

EMPLEO DE UN NUEVO FLUIDO DE FRACTURA VISCOELÁSTICO EN RESERVORIOS DE BAJA PERMEABILIDAD

J. Cossio⁽¹⁾, K. Villa⁽¹⁾, P. Forni⁽²⁾, L. Sanchez⁽¹⁾, W. Morris⁽¹⁾

⁽¹⁾ Pride - San Antonio, Av. J.J. Lastra 5500, (8300) Neuquén, Argentina

⁽²⁾ Capex S.A., Ruta 22 Km 1244,5, Nuequén, Argentina

Resumen

Durante la última década se han incrementado los esfuerzos por desarrollar fluidos de fractura que minimicen el daño a la formación. Los fluidos viscoelásticos son un claro ejemplo de ello. Estos sistemas están formulados a partir de surfactantes de distinto carácter iónico, que combinados en proporciones adecuadas, generan geles con propiedades reológicas similares a los fluidos de fractura tradicionales (base polímeros naturales). Como consecuencia de ello, se minimiza el residuo y por ende el daño a la formación, lo cual los hace ideales para fracturas de pozos gasíferos en reservorios de baja permeabilidad.

Este trabajo presenta los resultados obtenidos con un nuevo sistema viscoelástico de fractura que aprovecha la acción de un polímero sintético soluble e hidrofílico para incrementar la estabilidad del fluido a alta temperatura y reducir el daño a la formación.

Este fluido se ha utilizado para realizar fracturas hidráulicas en las formaciones Lajas Superior y Tordillo del Yacimiento El Salitral que opera Capex SA. Estos reservorios se caracterizan por tener rocas de baja permeabilidad (≈ 0.5 mD) con presiones de reservorio del orden de los 2000 psi. Las operaciones de fractura se llevaron a cabo por casing a un caudal promedio de 22 bpm. En todos los casos se utilizó un agente de sostén cerámico de granulometría 16/30, a razón de 50 bolsas por metro punzado.

Hasta la fecha, los resultados obtenidos con este tipo de fluido y la respuesta de la formación al tratamiento diseñado han sido muy satisfactorios. Las operaciones han mostrando bajas fricciones durante el bombeo y las capas estimuladas, una rápida limpieza pos-fractura. Las producciones de gas de los pozos estimulados se corresponden con el potencial de la capa fracturada.

Introducción

Durante las últimas dos décadas se han intensificado los esfuerzos para obtener fluidos de fractura que minimicen el daño a la formación y no afecten la conductividad de la fractura. La generación de un revoque de material polimérico en las caras de la fractura, el uso de gelificantes con residuos insolubles o la inadecuada ruptura del gel, podría provocar una significativa disminución de producción, ya sea por daño a la formación o por la disminución en la conductividad de la fractura [1]. Si bien este tipo de daño afecta mayormente a formaciones con permeabilidades mayores [2], sus consecuencias en reservorios gasíferos cerrados son igualmente perjudiciales.

Al producirse el fracturamiento hidráulico de la formación, parte del fluido se filtra a través de las paredes de la fractura, disminuyendo la permeabilidad de la roca y en consecuencia la conductividad del sistema roca-pack de agente de sostén. Los fluidos de fractura base agua gelificados con polímeros naturales generan cierto grado de daño en las paredes de la fractura debido a la acumulación de residuos orgánicos e inorgánicos insolubles que obstruyen la red de poros de la roca así como la conductividad de la fractura, especialmente en sus extremos. Dicho efecto produce una disminución en la longitud efectiva de la fractura [3].

En la década de los noventa, surgieron en la industria los fluidos de fractura viscoelásticos. A diferencia de los geles de fractura formulados a partir de polímeros naturales y sus modificaciones (Goma Guar, HPG, CMHPG, etc.), los fluidos viscoelásticos se generan a partir de la combinación

de dos surfactantes de polaridad opuesta y bajo peso molecular. Las características reológicas y la estabilidad térmica de estos sistemas dependen de la proporción y cantidad de surfactantes utilizados. En la gran mayoría de los casos, el surfactante catiónico se utiliza en mayor proporción mientras que el surfactante aniónico se ajusta para que el sistema adquiriera la viscosidad requerida. La estructura molecular de estos surfactantes está compuesta de cadenas de pocos átomos de carbono. Por consiguiente, para obtener viscosidades comparables a las obtenidas con los geles de fractura formulados con polímeros naturales, a temperaturas superiores a los 65°C (149°F), es necesario utilizar cantidades importantes de producto.

