

MÚLTIPLES APLICACIONES DE FLUIDOS DE ÚLTIMA TECNOLOGÍA: VISCOELÁSTICOS EN ECUADOR

Ricardo Guerra, Jorge Bohórquez
BJ Services

SINOPSIS

Ecuador ha sido pionera en el uso de nuevas tecnologías en sistemas de tratamientos para el incremento en la productividad de pozos. Uno de estos sistemas es el uso de fluidos viscoelásticos. Esta tecnología ha sido utilizada con éxito y en múltiples facetas en el Ecuador. El amplio rango de aplicaciones incluye limpieza de pozos, fracturamiento hidráulico, control de agua y control de arena.

Los fluidos viscoelásticos son aquellos que poseen surfactantes que crean micelas las cuales en presencia de ciertos iones "counter ions" forman agregados anisométricos tridimensionales que imparten al fluido propiedades de suspensión y adelgazamiento con la velocidad de corte superiores a los fluidos base polímetro. En presencia de alcoholes, glicoles e hidrocarburos comienzan a quebrarse. Esta propiedad hace que estos fluidos no generen ningún tipo de daño en la formación ni en empaques de apuntalante. A su vez por sus características de agregados tridimensionales son excelentes para el bloqueo de zonas productoras de agua.

El primer uso del fluido viscoelástico en Ecuador fue como fluido de limpieza en 1000 pies de sección horizontal con tubería flexible. Luego de la limpieza se obtuvo un incremento en la producción de 1000 a 1400 BOPD y una reducción en el corte de agua del 72% al 31%. Su segundo uso fue en una fractura hidráulica, logrando un incremento en la producción de 112 a 550 BOPD. El tercer uso fue como fluido de control de agua obteniendo un incremento en la producción de 221 a 352 BOPD y reducción del corte de agua del 54% al 34%. La última aplicación fue como fluido de empaque con grava.

Debido a los éxitos logrados anteriormente, se tiene pautado para este año continuar con las fracturas hidráulicas, realizar tratamientos de control de agua y continuar su aplicación en operaciones de control de arena.

INTRODUCCION

Los surfactantes viscoelásticos pertenecen a los compuestos que pueden formar micellas (esferulíticas, anisométricas, lamelares ó cristales líquidos) en presencia de “iones de carga contraria” en sistemas acuosos, impartiendo viscosidad al fluido⁽⁵⁾. Las miscelas anisométricas presentan un comportamiento reológico similar al de los polímeros. Cuando la solución que contiene el surfactante alcanza la concentración crítica del ión de carga contraria, las micelas esferulíticas (esféricas o en forma de disco) se unen entre ellas elongándose y tomando la forma de gusano. En la medida que la concentración de este ión incrementa, las micelas en forma de gusano se entrelazan, formando una estructura tridimensional que proporciona al fluido características superiores de esfuerzo al corte y suspensión.

Recientemente los fluidos viscoelásticos han sido utilizados para diversas aplicaciones en la industria del petróleo como enfoque para mejorar la productividad de los pozos. Estas aplicaciones incluyen su uso en fracturas hidráulicas y frac-packing a fin de eliminar el daño de polímero por el residuo dejado en el empaque de fractura. Los fluidos de fractura deben tener baja viscosidad en los tubulares y suficiente viscosidad en la fractura para transportar el agente de sostén. Estos deben romperse para generar un fluido limpio de baja viscosidad libre de fragmentos de polímeros y residuos para permitir una limpieza del empaque más rápida y por lo tanto una alta productividad⁽¹⁾. Los fluidos de fractura modernos incluyen los de baja carga polimérica con rompedores enzimáticos o encapsulados que mejoran la degradación de las cadenas poliméricas, transformándolos en soluciones de azúcar. Los fluidos viscoelásticos, al no tener polímeros, generan una permeabilidad retenida mucho mayor, cerca o aún mayor del 100%.

