

OPTIMIZACIÓN DEL USO DE CO₂ EN FRACTURAS DE POZOS GASÍFEROS DE BAJA PERMEABILIDAD

J. Robles, C. Ramirez, W. Morris and H. Peacock - San Antonio Internacional
H. Pardo*, F. Barbalace*, *Petrobras Energía – Petrobras Argentina S.A.
jrobles@sanantoniointernacional.com; cramirez@sanantoniointernacional.com;
wmorris@sanantoniointernacional.com; hpeacock@sanantoniointernacional.com;
hector.pardo@petrobras.com; fernando.barbalace@petrobras.com

Sinopsis

El incremento de productividad en pozos gasíferos de baja permeabilidad normalmente implica la realización de fracturas hidráulicas, estas serán las encargadas de incrementar el área de drenaje y de generar el canal conductivo necesario para evacuar la producción colectada sin pérdidas de carga apreciables. Uno de los aspectos a los que se debe prestar especial atención es la selección del fluido de fractura de manera de evitar daños por hinchamiento de arcillas, migración de finos o bloqueo de agua debido a efectos capilares.

Los fluidos de fractura energizados, como la espuma con CO₂, han sido extensa y exitosamente utilizados para la estimulación de este tipo de reservorios.

La mejora propuesta en los tratamientos que se describen en el presente trabajo se centra en potenciar los efectos positivos que el CO₂ genera dentro del fluido de fractura. De esta manera, las posibles causas de daño a formación por bloqueo de agua y efecto skin por residuo polimérico en las caras de la fractura se minimizan mediante el bombeo de un precolchón rico en CO₂ y con una alta carga de ruptor encapsulado que asegurar una limpieza efectiva en la fractura. A su vez, se selecciona un surfactante microemulsionado para incrementar la recuperación de agua inyectada a formación.

El trabajo presenta los resultados obtenidos durante la fase de implementación de esta metodología de fractura en la formación Lotena del yacimiento Río Neuquén. Se presentan los estudios experimentales de flujo realizados en un equipo FRT (formación response tester) utilizando testigos de arena Berea de baja permeabilidad. Los resultados demuestran que existe una mejora significativa en los valores de RRF (Factor de Residencia Residual) debido al efecto de limpieza lograda con la combinación de CO₂ y el sistema de ruptor y surfactante específico.

Los pozos intervenidos con este procedimiento de fractura mostraron una rápida recuperación de gran parte del fluido de fractura vertido y una consecuente mejora en la producción inicial comparada con los pozos estimulados siguiendo los procedimientos convencionales de fractura hidráulica.

Introducción

La producción de reservorios convencionales de gas está en franca declinación, y los estudios sísmicos actuales no muestran posibilidades de que surjan nuevos reservorios de gas convencional con el potencial de los explotados hasta la fecha. Por lo que las opciones de mejora a futuro pasan en gran medida por los:

- **Reservorios de baja o muy baja permeabilidad:** Los cuales requieren un análisis particular en lo que respecta a su explotación, ya que no se puede extender la misma metodología utilizada en la completación de pozos de reservorios convencionales.
- **Reservorios maduros:** Cuya estrategia se centra en mejorar el factor de recuperación mediante optimización de tecnologías para su explotación y de esta forma extender su vida útil.

Cuando se trata de obtener una producción rentable de reservorios maduros o de baja permeabilidad, el fracturamiento hidráulico es una de las opciones más extendidas, pero su aplicación debe ser ajustada a las condiciones del reservorio tratado. La formación Lotena (objeto de nuestro estudio) presenta las dos características de reservorio antes mencionada, baja permeabilidad y lleva más de 10 años en explotación, por lo tanto el diseño óptimo se logrará teniendo en cuenta estos aspectos característicos del reservorio.

Reservorios de baja permeabilidad

Hasta hace algunos años las reservas de las rocas de baja permeabilidad ($0.1 < K < 1$ mD) y no convencionales ($K < 0.1$ mD) no eran tenidas en cuenta. La franca declinación de los reservorios convencionales llevó a que se optimicen las tecnologías y fluidos de estimulación para obtener producciones

rentables logrando que estos pozos sean económicamente viables. A la fecha los resultados exitosos alientan a continuar y extender los buenos resultados obtenidos a reservorios cada vez más complejos.

Reservorios maduros.