La ruptura de los fluidos viscoelásticos se logra provocando un desbalance de cargas en la estructura electroquímica que conforma el sistema miscelar. Dicho desbalance puede ser generado tanto por la incorporación de aditivos específicos al sistema, así como por el contacto con los fluidos del pozo, ya sean hidrocarburos o salmuera de formación. Como consecuencia de esto, los fluidos viscoelásticos son considerados “limpios”, dado que no generan residuos que puedan provocar daño a la formación o disminución en la conductividad del pack de agente de sostén [4 - 6].

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos con un nuevo fluido de fractura viscoelástico que aprovecha la acción de un polímero sintético soluble hidrofílico para incrementar la estabilidad térmica del fluido. Este sistema se ha utilizado para realizar fracturas hidráulicas en las formaciones Lajas Superior y Tordillo del Yacimiento El Salitral que opera Capex SA. El trabajo presenta los estudios de laboratorio realizados para caracterizar las propiedades fisicoquímicas del fluido así como las experiencias obtenidas en los trabajos de fractura efectuados en dicho yacimiento.

Generalidades del fluido viscoelástico utilizado

Composición. El sistema viscoelástico utilizado en las operaciones de fractura hidráulica se diferencia de los sistemas existentes en la industria porque sustituye el surfactante aniónico por un polímero sintético soluble, de la misma carga, que actuara como contraión. Dicho polímero tiene un peso molecular mayor que los surfactantes aniónicos típicamente utilizados en este tipo de fluidos, lo cual le brinda un mayor número de átomos de carbono que generan una compleja estructura micelar [7]. Como consecuencia de ello, el fluido adquiere mayor viscosidad y estabilidad térmica a igualdad de carga, lo cual permite utilizar menores concentraciones de producto. En la figura 1 se representan esquemáticamente la estructura electroquímica del nuevo sistema viscoelástico.

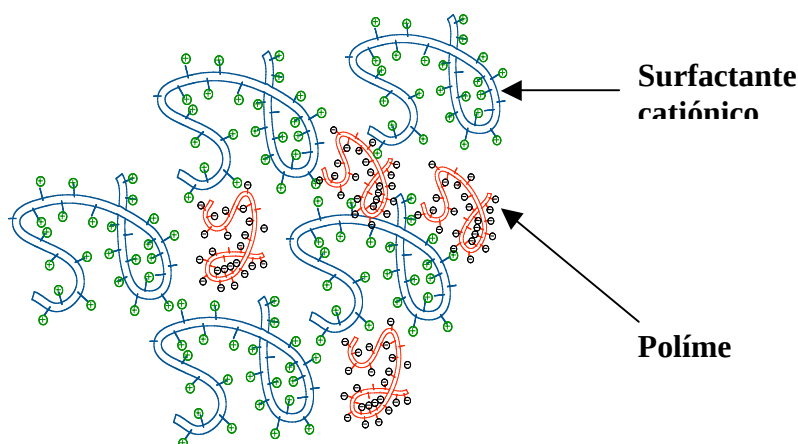


Figura 1. Representación esquemática del sistema viscoelástico modificado.

Estabilidad térmica. Se realizaron mediciones reológicas utilizando un viscosímetro rotacional tipo Fann 50 con el fin de optimizar la proporción de los componentes que conforman el sistema. Los ensayos fueron realizados a una temperatura de 66 °C (150.8 °F), incorporando al fluido los mismos aditivos a utilizar en las operaciones de fractura (antiespumante, inhibidor y estabilizador de arcillas). En la tabla 1 se presenta la composición típica del fluido de fractura utilizado en las operaciones.

Tabla 1. Composición típica del fluido de fractura utilizado en las operaciones.

Aditivo	Concentración
Surfactante catiónico	6 %
Polímero Sintético	1.5 %
Inhibidor de arcillas	0.1 %
Antiespumante	0.3 %
Estabilizador de arcillas	0.1 %

En la figura 1 se presenta la variación de viscosidad evaluada a distintas velocidades de corte (40, 100 y 170 s^{-1}), en función del tiempo, correspondiente al ensayo de Fann 50 a 66 °C. En la tabla 2 se presentan las lecturas de viscosidad y los parámetros reológicos que resultan del modelo de “Ley de potencia” [8].