Otra aplicación es como fluido bloqueador de la producción de agua que en conjunto con los polímeros amfotéricos, presentan características que mejoran cuantiosamente la efectividad de los tratamientos de control de agua. Lo anterior abre una nueva clasificación de estos fluidos, saliendo de la clásica la cual deriva los tratamientos en: (1) Métodos mecánicos, (2) Cementos, (3) Geles Inorgánicos, (4) Geles Orgánicos, (5) Modificadores de permeabilidad relativa y la nueva, (6) fluidos viscoelásticos.

Una nueva aplicación es como fluido de limpieza en pozos horizontales. La limpieza de pozos horizontales ha sido tema de investigación de desarrollo tecnológico. Convencionalmente se han utilizado píldoras viscosas y diversas técnicas de velocidad de entrada y salida de la tubería flexible así como la combinación de fluidos de desplazamiento a diversas tasas de bombeo. El éxito de limpieza es limitado debido a que no se alcanzan los caudales deseados por la limitación de los diámetros de tubería utilizados. Por ello ha sido necesaria la frecuente repetición de este estilo de limpiezas. La última tecnología para la remoción efectiva de arena es la combinación de la tubería concéntrica y toberas especiales que crean vacío en el fondo del pozo y succionan las partículas de manera eficiente⁽²⁾. Esta última tecnología adicionalmente se utiliza para remover partículas aún dentro de la formación, eliminando daño y en cierta forma estimulando la zona productora⁽³⁾. Sin embargo experimentalmente se comprobó en Ecuador que las características de los fluidos viscoelásticos aportan una nueva ventana tecnológica para la limpieza de pozos horizontales. Estos fluidos con su propiedad de adelgazamiento a altas tasas de corte, permiten su bombeo a través de tubería flexible a altas tasas y, luego de ingresar el fluido al anular, incrementa su viscosidad, permitiendo un acarreo óptimo para la arena. La combinación de alta

tasa con alta viscosidad es la clave para limpiezas de tubulares cuando la tubería concéntrica presenta limitaciones por los diámetros de los tubulares del pozo.

Química del fluido viscoelástico

Este fluido basado en agua originalmente fue desarrollado para realizar fracturamientos hidráulicos.^(5, 7) La viscoelasticidad es obtenida por la adición de tres componentes al agua: un surfactante aniónico amigable al ambiente (SAAA), un sal inorgánica con carga contraria al surfactante) y un controlador de pH (que posee el mismo catión que el sal). Dado que la mezcla es libre de sólidos, puede fácilmente penetrar la matriz de la formación a pesar de poseer una alta viscosidad. El fluido puede ser quebrado externamente por el contacto con hidrocarburos, ácidos, glicoles, o solventes mutuales, o por dilución con agua de diferente pH. Una vez quebrado, el fluido vuelve a tener la viscosidad de agua, y no deja ningún residuo polimérico, ya que no contiene polímeros.

Dependiendo de las propiedades reológicas requeridas para las condiciones específicas del pozo, el sistema viscoelástico podría ser preparado con diversas sales, o mezclas de los mismos, incluyendo los citratos, persulfatos, cloruros, fluoruros y fosfatos. Los cationes más frecuentemente utilizados son el potasio y el amonio, ya que son excelentes estabilizadores de arcillas.

Para aplicaciones de fracturamiento hidráulico, las sales de amonio son las preferidas debido a su volatilidad. La tendencia del amonio de escaparse de la solución reduce su concentración dentro del fluido base, causando una desestabilización del gel viscoelástico. Este mecanismo de auto-ruptura del gel es deseable para fluidos de fracturamiento.