Estos reservorios por estar drenados no tienen la energía suficiente para producir en todo su potencial y son más susceptibles de ser afectados por los potenciales mecanismos de daño a que se ven expuestos durante la vida productiva.

La fractura hidráulica brinda la posibilidad de puentear el daño y poder aprovechar la energía restante del reservorio.

Optimización de fracturas

Para optimizar la estimulación de reservorios de gas de baja permeabilidad se deben aplicar criterios específicos de diseño en cuanto a:

- **Mayores geometrías de fractura:** De esta forma el reservorio podrá colectar caudales que harán económica su puesta en producción y extenderá su vida útil.
- **Minimizar posibilidades de daño post-fractura:** Se deben tomar resguardos adicionales en el tipo de fluido a utilizar para reducir las posibilidades de daño de manera de lograr la máxima utilización de la geometría de fractura empaquetada (máxima longitud efectiva de fractura).

La optimización de los tratamientos de estimulación en formaciones gasíferas de baja permeabilidad se centra en incrementar el área del reservorio contactada por la fractura y asegurar una efectiva limpieza de manera de maximizar el largo efectivo de la fractura. En la figura 1 se esquematiza el proceso de limpieza post-fractura. Como se puede ver, especialmente en pozos gasíferos, al poco tiempo de iniciado el flowback de la fractura el gas comienza a manifestarse, la limpieza continúa logrando cada vez mayores largos de fractura produciendo, pero es muy probable que si no se toman los recaudos necesarios solo se logre hacer trabajar una porción acotada de la geometría de fractura alcanzada. Esto disminuirá su área para colectar y por ende acortará la producción y vida útil del pozo. Para lograr el máximo largo efectivo de fractura se deben tener en cuenta factores como: potencial de la capa (presión poral, permeabilidad, espesor, etc.) y características de la fractura (geometría, fluido de fractura, agente de sostén, etc.).

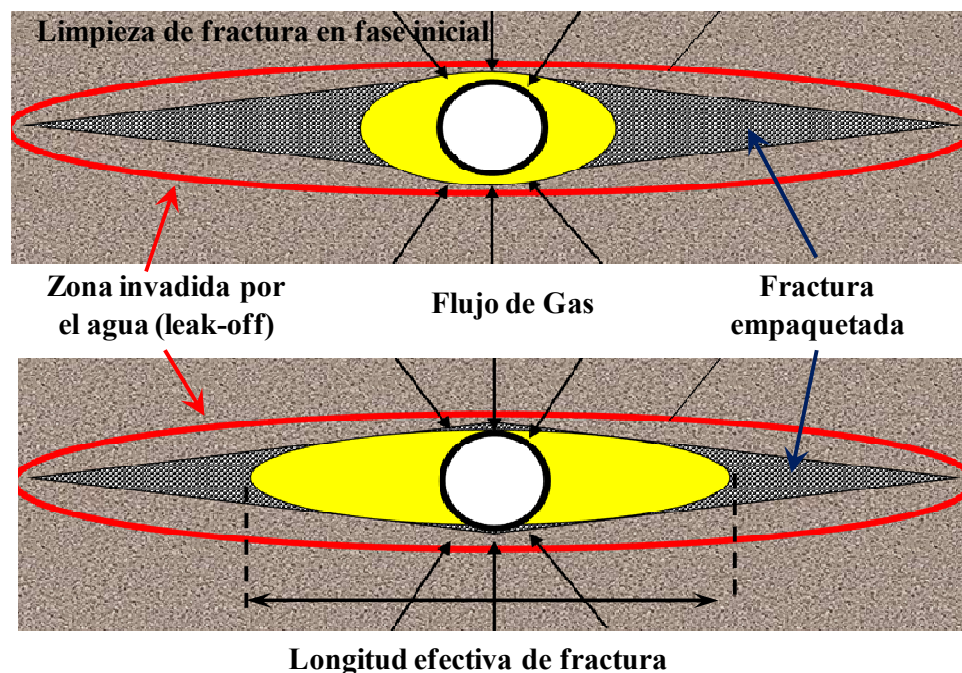


Figura 1. Esquema del proceso de limpieza post-fractura, (Superior) fase inicial de puesta en producción, (Inferior) largo efectivo de fractura por residuo polimérico.