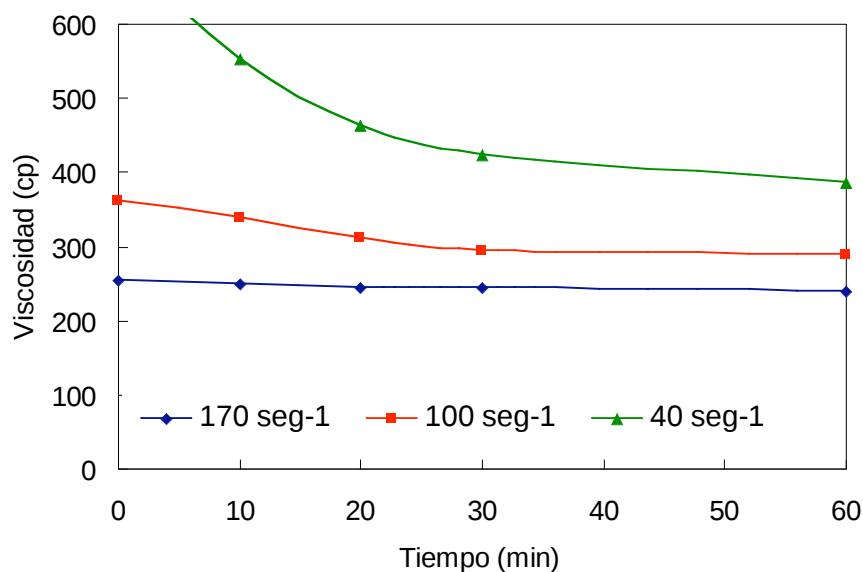


Figura 1. Variación de viscosidad evaluada a distintas velocidades de corte (40, 100 y 170 s^{-1}) en función del tiempo, correspondiente al ensayo de Fann 50 a 66 °C

Tabla 2. Lecturas de viscosidad y los parámetros reológicos que resultan del modelo de “Ley de potencia” [6].

Tiempo (min)	Viscosidad (cp)			n'	k'
	170 s^{-1}	100 s^{-1}	40 s^{-1}		
0	255	360	700	0.2743	0.2125
10	249	339	553	0.4666	0.0826
20	245	312	462	0.5713	0.0469
30	245	294	422	0.6078	0.0374
60	239	290	387	0.6853	0.0258

Con la finalidad de establecer el rango de aplicación de este sistema se realizaron ensayos de estabilidad térmica a temperaturas más elevadas. En la figura 2 se presenta la variación de viscosidad en función del tiempo del fluido viscoelástico ensayado a 105 °C. En este caso las proporciones de surfactante y polímero sintético utilizados son de 8 y 3 % respectivamente.

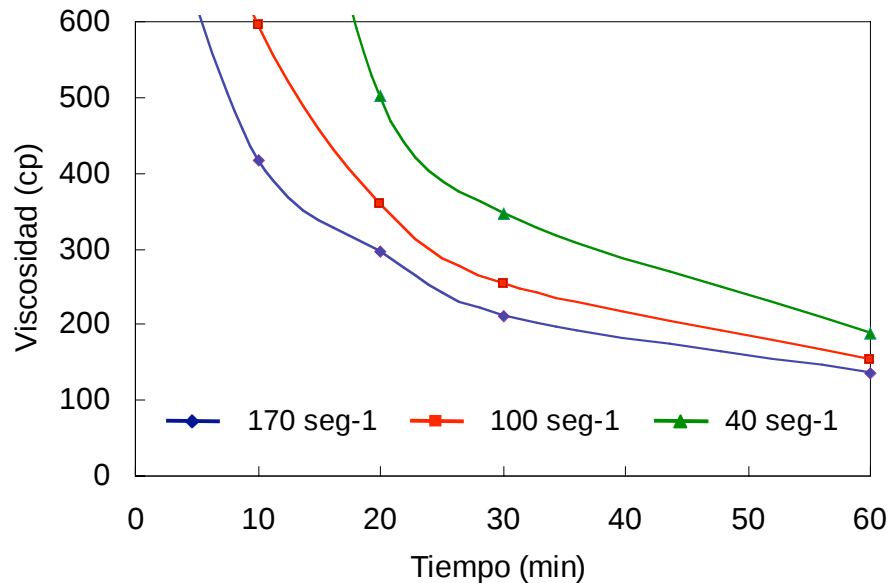


Figura 2. Variación de viscosidad evaluada a distintas velocidades de corte (40, 100 y 170 s⁻¹) en función del tiempo, correspondiente al ensayo de Fann 50 a 105 °C

Los resultados de los ensayos reológicos demuestran que el sistema viscoelástico presenta una adecuada viscosidad y estabilidad térmica.

Recuperación de permeabilidad. El comportamiento del fluido viscoelástico de fractura fue evaluado en el laboratorio mediante ensayos de flujo realizados en el equipo FRT (Formation Responce Test) con testigos de formación. El objetivo del ensayo fue determinar la “recuperación de permeabilidad” (RK), parámetro referido en inglés como “regained permeability”, es decir, la variación porcentual de permeabilidad en la formación luego de inyectar el fluido de fractura a través del testigo. El valor de RK se determina como:

$$RK = \frac{K1}{K2} \times 100$$

Donde K1 es la permeabilidad original de la roca a un determinado fluido (salmuera (K1w) o hidrocarburo (K1o)) y K2 es la permeabilidad final, al mismo fluido, luego de haber bombeado el fluido de fractura.