La parte aniónica del sal también es importante ya que afecta el rango activo de pH del sistema y su estabilidad con temperatura. Las sales de citrato y persulfato producen viscosidades máximas a pH 6.2 y su rango activo de pH es de 5.7 a 7.5. Las sales de cloruro producen viscosidades máximas a pH 7.8 y su rango activo de pH es de 7.5 a 8.5. Las sales de fosfato y fluoruro producen viscosidades máximas a pH 8.5 y su rango activo de pH es de 6.8 a 10.5. Los fosfatos y fluoruros producen más de 25% de viscosidad que las otras sales ensayadas con concentraciones equivalentes de surfactante. Las sales de fluoruro son particularmente útiles en pozos calientes, ya que producen una viscoelasticidad estable a temperaturas hasta 250 °F.

También el pH del fluido decrece con el incremento de la temperatura, y si uno de estos escenarios ocurre durante la limpieza del pozo, no es necesaria la adición de un rompedor adicional.

FRACTURAS HIDRÁULICAS

Se han realizado hasta el momento tres fracturas hidráulicas con dos diferentes diseños del SAAA para obtener la reología apropiada dependiendo de las condiciones de pH y temperatura en la formación. En el primer diseño se utilizó 3% del surfactante viscoelástico, 3% del sal de amonio como ión de carga contraria (cloruro de amonio) y 1.5% de solución buffer para obtener

el pH de 7, el cual corresponde al pH natural de la formación. Las sales de amonio son usadas para rangos de pH que van de 7 a 10. La temperatura de diseño de este fluido fue de 125°F.

Para los dos siguientes trabajos se realizó el diseño con una concentración de SAAA de 4% y como contra catión sal de potasio. En este caso el fosfato dibásico de potasio (KH_2PO_4) fue en el que las mejores propiedades de viscosidad y estabilidad a la temperatura fueron observados. Estos dos trabajos trabajaron en las condiciones de 220°F y 7.2 de pH. La concentración del SAAA usada fue del 3.5%, la sal de potasio 14% p/v, la base para controlar el pH fue del 7% del KOH, adicionalmente, se agregó ácido fosfónico y una solución buffer en pequeñas cantidades a fin de proporcionar mayor estabilidad al fluido por efecto de la temperatura.

Fractura 1.

En Diciembre del 2001 se realizó la operación de fracturamiento hidráulico del intervalo cañoneado 3,656'-3,676' en este pozo. El intervalo de tratamiento se encontraba aislado en la parte inferior con un tapón tipo CIBP @ 4500'. En la parte superior o tope superior, el intervalo de tratamiento fue aislado con un empaque tipo Fullbore sentado @ 3544'. Se realizaron los siguientes tratamientos: Bombeo y Remojo de Solvente, Minifrac, Fracturamiento hidráulico.

Se logró un empaquetamiento, colocando en la formación 20,000 lbs de CarboLite 20/40. Se obtuvo el arenamiento durante la etapa de desplazamiento llegando a una presión máxima de 6100 psi y 18 bbls de desplazamiento de un total de 23 bbls programados como volumen de desplazamiento. Los parámetros obtenidos de la fractura de muestran en la *Tabla 1*.

El fluido de fractura utilizado para el fracturamiento del intervalo en referencia fue



En referencia al fluido de fractura. La baja temperatura de fondo de 125°F significó que la selección de la sal no tuvo limitación alguna. Sin embargo la sal de cloruro de amonio como ión de carga contraria se seleccionó con el fin de utilizar la propiedad de evaporación del amonio como mecanismo interno de ruptura del gel. El pH fue ajustado alrededor de 8 a fin de evitar la desestabilización del fluido al contactar la formación, cuyo pH era de 6.8.

Luego de la fractura se instaló una bomba para iniciar su producción, los resultados no fueron satisfactorios, por ello se realizó una prueba de presiones, la cual indicó una presión de yacimiento de 230 psi en lugar de las 770 psi esperadas. A pesar que el trabajo fue exitoso desde el punto de vista de ingeniería, los resultados de producción indicaron que el yacimiento no es económicamente rentable al no existir conexión con la parte norte (más productiva) de la formación.

Fractura 2.

En Mayo de 2002 se realizó la estimulación por fracturamiento hidráulico en el intervalo cañoneado 9,612'-9,642', 9,655'-9,658' de la formación arena "U" de este pozo.