Los principales tipos de daño post-fractura, son (J.A. Ayoub , 2009):

- **Agua retenida.** Esto es común en los reservorios de baja permeabilidad por las altas fuerza capilares o por estar la roca sub-saturada. Esto provoca pérdidas de producción por bloqueo de agua.
- **Residuos de polímero.** Disminuye la conductividad del pack de agente de sostén.
- **Hinchamiento de arcillas.** La afectación de la roca reservorio por la interacción con el fluido de estimulación disminuye aún más la permeabilidad de la matriz afectando la producción esperada.

Teniendo en cuenta los aspectos antes descriptos se diseña un preflujo al tratamiento de fractura tendiente a mejorar la respuesta post-fractura. Este preflujo confiere:

- Energía adicional a los reservorios más drenados
- Inhibición ante la posibilidad de hinchamiento de arcillas
- Reducción del volumen de agua vertida
- Favorece la colocación de mayor proporción de ruptor en la fractura para lograr la eliminación del residuo polimérico o de otro tipo que se ubique en las caras de la fractura producto del leak off.

Características del reservorio

La formación Lotena en el yacimiento Río Neuquén está constituida por areniscas blanquecinas, rosadas y verdosas de grano mediano a grueso, intercaladas por conglomerados finos a medios de igual coloración. La relativa abundancia de cemento silíceo y matriz arcillosa condiciona su calidad como roca reservorio. Estos niveles se encuentran intercalados con paquetes arcillosos que actúan como sellos locales.

Antecedentes de respuestas post-fractura

La zona central de Lotena a sido extensamente fracturada con tratamientos convencionales, con longitudes de fractura cortas a medias, logrando siempre una producción inicial muy alta. Luego de ahogar la capa para bajar instalación final se observa una producción final muy por debajo de las expectativas post-fractura. Geólogos y reservoristas coinciden en que el proceso de cierre y ahogo del pozo para bajar instalación final provoca daño, restringiendo la contribución de la formación a la factura.

Consideraciones para el fracturamiento

El fracturamiento hidráulico de la formación Lotena representa un componente de mucho peso dentro del costo total de la completación de los pozos y de su éxito depende la rentabilidad de éstos. Para lograr que la fractura empaquetada sea altamente efectiva en cuanto a drenar correctamente la zona intersectada, se diseñó un tratamiento que presenta las características indicadas a continuación.

Características del tratamiento

- **Energía adicional:** El preflujo contiene alta proporción de CO₂ que provee energía adicional, superior a la de otros gases por la expansión generada al cambiar de fase y la propia de la descompresión al abrir el pozo. Este efecto ayuda a movilizar los fluidos, no solo en el pack de fractura, sino desde el reservorio a la fractura. Dicho efecto es de especial utilidad en reservorios depletados y de muy baja permeabilidad. De esta forma se movilizará el fluido de transporte remanente en el pack y en las caras de la fractura, que de otro modo, podría bloquear la producción o generar daño por la prolongada interacción con la formación.
- **Surfactante específico:** Este surfactante tiene propiedades que lo hacen especialmente indicado para reducir la presión capilar del gel roto, esto brindará mejores posibilidades de recuperar la mayor proporción del fluido vertido que ingresa a formación a través del leak-off.
- **Ruptores en exceso:**
 - **Ruptor encapsulado:** El preflujo contiene un 1% de ruptor encapsulado (oxidante) que quedará retenido en las caras de la fractura al producirse el completo leak-off del gel. Las cápsulas con ruptor no puede viajar por el espacio poral debido a su tamaño, de este modo al realizarse la fractura principal, la retorta de polímetro generada por el leak-off del gel quedará ubicada sobre el ruptor encapsulado. Durante el flowback del pozo este producto se libera y actúa degradando la retorta confiriendo a las caras de la fractura óptimas condiciones de aporte al cuerpo de la misma.
 - **Ruptor enzimático:** También es agregado en la fase líquida en una alta concentración. Por su mecanismo el ruptor enzimático tendrá una acción complementaria a la ejercida por el oxidante. Este

ruptor viajará con el leak-off a formación y volverá al pack durante la etapa de flow back pos-fractura completando la acción del ruptor encapsulado en cuanto a remoción de retorta y degradación completa del gel.

