

“Tratamiento de bloqueo de agua usando geles para alta temperatura. Experiencia Vizcacheras”

Por *Isabel Vega, Álvaro Campomenosi y Ma. Isabel Hernández* (Y-Tec S.A.); y *Diego Moglia y José Peltier* (YPF S.A.)

En este trabajo se relata la implementación exitosa, si bien en plena etapa de evaluación, de geles bloqueantes en pozos productores, con el fin de controlar la producción de agua.

La inyección de geles bloqueantes en las cercanías de pozos productores es una técnica empleada para el control de producción de agua. Si bien muchas veces los ensayos experimentales previos a la implementación son subestimados a la hora de planificar un tratamiento en campo, estos brindan información valiosa que incrementan considerablemente las posibilidades de éxito.

Se realizó una implementación exitosa, que aún está en etapa de evaluación, de un tratamiento de bloqueo de agua en un pozo del yacimiento Vizcacheras-Mendoza. Se pensó en el bloqueo superficial de punzados, como cementación, aislación mecánica con *Casing Patch* o sarta de aislación, que luego se descartó porque se decidió alcanzar una mayor penetración para aumentar la eficiencia de bloqueo de agua. El objetivo del trabajo fue identificar y ajustar un sistema de gel bloqueante para las condiciones de este campo, de alta temperatura y salinidad, con el fin de reducir el corte de agua producida de un pozo completado en la formación Papagayos, cuyo mecanismo de producción es por empuje hidráulico de acuífero activo, el cual ha dejado petróleo "Ático" sin barrer.

La temperatura de la formación es de 95 °C, la salinidad aproximadamente de 76.000 ppm y la permeabilidad promedio de la arenisca de 1D.

Ensayos de laboratorio previos a la implementación

Dadas las condiciones extremas de la formación, es que se trabajó fuertemente en el ajuste del sistema bloqueante que soportaran las condiciones antes mencionadas.

Los parámetros por evaluar del gel en laboratorio fueron los tiempos de gelificación inicial (Tgi), la fuerza de gel y la estabilidad del gel en el tiempo a 95 °C.

Como criterios de selección se fijaron los siguientes:

- Tgi lo más alto posible para alcanzar una mayor penetración.
- Gel robusto (apenas deformable).
- Estable en el tiempo (Sinéresis del gel < 5%).

Cabe aclarar que el establecimiento del Tgi es muy importante, ya que es indicativo del tiempo que se dispone para bombear el tratamiento antes de comenzar la gelificación.

Se evaluaron tres sistemas disponibles, especialmente diseñados para altas temperaturas, basados en entrecru-

Polímeros	Agente entrecruzante		
	Polietilenimina (PEI)	silano	Hexametilentetramina (HMTA) Hidroquinona (HQ)
Alcoflood 259	x		
Alcoflood 955	x		
HPAM		x	
Copolímero HPAM-AMPS	✓		
Copolímero HPAM-AMPS			✓

Tabla 1. Resumen de resultados de geles para alta temperatura.

NOTA: No colocaría nombres comerciales).

zadores orgánicos, ya que se han informado muy buenos resultados para condiciones muy similares (EL Karsani *et al.* 2012; Prado *et al.* 2005). En la tabla 1 se resumen los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

Como puede observarse, solo los sistemas formulados con un copolímero de acrilamida y un monómero sulfonado derivado de la acrilamida (AMPS), que son más resistentes a las altas temperaturas y salinidades, lograron gelificar.

Tanto los geles formados con el entrecruzante polietilenimina (PEI) como los entrecruzados con Hexametilentetramina (HMTA)/Hidroquinona (HQ) dieron los resultados esperados. Seleccionamos por este último sistema, dado que su Tgi era más elevado, acorde al criterio que se había establecido.

A fin de optimizar la formulación, se realizaron varios experimentos de estabilidad y fuerza de gel durante dos meses para analizar la eficiencia de los mismos. En la tabla 2 se resumen los resultados obtenidos. Para evaluar la fuerza de gel se utilizó el código de consistencia de *Sydansk* (Sydansk, 1993).

Códigos de consistencia de Sydansk

- A: solución viscosa
- B: gel altamente fluido
- C: gel fluido
- D: gel moderadamente fluido
- E: gel ligeramente fluido