El pozo fue perforado teniendo como objetivo principal la formación inferior (9,964'-9.978, 9,989'-10,001'), la cual fue invadida por el agua en Marzo de 1996. Una arena superior fue inicialmente probada en Marzo de 1996 y previo a la operación de fracturamiento hidráulico el pozo se encontraba cerrado.

Con los valores de ISIP, Presión de cierre en superficie obtenida de la prueba de Minifrac, se determinó el gradiente de fractura en el intervalo de tratamiento y con éste se “ajustaron” los esfuerzos o “stress” de la columna estratigráfica considerada en el diseño preliminar de fracturamiento. Finalizado el minifrac, se diseñó un nuevo programa de bombeo en el que contemplaba una concentración de agente de soporte, CarboLite 20/40, creciente desde 0.5 ppg hasta 8.0 ppg, la etapa de 0.5 ppg se consideró para reducir o minimizar el efecto de tortuosidad. Los principales parámetros de tratamiento obtenidos durante la operación de fracturamiento hidráulico se resumen en la *Tabla 2*.

Fractura 3.

El fracturamiento hidráulico en este pozo fue llevado a cabo en Septiembre del 2002, intervalo 9660'-9740'. Se utilizó SAAA al 3.5% como fluido de fractura (base agua) y como agente de sostén CarboLite 20/40.

Una vez obtenido el match de presión del minifrac, se hizo el diseño final, en el cual el volumen del colchón fue de 345 Bbls. Durante todo el tratamiento el fluido estuvo en óptimas condiciones. Los parámetros obtenidos se resumen en la *Tabla 3*.

CONTROL DEL AGUA

El sistema de surfactante viscoelástico aniónico ha sido mezclado y usado en conjunto con los polímeros amfotéricos (PA) recientemente. Históricamente, el uso de los PA no ha resultado siempre satisfactorio. Con el fin de fortalecer las características de control de agua de estos PA, el SAAA fue adicionado al sistema. Con esta combinación, se crea un fluido único con características reductoras y bloqueadoras del agua, sin afectar la producción de hidrocarburo significativamente.

En los campos de Ecuador los tratamientos de control de agua han sido utilizados hace cerca de 12 años. Diversos tipos de tratamientos han sido probados con una baja tasa de éxito. En 1993 los PA se utilizaron con éxito y un año después fueron suspendidos los tratamientos debido a la baja tasa de éxitos en ese año. En Agosto del 2001 el nuevo sistema de combinación de PA y SAAA fue implementado.

Caso Histórico de Control de Agua

Se realizó el tratamiento en un pozo vertical en una formación arenisca, la cual estaba siendo inundada por agua. Los parámetros del yacimiento son:

Temperatura (°F):	190
Presión de yacimiento (psi):	3,800
Permeabilidad absoluta (md):	50
Porosidad (%):	15
Viscosidad del Petróleo (cp):	1.672
API:	28
Intervalo Perforado (ft):	57
Salinidad (ppm CL-):	9,982
pH del agua a TFS:	6.5
CBL, VDL:	OK
OD Revestimiento y tub de Prod (in.):	7, 3½
Profundidad (ft):	10,215

Tratamiento

Preflujo: Agua filtrada + 2.5% KCl + 0.4% surfactante no iónico + 3% solvente mutual + 0.3% SAAA

Tratamiento principal: Agua filtrada + 6% KCl + 4% SAAA + 5% PA + 2% KH₂PO₃

Desplazamiento Crudo limpio.