- **Inhibición de hinchamiento de arcillas.** Algunos minerales de arcillas presentes en muchas formaciones se hinchan cuando son expuestos a tratamientos acuosos, de tal modo que se reduce la permeabilidad de la formación al obturarse los canales de flujo. Este mecanismo de hinchamiento es sensible a muchos factores, uno de ellos al pH del medio. Cuando el pH del fluido que contacta los materiales arcillosos es menor de 4,5 a 5 este hinchamiento es insignificante. El preflujo diseñado presenta un doble efecto inhibitorio generado por la incorporación de un aditivo específico y por la propia acción del CO₂. Cuando el CO₂ se disuelve en agua, aunque sea en una concentración tan baja como 25 scf/Bbl, se forma un ácido débil (ácido carbónico), disminuyendo el pH de 7 a 3,2.

Estudios experimentales

Antecedentes

Se han reportados en la literatura numerosos trabajos sobre el proceso de limpieza de las fracturas hidráulicas (H.D. Brannon, 1990; G. Penny, 1995; D.M. Willberg, 1997; F.A. May, 1997 y G.W. Hawkins, 1998). De acuerdo a los estudios realizados por Voneiff (1996), el daño por residuo polimérico post-fractura puede reducir hasta un 80 % la producción inicial de gas de una formación de baja permeabilidad. Friedel (2006) demostró que la tensión de fluencia de la retorta de polímero generada durante la fractura es difícilmente removible en reservorios de gas de media y baja presión provocando una significativa disminución en la longitud efectiva de fractura.

Ayoub (2009) realizó una serie de estudios de laboratorio tendientes a analizar los mecanismos de daño involucrados en el fracturamiento hidráulico de formaciones gasíferas mediante el uso de fluidos base agua gelificados con polímeros naturales.

Utilizando un equipo de conductividad de fractura, los autores simulan las condiciones bajo las cuales se forma la retorta de polímero en las caras de la fractura. La concentración de polímero en la retorta se incrementa a medida que se produce el leak-off del gel de fractura en la cara de esta. Este fenómeno se acentúa cuando se produce el cierre de la fractura sobre el pack de agente de sostén. Como consecuencia de esto la retorta de polímero queda ocupando una importante porción del pack y el ancho de fractura se disminuye en forma apreciable, tal cual lo esquematizado en la figura 2.

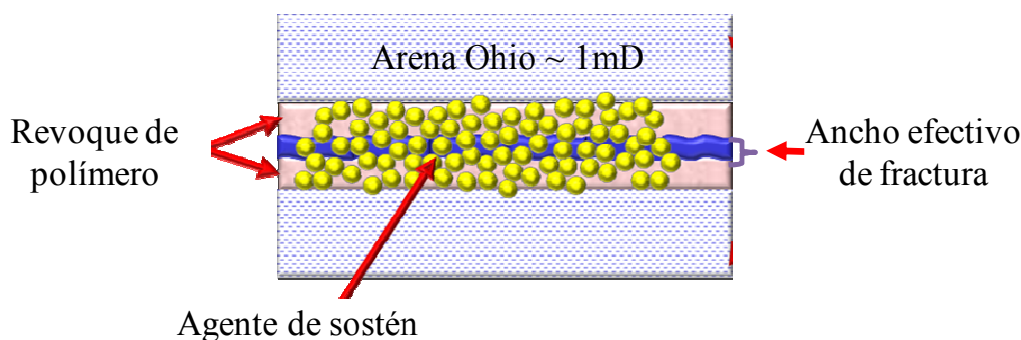


Figura 2. Esquema de la retorta de polímero formada durante la inyección del gel de fractura y su efecto en el ancho efectivo de esta. Esquema extraído de Ayoub (2009).

Mediante estos ensayos los autores determinan la incidencia de la retorta de polímero en el gradiente de iniciación de flujo de la fractura (FIG). Este índice representa la presión necesaria para que el gas venza el bloqueo generado por la retorta de polímero. En la figura 3 se presenta la variación de FIG a medida que se incrementa la carga de polímero en la retorta (Final Average Polymer Concentration Factor). Se evalúa la incidencia de la concentración areal de agente de sostén (2 y 4 lbm/ft²) y la incorporación o no de ruptor oxidativo al sistema.