Si bien RK es función de diversos factores como el tipo de ruptor utilizado, su concentración y la carga y tipo de polímero en sí, los geles de fractura base polímeros naturales presentan valores de RK que pueden variar entre 25 y 65 % [2]. En general, una vez que los sistemas viscoelásticos de fractura contactan los fluidos del pozo presentan la ventaja de disminuir su viscosidad hasta valores

próximos al agua. Esto permite garantizar un mínimo daño en las paredes de la fractura, lo cual se traduce en valores de RK superiores a 75 % [2-5].

Para determinar el parámetro RK es necesario utilizar un equipo que permita reproducir la secuencia de inyección de los fluidos en las condiciones de fondo de pozo. En este estudio se utilizó el equipo FRT 6100, marca Chandler disponible en el laboratorio I&T de Pride – San Antonio. El equipo cuenta con un sistema de adquisición de datos, control y visualización de ensayo automatizado. En la figura 3 se muestra el equipo utilizado para los ensayos de recuperación de permeabilidad (RK).



Figura 3. Equipo FRT 6100 utilizado para los ensayos de recuperación de permeabilidad.

Dado que al momento de realizar el ensayo de flujo no se contaba con testigos de las formaciones en estudio (Lajas Superior y Tordillo), y teniendo en cuenta que en el ensayo los fluidos son inyectados a la muestra en forma matricial y no superficial como ocurre en las caras de la fractura, se seleccionó un testigo de alta permeabilidad, que permitiera una alta invasión del fluido al interior del testigo. Esta condición es la más desfavorable desde el punto de vista del daño a la formación y permite establecer una cota de la mínima recuperación de permeabilidad (RK) esperable con este tipo de fluidos. Teniendo en cuenta que la permeabilidad de las formaciones fracturadas presenta valores mucho menores que la del testigo ensayado, es de esperar que el valor de RK en los pozos fracturados sea significativamente mayor.

Para el ensayo se utilizó un testigo de arenisca Lítico-Feldespática compuesto de 76% Clastos (Líticos 40%, Feldespatos 35%), 11% Matriz, 3% Cemento. El testigo presenta una porosidad de 16.64% y una permeabilidad al gas de 1783 mD. En la figura 4 se presenta la variación de presión, caudal y permeabilidad registrados en el testigo durante las distintas etapas del ensayo.

El ensayo se realizó utilizando un testigo de 3.81 cm de diámetro y aproximadamente 5 cm de largo. El sistema acuoso utilizado fue salmuera 2API filtrada (5% (peso) NaCl + 2% (peso) KCl + 1% (peso) CaCl. Aprovechando las facilidades que el equipo ofrece para el bombeo de fluidos a bajo caudal y teniendo en cuenta que uno de los tres pozos fracturados, referido más adelante como Caso A, quedó produciendo petróleo, el hidrocarburo empleado para el ensayo fue kerosén filtrado con una viscosidad aproximada de 1.44 cps. Ambos sistemas de fluidos se inyectaron siempre en sentido de producción del pozo.