El tratamiento se mezcló en bache logrando un pH final de 7.00

Información de producción

Antes del Tratamiento	2 Días Después	21 Días Después	3 Meses Después
Agosto 19	Agosto 22	Septiembre 12	Noviembre 20
448 BFPD	842 BFPD	504 BFPD	486 BFPD
206 BPPD	482 BPPD	287 BPPD	272 BPPD
54% Corte del agua	42.8% Corte del agua	43% Corte del agua	44% Corte del agua

Las pruebas de producción muestran una disminución en el corte de agua sin ser lo suficientemente significativo, pero es el primer pozo en Ecuador en donde se intentó el tratamiento. Mejoras en el diseño han sido realizadas en base al agua de formación a su mecanismo de producción, en el presente año (2003), se intentará realizar nuevamente tratamientos de control de agua con los ajustes necesarios para mejorar los resultados.

El sistema combinado PA y SAAA ha sido utilizado exitosamente en otras áreas de Latinoamérica, pero cada campo tiene su condición propia de tratamiento, por ello, el éxito del sistema se desarrollará en la medida que se realicen nuevos trabajos.

LIMPIEZA DE POZOS HORIZONTALES

La operadora de este campo produce de arenas inconsolidadas, por lo cual la producción de crudo es acompañada con producción de arena. Debido a ello, las limpiezas mecánicas se efectúan con regularidad. Históricamente se han realizado limpiezas con tubería flexible y píldoras poliméricas. Se ha observado que luego de estas limpiezas, la producción de fluido ha sido disminuida. Ello es atribuido a los residuos de gel que quedan atrapados en las gargantas porales obstruyendo el flujo de hidrocarburos, a su vez se sospecha de la obstrucción de los perforados por la misma arena que es removida.

Con vista en lo anterior se decidió utilizar un fluido libre de polímero, fácil de romper luego de la limpieza y con buenas características de acarreo de hidrocarburos. El sistema adecuado fue el SAAA.

Caso histórico

El pozo en mención tiene una sección horizontal de 1000 pies. El reto era la limpieza de 100 pies de arena en fondo de la sección horizontal, la cual presenta baja presión de yacimiento (2200 psi @ 7700 pies TVD), una alta permeabilidad y temperatura de fondo de 195°F. Cualquier fluido polimérico en estas condiciones causaría daño en la formación.

Mediante ensayos de laboratorio se seleccionó la mejor combinación de fluido viscoelástico, teniendo en cuenta las condiciones de yacimiento. En estos ensayos se observó que la adición de bifloruro de amonio proporcionaba estabilidad térmica al fluido. La composición finalmente diseñada fue:

Agua filtrada a 2µm + 2% bifloruro de amonio + 3.0 % FAAA + 6 % KH₂PO₃

Se ajustó el pH del fluido en 8.5. Adicionalmente se utilizó una herramienta de limpieza cíclica a fin de remover los residuos de arena de los perforados. El fluido incluyó la adición de nitrógeno para aliviar la columna hidrostática con el fin de lograr el retorno de la arena limpiada a la superficie.

La operación tuvo una duración de 32 horas y las tasas alcanzadas fueron 0.6 BPM y 350 scfm de nitrógeno. Finalmente el pozo fue completado con BES, mostrando mejoramiento en la producción luego de 15 días y reducción de su corte de agua sin haber sido diseñado el trabajo para control de agua.

Producción

La operación se realizó el 20 de Septiembre del 2001, el último reporte de producción corresponde a Marzo de este año.

ANTES	5 DIAS DESPUES	10 DIAS DESPUES	2 MESES DESPUES
March 28 1,000 BPPD	Septiembre 25 1,400 BPPD	Octubre 1 757 BPPD	Noviembre 15 897 BPPD

3,680 BFPD	2,068 BFPD	1,894 BFPD	1,862 BFPD
72.4% Corte de agua	31.1% Corte de agua	40% Corte de agua	51.8% Corte de agua

El corte de agua se estabilizó alrededor del 50%. La reducción de producción se debió a la reducción de la presión de flujo.

Tipos de Formaciones

Las formaciones en las cuales fueron realizados estos tratamientos son en su mayoría areniscas limpias con una composición de un 92 a 95% de cuarzo y el resto de material presente son arcillas.