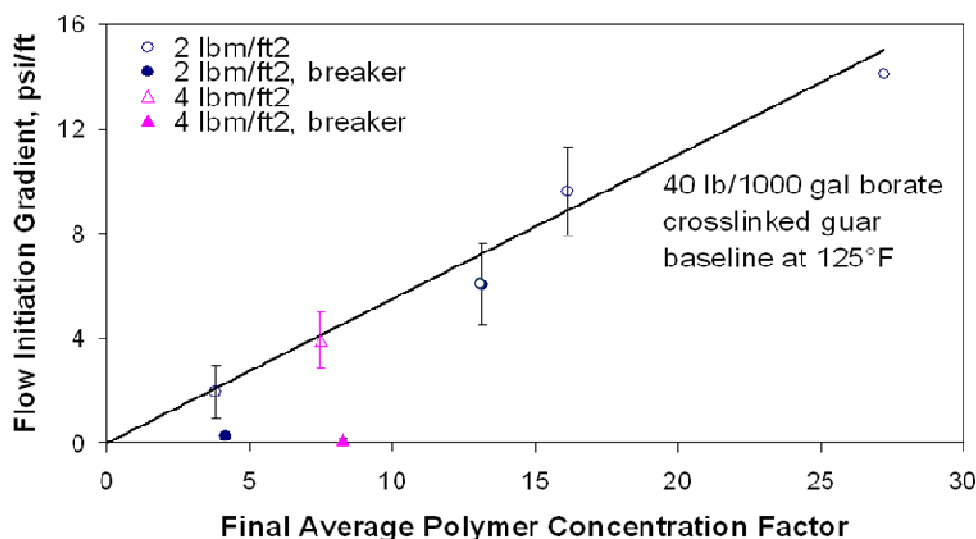


Figura 3. Variación de FIG en función de la carga de polímero en la retorta (Final Average Polymer Concentration Factor). Gráfico extraído de Ayoub (2009).

Los estudios de Ayoub (2009) concluyen en que la colocación de un tratamiento de limpieza conteniendo alta carga de ruptores de gel (enzimático y oxidativo) previo al bombeo del tratamiento principal de fractura genera una remoción de revoque de polímero más efectiva que el uso de estos ruptores en todo el volumen del tratamiento. Sobre esta idea se avanzó para diseñar un tratamiento de limpieza para minimizar el daño post-fractura de la formación Lotena. A continuación se presentan los estudios experimentales realizados para evaluar la eficiencia de este tratamiento.

Estudios experimentales realizados

Se realizaron una serie de estudios experimentales tendientes a evaluar la sensibilidad de la formación Lotena al hinchamiento de arcillas y a evaluar la eficiencia del tratamiento propuesto así como a seleccionar los aditivos que lo componen.

Ensayo de sensibilidad de formación Lotena

La sensibilidad de la formación Lotena al agua dulce se analizó utilizando una celda de filtrado HPHT y muestras de cutting de dicha formación. Se utiliza el siguiente procedimiento de ensayo:

- Lavar, secar y moler muestra de formación hasta pasante malla 20. Pesar 30 gr para cada ensayo.
- Agregar la muestra de formación en 250 ml de agua dulce y agitar en Waring-blender a altas revoluciones durante 5 min. Luego dejar hidratar durante 25 min.
- Introducir toda la muestra en una celda de filtrado HTHP utilizando papel Wattman N° 50.
- Realizar ensayo de filtrado aplicando 20 psi de presión N_2 .
- Anotar el volumen de filtrado colectado a: 1', 3', 5' 10'. Si el total del filtrado se colectara antes de los diez minutos, se deberá extrapolar a 10'.

El ensayo se realiza con agua dulce y con una solución de agua dulce + 2% Cloruro de Potasio (KCl). En la tabla 1 se presentan los resultados obtenidos. La figura 4 presenta la evolución del filtrado (celda HPHT) en función del tiempo.

Tabla 1. Resultados del ensayo de sensibilidad al hinchamiento de arcillas.

Sistema	Vol. 1 min	Vol. 3 min	Vol. 5 min	Vol. 10 min
Agua Dulce	25	45	62	91
Agua Dulce + 2% KCl	85	213	349	689

