuvo un 35% inicial de corte de agua pos-tratamiento, muy por debajo de pozos vecinos mejor ubicados estratigráficamente. Aún más prometedor fue el hecho de que, después de dos meses, el corte de agua se estabilizó en 12%. Al momento de escribir este trabajo (12 meses después del tratamiento), el corte de agua está en 17%. Este pozo tiene el menor corte

de agua de todos los pozos de la zona, un verdadero logro por ser fracturado hidráulicamente.

La figura 8 es ilustrativa de las significativas diferencias del yacimiento con dos pozos vecinos en cuanto al corte de agua producida. En uno de ellos, el corte de agua viene incrementándose consistentemente desde poco más de 30% hasta 50%. En el otro, se ha mantenido alrededor de 90%, a partir de su puesta en producción.

Conclusiones

- 1) El uso de un modificador de permeabilidad relativa (RPM) ha probado ser exitoso para controlar agua en condiciones extremadamente difíciles: alta saturación de agua inicial (70% de corte de agua) y en un pozo fracturado. Estas situaciones han sido convencionalmente consideradas inadecuadas para el empleo de este tipo de productos.
- 2) Se han combinado exitosamente

sistemas de fluido base surfactante aniónico viscoelástico (VAS) con un RPM tipo terpolímero anfótero, para proveer dos mecanismos potenciales de control de agua de acción sinérgica:

- modificación de permeabilidad relativa desfavorable al agua y favorable al petróleo;
- bloqueo selectivo de permeabilidad al agua mediante viscoelasticidad.

3) Se ha logrado ajustar la formulación química de un sistema base VAS, para su funcionamiento apropiado con agua de formación de pH bajo (6,5), proveyendo una solución costo-efectiva a una situación especialmente difícil.

4) Se ha demostrado el potencial que ofrece la metodología *Conformance-Fracture* para estimular un pozo con fractura hidráulica y controlar la producción de agua simultáneamente. ■

Reconocimientos

Los autores desean expresar su reconocimiento a Chevron San Jorge y a BJ Services por el permiso de publicar este trabajo. También se agradece a Gino Di Lullo por sus valiosas recomendaciones, ideas y orientación para el desarrollo y aplicación especial de los conceptos empleados.

Referencias bibliográficas

1. Di Lullo, G., Rae, P. y Curtis, J.: "New Insights Into Water Control – A Review Of The State Of The Art – Part II", paper SPE 79012, Calgary, Alberta, Canadá, noviembre 2002.
2. Di Lullo, G. y Rae, P.: "New Insights Into Water Control – A Review Of The State Of The Art", paper SPE 79963, presentado en la 2002 Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, octubre 8-10.
3. Stanley, F. O., et al.: "Improving Hydrocarbon/Water Ratios in Producing Wells – An Indonesian Case History Study", paper SPE 36615, presentado en la 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, octubre 6-9.
4. Recent Advances In Hydraulic Fracturing – SPE Monograph Volume 12, Gidley, J.L. et al. (eds.) first printing, Society of Petroleum Engineers, Richardson TX (1989) 243.
5. García, D., Prioletta, A. y Kruse, G.: "Effective control on vertical fracture growth by placement of an artificial barrier (Bottom Screenout) in an Exploratory Well" presentado en la 2001 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, marzo 25-28.
6. Di Lullo, et al.: "Towards Zero Damage: New Fluid Points the Way," paper SPE 69453, presentado en la 2001 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, marzo 25-28.
7. Rae, P., Briggiler, N., Di Lullo, G. y D'Huteau, E.: "New Technique for Proppant Flowback and Improved Fracture Conductivities", paper SPE 69580, presentado en la 2001 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, March 25-28.