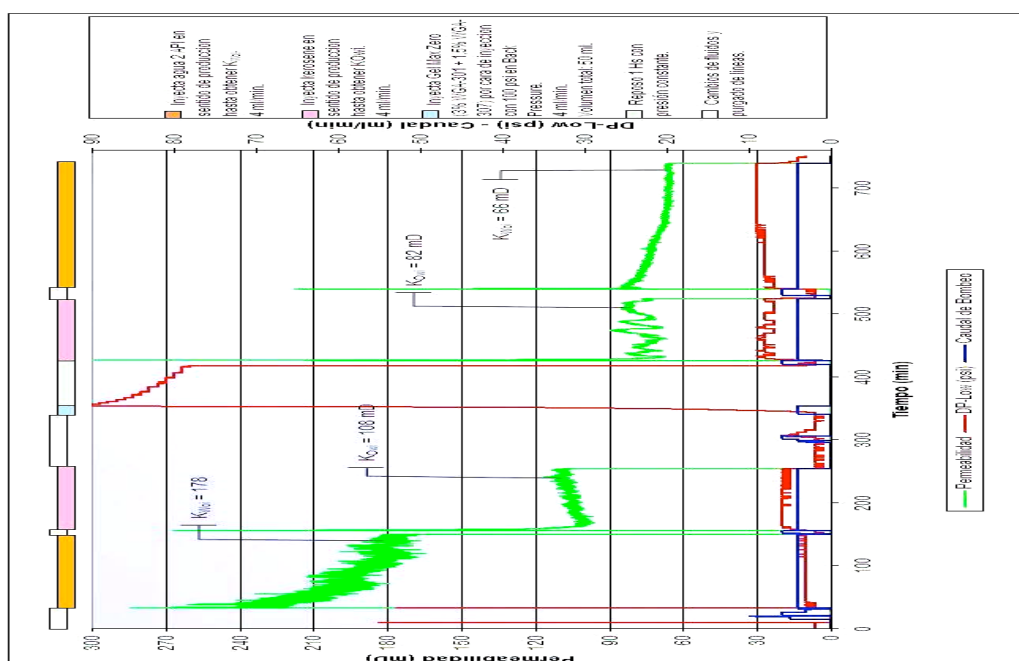


Figura 4. Registro de presión, caudal y permeabilidad obtenido del ensayo de recuperación de permeabilidad (RK) correspondiente al fluido viscoelástico.

Los fluidos fueron bombeados a un caudal de 4 ml/min. La temperatura de ensayo fue de 75 °C y la presión de confinamiento 800 psi. El orden de bombeo de los fluidos fue:

1. Salmuera → permeabilidad al agua K_{w1} , se usa como línea de referencia para comparar con la permeabilidad al agua luego de la inyección del sistema viscoelástico (K_{w2}).
2. Hidrocarburo → permeabilidad al hidrocarburo a la saturación de agua irreducible K_{o1} , se usa como línea de referencia para comparar con la permeabilidad al hidrocarburo luego de la inyección del sistema viscoelástico (K_{o2}).
3. Inyección de 50 ml de fluido viscoelástico a 4 ml./min en sentido de Inyección. El volumen típicamente inyectado corresponde a 5 volúmenes porales (VP).
4. Se deja en reposo durante 1 hora aplicando una presión inicial de inyección de 100 psi.
5. Luego de la inyección del tratamiento se bombea nuevamente el hidrocarburo en sentido de producción al mismo caudal anterior. Se calcula el cociente $(K_{o1}/K_{o2}) \times 100$. Este parámetro se denomina “permeabilidad retenida al hidrocarburo”.
6. Salmuera (sentido producción) → permeabilidad al agua K_{w2} . Se calcula el cociente $(K_{w1}/K_{w2}) \times 100$. Este parámetro se denomina “permeabilidad retenida al agua”.

En la tabla 3 se presentan los valores de permeabilidad extraídos de la figura 4 y los valores calculados de permeabilidad recuperada (RK).

Tabla 3. Valores de recuperación de permeabilidad (RK) obtenidos del ensayo de flujo.

Fase (inicial)	Caudal (ml/min)	Permeabilidad Inicial (mD)	Permeabilidad Final (mD)	Permeabilidad recuperada (RK)
HC	4	108	82	76 %
Agua	4	176	66	37.5 %

Al comparar los valores de RK obtenidos con hidrocarburo y con agua, se aprecia que el tratamiento produce una reducción apreciable en la permeabilidad final del agua. Si se evalúa las permeabilidades iniciales, hidrocarburo/agua (K_{1o}/K_{1w}) respecto a la misma relación post-tratamiento (K_{2o}/K_{2w}), se observa que dicho factor pasa de 0.61 a 1.24. Estos valores evidencian que el fluido de fractura ha modificado selectivamente la permeabilidad relativa del agua. Este comportamiento resulta ser sumamente ventajoso en formaciones petrolíferas con alto corte de agua y será analizado con mayor profundidad a futuro.

Descripción litológica de las formaciones fracturadas

A continuación se presenta la descripción litológica de las formaciones fracturadas. Las operaciones se identifican como El Salitral caso A. B y C.

Sa-caso A. Punzado 1295/98 mbbp: Formación Quintuco (media). Grainstone oolítico: caliza castaño claro a gris claro, arenas muy finas subordinadas, porosidad por perfil 15-21% en el tramo punzado. Saturación de agua según fórmula de Archi 22 %. La permeabilidad promedio es de 0.5 md .

Sa-caso B. Punzado: 1958/70 mbbp. Formación. Tordillo. Conglomerado y areniscas conglomerádicas, gris claro, verdoso, rosado y rojizo, cuarzosa en menor proporción lítica, pobre selección, con 20% de arcilita castañas algo compactas, porosidad por perfil 9-12%, Saturación de agua según fórmula de Archie 37 %. La permeabilidad promedio es de 0.6 md.