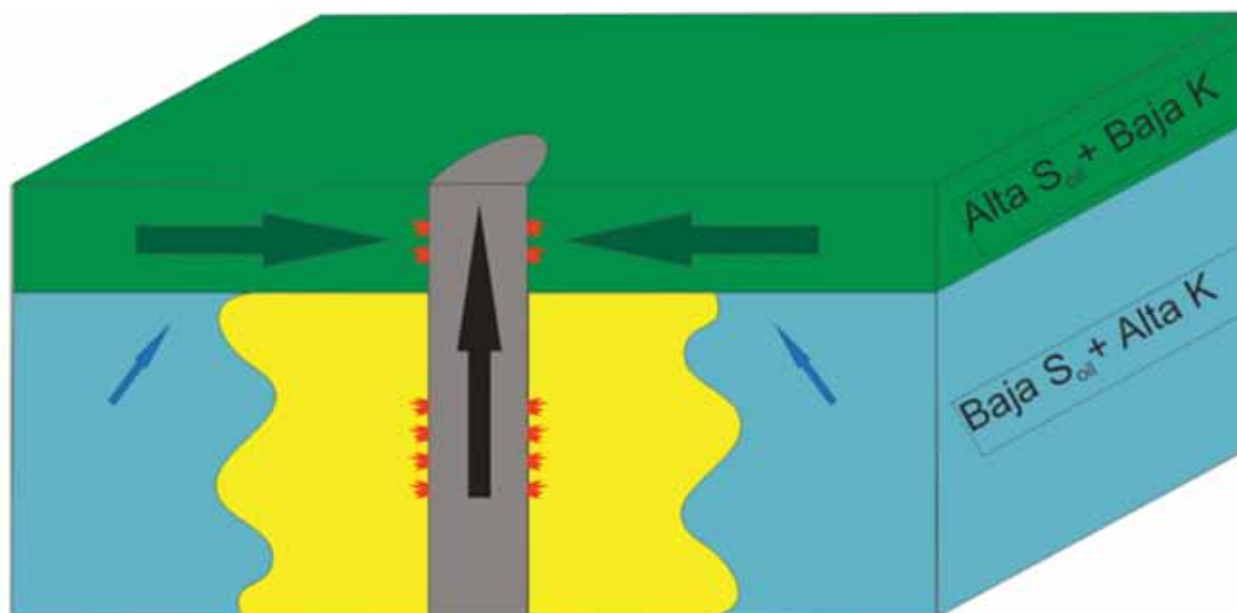


Figura 1. Esquema de pozo, bloqueo con gel de los punzados inferiores en la zona del acuífero activo.

Formulación	Copolímero HPAM-AMPS (%p/p)	HMTA (%p/p)	HQ (%p/p)	Código de consistencia					
				1 día	2 días	7 días	14 días	30 días	60 días
1	1,2	1,9	1,4	H	H	H	H	H	H
2	1,0	1,6	1,2	H	H	H	H	H	H
3	1,0	1,3	1,0	H	H	H	H	H	H
4	1,0	1,0	1,0	H	H	H	H	H	H
5	1,0	0,5	0,4	F	G	G	G	G	G
6	1,0	0,1	0,1	A	B	C	C	C	C

Tabla 2. Resumen de resultados de consistencia y estabilidad en el tiempo.

- F: gel altamente deformable
- G: gel moderadamente deformable
- H: gel ligeramente deformable
- I: gel rígido
- J: gel "ringing"

De los seis sistemas ensayados, se escogió el #4, dado que era el que menor proporción de polímero entrecruzante contenía sin perder la consistencia deseada (H). En la figura 2 se muestra el gel obtenido.

En cuanto a la estimación del tiempo de gelificación inicial (Tgi), se realizó por monitoreo de la viscosidad en función del tiempo, utilizando para ello un viscosímetro Brookfield DV-III Ultra. La transición sol/gel se identifica por un cambio abrupto de pendiente en la viscosidad. En la figura 3 se muestran las curvas obtenidas para los sistemas #1 y #4.

Se escogió el sistema #4, ya que presentó un Tgi de 460 minutos, mientras que el #1 gelificó 100 minutos antes.

Implementación en campo

Diseño del tratamiento: se decidió inyectar 500 bbl de gelificante en tres etapas en los punzados inferiores de



Figura 2. Aspecto del sistema #4: gel ligeramente deformable.

la Fm. Papagayos. Esta estrategia era para asegurar la completa invasión del gel y posterior bloqueo en las cercanías de pozo. Se inyectó un primer batch de 300 bbl a un caudal cercano a los 160 m³/día. Luego de la inyección completa de este volumen, no se registró cambios de presión en boca de pozo. El pozo se cerró por 48 horas, para asegurar completa gelificación y máxima consistencia. Se colocó un segundo batch de 100 bbl y se bombeó a idéntico caudal que en el primer caso. Desde el inicio se observó respuesta de presión en boca de pozo, por lo que el bloqueo del primer "batch" había sido exitoso. Hubo un incremento paulatino de la presión durante la inyección, que no superó la presión de fractura.

El tercer "batch", de 100 bbl, se bombeó a menos de la mitad de caudal de los primeros "batches" para no superar la presión de fractura. En la figura 4 se muestra el esquema de pozo.

La mezcla de los entrecruzantes con el agua se realizó en una pileta de 60 m³ hasta llegar a una solución homogénea de HMTA e HQ de concentración 1% p/v en una de ellas. Luego esta solución fue bombeada a un tanque mezclador, allí se puso en contacto con el polímero sólido, que fue dosificado con una bomba a tornillo calibrada para que la concentración del mismo sea del 1% p/v. Si bien la dispersión del copolímero fue en el tanque, la hidratación completa ocurrió durante la inyección del sistema en el pozo (Figura 5).