CONCLUSIONES

1. Las fracturas hidráulicas con SAAA incrementaron la productividad de los pozos debido al no residuo de polímero tanto el empaque de la fractura como en la formación.
2. El control de agua realizado con SAAA no obtuvo los resultados esperados, aunque dejan abierta una ventana para el mejoramiento del sistema en el yacimiento donde fue aplicado.
3. La limpieza del pozo horizontal fue una aplicación exitosa ya que no se indujo daño a la formación con excelente acarreo de arena y a su vez se controló la producción de agua como efecto secundario.

Tabla 1. Resumen principales parámetros obtenidos durante la primera operación de fracturamiento

Parámetro	Fracturamiento.
Presión máxima en superficie sin agente de soporte (psi)	4180
Presión máxima en superficie con agente de soporte (psi)	4180
Presión máxima en superficie al avenamiento.	6100
Tasa de bombeo máxima (bpm).	18.3
Tasa de bombeo promedio (bpm).	18.0
Volumen de desplazamiento (bls)	23.0
Volumen Desplazado (bls)	18.0
Longitud de fractura creada (ft.)	63.2
Longitud de fractura empaquetada (ft).	63.2
Altura de fractura empaquetada (ft).	24
Ancho de fractura (in)	0.26
Conductividad promedio (md-ft)	7200

Tabla 2. Resumen de los principales parámetros de tratamiento durante la segunda operación de fracturamiento.

Parámetro	Fracturamiento
Presión máxima en superficie sin agente de soporte (psi).	6,824
Presión máxima en superficie con agente de soporte (psi).	7,823
Presión mínima con fluido de fractura (psi)	3,662
Tasa de bombeo máxima (bpm).	22.0
Tasa de bombeo promedio (bpm).	20.0
Pre-ISIP (psi)	7,823
ISIP (psi)	2,400
Gradiente de fractura (psi / ft)	0.61
Pérdidas de presión por fricción totales (ft)	5,423
Longitud de fractura creada (ft)	97.9
Longitud de fractura empaquetada (ft)	93.9
Altura de fractura empaquetada (ft)	39
Ancho promedio de fractura (in)	0.23
Conductividad final (md.ft)	5,200

Tabla 3. Resumen Principales parámetros de tratamiento durante la tercera operación de fracturamiento.

Parámetro	Fracturamiento
Presión máxima en superficie (psi).	8,500
Presión mínima (psi)	4,800
Tasa de bombeo máxima (bpm).	21.0
Tasa de bombeo promedio (bpm).	20.0
ISIP (psi)	5,000
Gradiente de fractura (psi / ft)	0.58
Longitud de fractura empaquetada (ft)	26
Altura de fractura empaquetada (pies)	39
Ancho promedio de fractura (In)	0.062
Conductividad Final (md.ft)	6,200

BIBLIOGRAFIA

1-Rae Phil, Di Lullo Gino: "Facturing Fluids and Breakers Systems: A Review of the State of the Art", SPE 37359 (1996).

2-Freid Sudol, Thorton D: "The Optimized Cleanup and Evaluation of Horizontal Wells Using Improved Jet Technology", CADE – CODC 97-126 (1997)

3-Falk Kelly, Duque Luis: "Concentric Coiled Tubing Well Vacuuming Technology for Complex Horizontal Wells in Eastern Venezuela", SPE 60696 (2000)

4-Suman George, Ellis Riched, Snyder Robert: "Sand Control Handbook", chapter 2, 1983

5-Di Lillo Gino, Ahmad Atikah: "Toward Zero Damage: New Fluids Points the Way". SPE 69453 (2001)

6-Stanley Frederick and others: Amphoteric Polymer Improves Hydrocarbon / Water Ratios in Producing wells- An Indonesian Case Study. SPE 37016 (1996).

7-Di Lullo Gino, Rae Phil, Ahmad Atikah: "Viscous Fluid Applicable for Treating Subterranean Formations", US Patent No. 6,491,099 (2002).