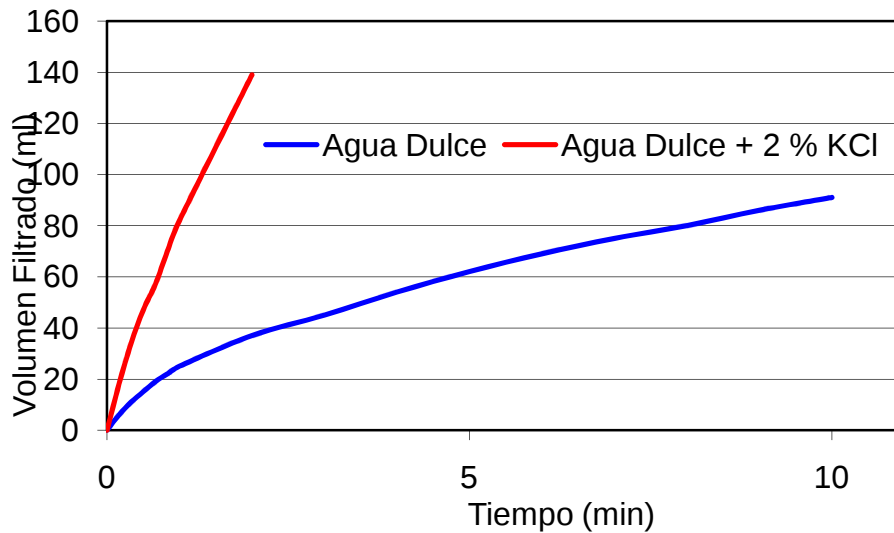


Figura 4. Evolución del filtrado (celda HPHT) en función del tiempo.

Criterio para evaluar la sensibilidad de las arcillas. Cuanto mayor sea el volumen de agua filtrada a través de la muestra de formación, menos reactiva será esta al hinchamiento. Si la cantidad de agua dulce filtrada es superior a la mitad del filtrado obtenido usando solución de agua al 2% KCl, entonces se dice que la sensibilidad de la formación al hinchamiento de arcillas es baja, caso contrario, la sensibilidad es alta. Los resultados demuestran que la formación es altamente sensible al hinchamiento de arcillas en presencia de agua sin inhibir.

Ensayo de selección de surfactante

La selección del surfactante es de suma importancia para asegurar una rápida recuperación del fluido inyectado a formación. El movimiento de los fluidos en rocas de baja y muy baja permeabilidad está gobernada por las fuerzas capilares de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_c = \frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos \alpha}{r}$$

Donde P_c es la presión capilar, γ es la tensión superficial, α es el ángulo de contacto y r es el radio del capilar (gargantas porales en la roca).

Mediante la incorporación de un surfactante al fluido de fractura se busca, entre otras propiedades, bajar lo máximo posible la presión capilar de manera de que el fluido no quede retenido en la formación por este efecto, provocando la reducción de permeabilidad relativa de la fase hidrocarburiífera. De acuerdo a la expresión anterior, el valor de P_c puede ser disminuido ya sea bajando la tensión superficial del fluido o llevando el ángulo de contacto α a 90° . En este último caso, el $\cos 90^\circ = 0$ haciendo que P_c adquiera este mismo valor.

Para el tratamiento se evaluaron dos tipos de surfactantes con distinto mecanismo de acción. Por un lado, un surfactante comercial (SC) con un alto poder de reducción de tensión superficial, y por otro, un surfactante microemulsionado (SM) que se caracteriza por generar un ángulo de contacto próximo a 90° .

El ensayo comparativo se realizó utilizando un equipo de succión capilar, CST (Capillary Suction Test) comercial. Este equipo mide automáticamente el tiempo que tarda el filtrado en avanzar radialmente en un medio permeable donde se colocan dos electrodos separados una determinada distancia entre sí. Los resultados se comparan con un Blanco realizado con agua sin surfactante. En la figura 5 se presenta el equipo CST utilizado para la selección del surfactante.



Figura 5. Equipo CST utilizado para la selección del surfactante.

En la figura 6 se presentan los resultados del test de succión capilar obtenidos con agua, agua + 0.2 % surfactante comercial (SC) y agua + 0.2 % de surfactante microemulsionado (SM).