Para asegurar la calidad requerida de la formulación en cada batch, se realizó un control estricto del proceso de dilución de cada uno de los reactivos y el monitoreo de la viscosidad de cada uno de los batches preparados. Asimismo, se tomaron muestras y se monitorearon en estufa para corroborar la consistencia final de cada uno de ellos y evaluar su estabilidad en el tiempo.

Todas las muestras de campo evaluadas presentaron la misma consistencia (H) y, por otro lado, fueron estables por

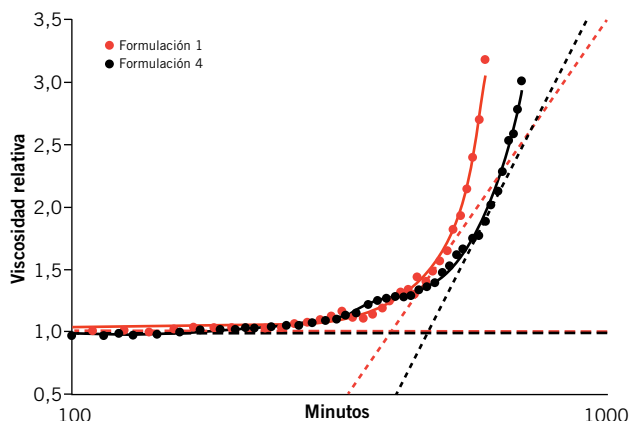


Figura 3. Determinación del Tgi sistemas #1 y #4.

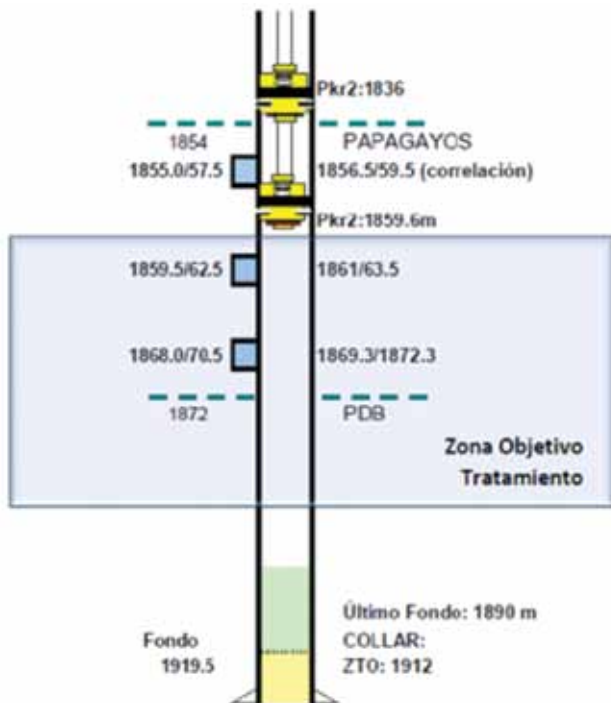


Figura 4. Esquema de pozo.

más de un mes. De acuerdo con estos resultados, todas corresponden a un sistema 1:1:1 (% p/p) en polímero: HMTA: HQ. En la tabla 3 se resume los resultados obtenidos para los geles de las diferentes etapas durante el piloto de campo.

Una vez en producción, se realizaron controles con camión tanque en boca de pozo y estos dieron un corte de petróleo del 7%, el corte promedio general del campo fue del 2%. Cabe destacar que este pozo estaba totalmente acuatizado antes del tratamiento.

Muestra	Evaluación de gel en el tiempo				
	24 horas	48 horas	1 semana	2 semanas	1 mes
Etapa 1	H	H	H	H	H
Etapa 2	H	H	H	H	H
Etapa 3	H	H	H	H	H

Tabla 3. Resumen de consistencia y estabilidad de los geles inyectados en el piloto de campo.

Conclusiones

- La formulación propuesta para el tratamiento de bloqueo se comportó de manera robusta, generando bloqueo en los punzados inferiores, ya que se observó aumento de presión en boca durante la inyección y luego, al abrir el pozo, la presencia de gel en el “tubing” que impidió la circulación por directa, soportando esfuerzos superiores a los que tendría en formación.
- La integración de los resultados de laboratorio en conjunto con los de reservorio, además del soporte de todas las áreas intervinientes en el proyecto durante la implementación en campo, crean un escenario propicio que minimiza la incertidumbre en los tratamientos con geles bloqueantes. ■

Bibliografía

El-karsani, K. S. M.; G. A. Al-Muntasheri y I. A. Hussein (2014, February 1). *Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/SPE 163100-PA.

Prado, M., J. Palencia; M. Reyna; I. Fernández; J. Espinoza, y O. Rauseo (2005, January 1). *Two Different Water Shutoff Applications in a Poorly Consolidated Sandstone Reservoir with Strong Waterdrive*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/SPE 93060-MS.

Sydansk, R. *Acrylamide-Polymer/Chromium (III) – Carboxilate Gels for near Wellbore Matrix Treatments*. SPE Advanced technology Series, Bol 1, N° 1, 1993.



Figura 5. Circuito involucrado en el mezclado y el bombeo del gelificante.