Sa-caso C. Punzado: 1888/97 mbbp. Formación: Lajas Superior. Arenisca, blanquecino y rosado pálido, medio a gruesas, aspecto conglomerádico, buena selección, 15% de arcilitas verdosas claras y moradas, compactas, porosidad por perfil 10-16 %, Saturación de agua según fórmula de Archi 36 %. La permeabilidad promedio es de 0.5 md.

Diseños de fracturas

Los diseños de las fracturas hidráulicas realizadas en el yacimiento El Salitral con fluido viscoelástico surgieron como una necesidad de reemplazo de las operaciones habituales de fracturamiento con espuma de CO_2 . Este tipo de diseño permite reproducir la concentración areal de agente de sostén y la conductividad de fractura respecto a las obtenidas en las fracturas realizadas con espuma de CO_2 . De ésta manera se llegó a concentraciones en fondo de 5 a 6 psa y conductividades de alrededor de 2000 md.ft.

Las fracturas se realizaron por casing de 5 ½" de 15.5 #/ft y de 17 #/ft a un caudal promedio de 22 bpm. A pedido de la compañía operadora se utilizó agente de sostén cerámico de granulometría 16/30 y un volumen aproximado de 50 bolsas por metro punzado. En la tabla 4 se resumen los parámetros más relevantes de las fracturas para cada operación.

Tabla 4. Características de las formaciones y las operaciones de fractura realizadas.

	Ss-caso A	Sa-caso B	Sa-caso C
Punzados (m)	1295/98	1958/70	1888/97
Porosidad de la formación (%)	15 - 21	9 - 12	10 – 16
Permeabilidad promedio (mD)	0,5	0.6	0.5
Gradiente de fractura (psi/ft)	0.66	0.6	0.56
Presión promedio superficie (psi)	1520	1440	980
Bolsas de agente de sostén	315	364	280
Volumen de fluido (bbl)	360	440	320

A excepción del pozo Sa-caso A donde se produjo el arenamiento durante el desplazamiento, las operaciones fueron realizadas con normalidad, bombeando las concentraciones y volúmenes de agente de sostén previstos en el diseño. En las figuras 4 a 6 se presentan las gráficas mostrando los registros del bombeo. El fluido presenta valores de fricción significativamente más bajos a los obtenidos con fluidos de fractura gelificados con polímeros naturales y mucho más bajos que las fricciones obtenidas en las fracturas con CO₂. Como consecuencia se reducen los HHP requeridos.

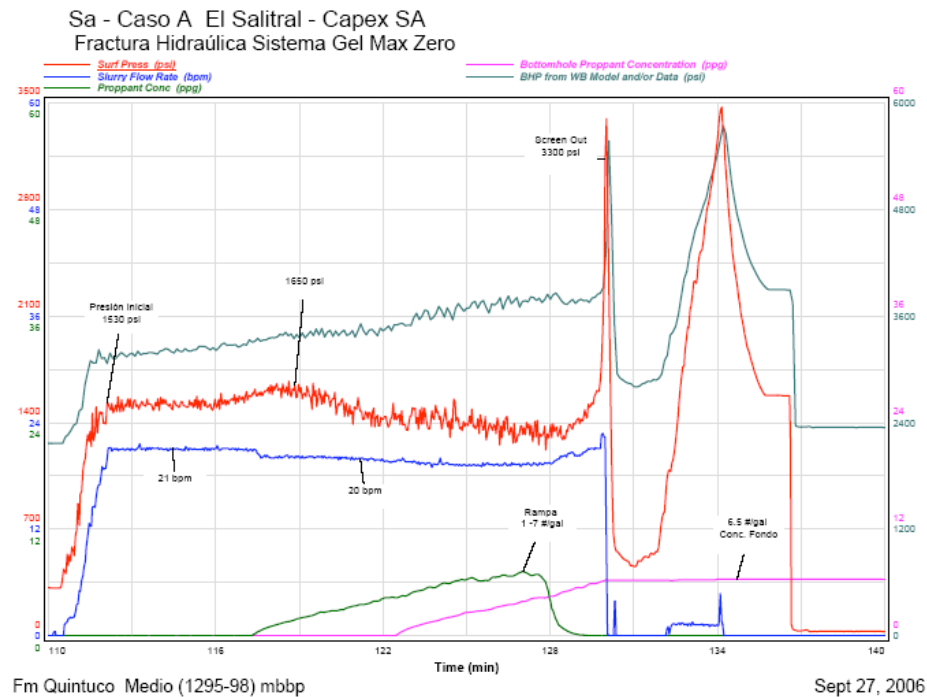


Figura 4. Registros de la operación de fractura con fluido viscoelástico correspondiente al Caso A.