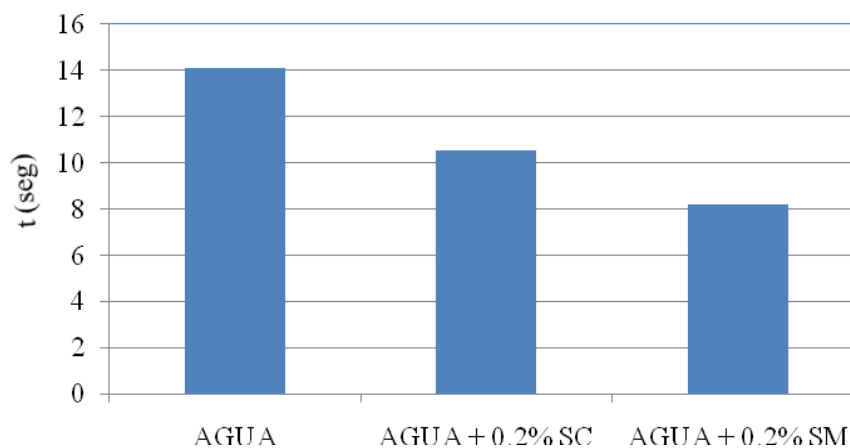


Figura 6. Resultados del test de succión capilar obtenidos con agua, agua + 0.2 % surfactante comercial (SC) y agua + 0.2 % de surfactante microemulsionado (SM).

Ensayo de daño por residuo de polímero

La evaluación del daño a formación por la presencia de polímero residual fue evaluada mediante ensayos de flujo realizados en un equipo FRT, modelo 6000 (*Formation Response Tester*) de Chandler Eng. (Ver figura 7). El ensayo de flujo se realiza siguiendo el siguiente procedimiento:

- 1) Montar testigo de arena Berea de 50 md saturado en agua 2-API en la celda del FRT, previo registro de sus dimensiones y determinación de volumen poral (porosidad).
- 2) Se aplica una presión de confinamiento de 1000 psi y se termostatiza a 150°F.
- 3) Se bombea agua 2-API en sentido de producción a un caudal de 1 ml/min, hasta obtener una lectura estable de presión en la cara de inyección.
- 4) Se determina el valor de permeabilidad de referencia K_{wo} .
- 5) Se hace circular por la cara de inyección 10 volúmenes porales (VP) de gel lineal con una carga polimérica de 50 pptg.

- 6) Se vuelve a inyectar agua 2-API a 1 ml/min y se determina el valor de K_{wf} , una vez que se obtiene un registro estable de presión.
- 7) Se determina el factor de resistencia residual (FRR) como K_{wo}/K_{wf} .



Figura 7. Equipo FRT (*Formation Response Tester*) utilizado para determinar el daño por residuo de polímero a la formación.

Se repite el procedimiento de ensayo para evaluar la incidencia en el valor de FRR de una inyección previa de tratamiento de limpieza. Para ello, se bombea en sentido de inyección 10 VP de tratamiento de limpieza (sin CO_2). En las figuras 8 y 9 se presenta el registro de las variables (caudal, presión de entrada y salida y K_w) para los ensayo sin y con tratamiento de limpieza respectivamente.