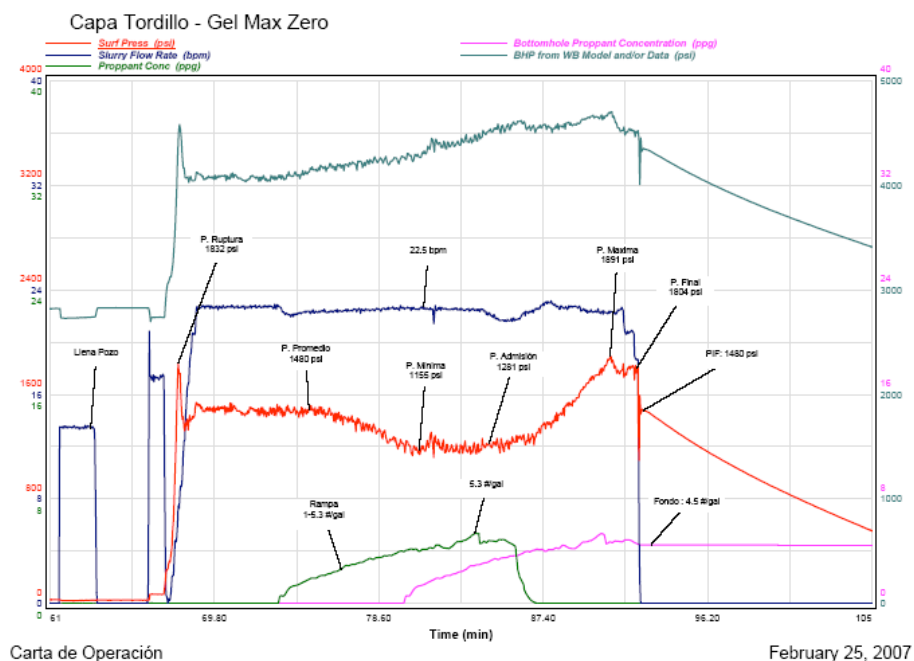


Figura 5. Registros de la operación de fractura con fluido viscoelástico correspondiente al Caso B.

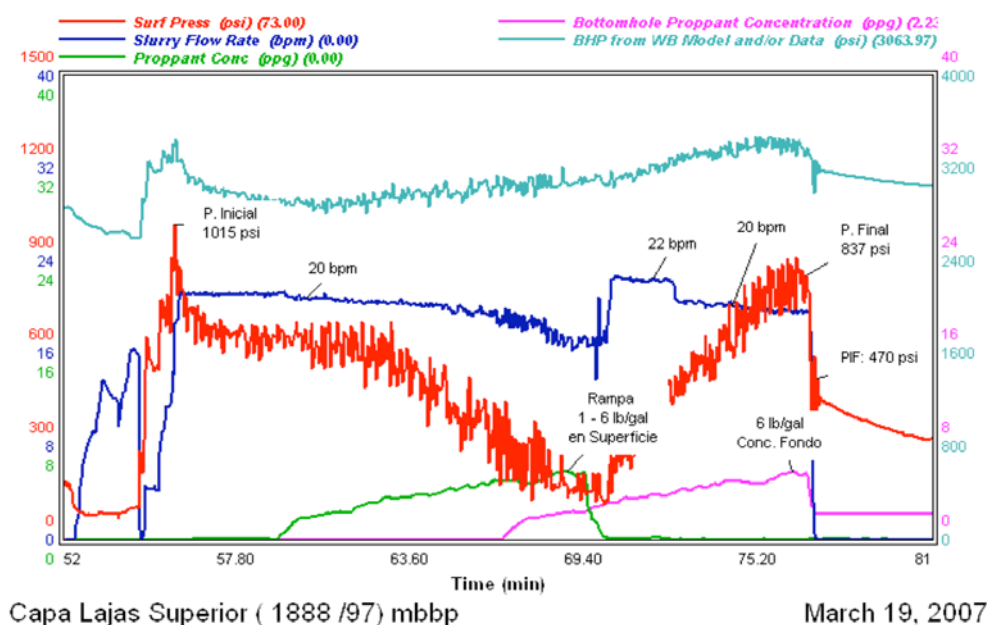


Figura 6. Registros de la operación de fractura con fluido viscoelástico correspondiente al Caso C.

La preparación del fluido viscoelástico de fractura en campo es sencilla y rápida. Los pozos fracturados con este sistema presentaron una rápida limpieza lo cual pone de manifiesto la efectiva degradación del fluido.

El resultado de las fracturas fue muy satisfactorio mostrando una respuesta comparable a las fracturas realizadas con CO₂. En la tabla 5 se presentan los datos de producción de cada una de las capas fracturadas, indicando el porcentaje de aporte de gas respecto a la producción total del pozo. Las producciones de gas de los pozos estimulados se corresponden con el potencial de la capa fracturada. En el caso A la capa quedó produciendo petróleo lo cual demuestra que el fluido viscoelástico puede ser utilizado para fracturar formaciones petrolíferas. En estos casos es siempre recomendable efectuar previamente ensayos de compatibilidad con los de fluidos del pozo.

Si bien en el caso B, el aporte de la capa sobre la producción total del pozo es baja, se trata de una capa depletada (presión poral = 800 psi). En el caso C, el potencial de la capa era bueno y el aporte de la capa fracturada con el fluido viscoelástico fue del 85 %.

Tabla 5. Datos de producción de cada una de las capas fracturadas y porcentajes de aporte en la producción total del pozo.

	Sub capa fracturada	Punzados (m)	Producción Gas (Mm ³ /d)	% del total producido	Presión poral (psi)
Caso A	Quintuco medio	1295/98	Produce petróleo		1200
Caso B	Tordillo	1958/70	8	9	800
Caso C	Lajas superior	1847/73	60	85	1600

Conclusiones

Los estudios realizados demuestran que el fluido de fractura viscoelástico utilizado en los pozos gasíferos de El Salitral presenta las siguientes ventajas:

- Comportamiento reológico predecible y consistente con la formulación (surfactante y polímero sintético soluble).

- Elevada estabilidad térmica y viscosidad a temperaturas de hasta 105 °C.
- Mínimo daño a la formación reflejado en altos valores de recuperación de permeabilidad (RK), en comparación a los geles de fractura base polímeros naturales.

Las operaciones de fractura realizadas con este fluido y los datos de producción de los pozos estimulados demuestran que:

- Las operaciones de bombeo presentaron bajas pérdidas de presión por fricción en comparación a los geles activados base polímeros naturales y los fluidos espumados con CO₂.
- Los pozos fracturados con fluido viscoelástico mostraron una rápida limpieza, promovida por la efectiva ruptura del sistema.
- Las producciones de gas de los pozos estimulados se corresponden con el potencial de la capa fracturada. Dichas producciones son comparables a los pozos vecinos fracturados con espuma de CO₂
- El fluido viscoelástico puede ser utilizado para fracturar formaciones petrolíferas para lo cual se recomienda llevar a cabo los ensayos de compatibilidad con los fluidos del pozo

Agradecimientos.

Los autores quieren agradecer a Pride-San Antonio por promover la divulgación del presente trabajo y por autorizar su presentación. Asimismo, agradecemos a Capex S.A. por aceptar la publicación del trabajo y por suministrar los datos litológicos y de producción citados. También queremos agradecer a los integrantes del Laboratorio I&T por su colaboración en el desarrollo del fluido viscoelástico y a los Ing. Jorge Robles, Horacio Peacock y Juan Moreyra por su contribución en la redacción y revisión del mismo.

Referencias

1. Ali Ghalambor, M.J. Economides, paper SPE 58744, "Formation Damage Abatement: A Quarter-Century Perspective", SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 23-24 February 2000.
2. C. S. DeVine, R. M. Tjon-Joe-Pin, A. R. Rickards, paper SPE 52128, "Relationship Between Polymeric Fragment Damage and Damage Removal and the Original Rock and Proppant Pack Permeability". 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, 28-31 March 1999.
3. X. Wang, S. Indriati, P.P. Valko, M.J. Economides, SPE 64749, "Production Impairment and Purpose-Built Design of Hydraulic Fractures in Gas-Condensate Reservoirs", International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, , Beijing, China, 7-10 November 2000
4. J. Weaver, M. Parker, B. Slabaugh, H. Walters, W. Haley, G. Bone; J. Hensley, J. Vashler, paper SPE 71662-MS, "Application of New Viscoelastic Fluid Technology Results in Enhanced Fracture Productivity", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October 2001.
5. T. Huang and J. B. Crews, paper SPE 106227-MS, "Fluid-Loss Control Improves Performance of Viscoelastic-Surfactant Fluids", International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, U.S.A, 28 February-2 March 2007.
6. T. Huang and James B. Crews, paper SPE 107728-MS, "Nanotechnology Applications in Viscoelastic Surfactant Stimulation Fluids", European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, 30 May-1 June 2007.

7. Servicios Especiales San Antonio, “Composición para la estimulación de pozos productores de hidrocarburos y método para prepararla”, P-070101518, 2007.
8. API RP 39, “Recommended practice on measuring the viscous properties of a cross-linked water-base fracturing fluid”, American Petroleum Institute, 3rd Ed., 1998.