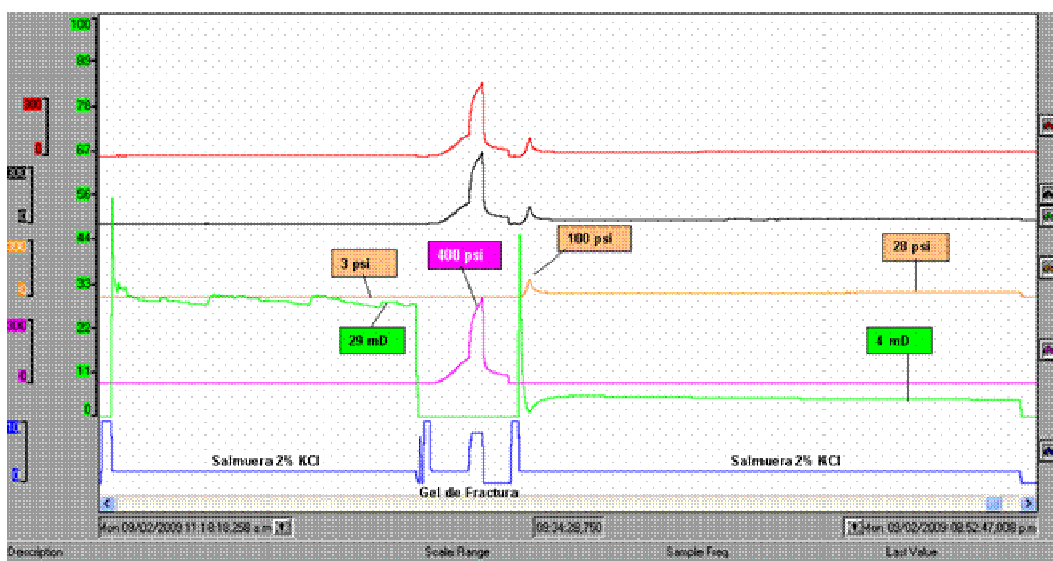


Figura 8. Ensayo de daño por residuo de polímero, sin sistema de limpieza

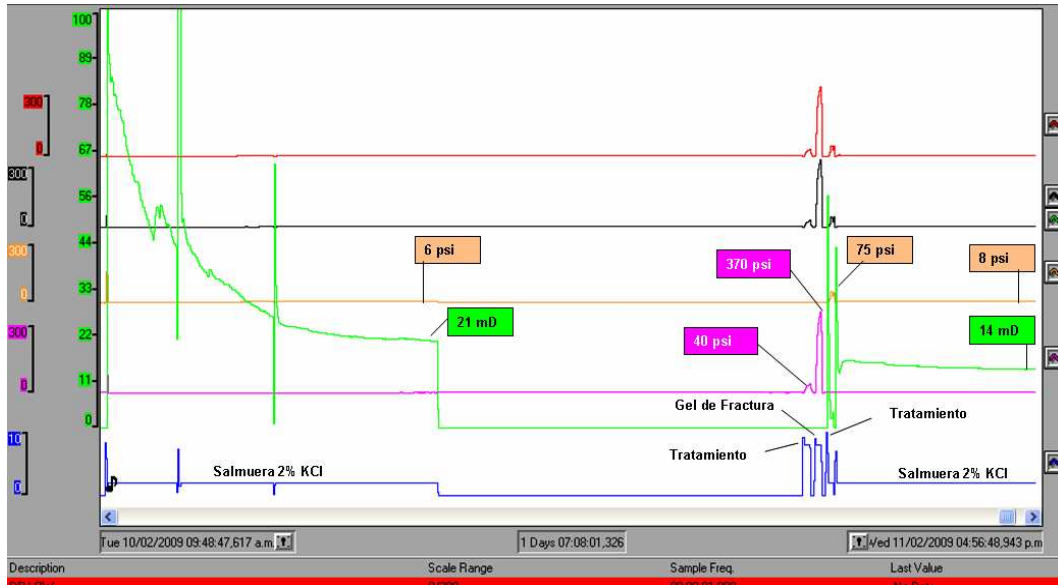


Figura 9. Ensayo de daño por residuo de polímero con sistema de limpieza.

En la tabla 2 se presentan los valores de K_{wo} , K_{wf} y FRR obtenido en los dos ensayos de flujo (con y sin tratamiento de limpieza).

Tabla 2. Valores de K_{wo} , K_{wf} y FRR obtenido en los dos ensayos de flujo.

Sistema	K_{wo} (mD)	K_{wf} (mD)	FRR
Sin tratamiento de limpieza	29.2	3.8	7.7
Con tratamiento de limpieza	20.7	14.8	1.4

Los resultados de los ensayos de flujo demuestran que el tratamiento de limpieza permite remover prácticamente la totalidad del daño por residuo polimérico, obteniendo un valor de FRR cinco veces menor al obtenido sin este tratamiento.

Resultados de campo.

Bombeo del tratamiento

El tratamiento se bombea previo al colchón de la fractura principal. El volumen y composición se ajusta en función de la severidad de los problemas que hayan sido detectados en operaciones de pozos offset en cuanto a bajos porcentajes de fluido vertido recuperado o respuestas en producción por debajo del potencial esperado.

A continuación se presenta la descripción de los tratamientos realizados hasta la fecha (Pozo “referencial viejo”) y los cambios propuestos en el diseño mediante la incorporación del preflujo (Pozo “referencial nuevo”).

Pozo “Referencial Viejo”

En la tabla 3 se presentan las características del reservorio al momento de realizar la intervención al pozo. En la tabla 4 se presentan las características de la fractura hidráulica generada. La figura 10 muestra la carta de la operación de fractura.

Tabla 3. Características del reservorio al momento de realizar la intervención al pozo.

Características del reservorio	
Pozo	“Referencial viejo”
Fecha de intervención	2001
Formacion	Lotena
Punzado (mts)	2866 / 79 – 2885 / 88
Espesor punzado (mts)	16
Presión poral (psi)	4000 (Presión Original)
Permabilidad (md)	0.5
Porosidad	9%

Tabla 4. Características de la fractura hidráulica generada.

Características de la fractura	
Agente de sosten	Cerámico 16/20
Fluido de fractura	Espuma de CO2 65%
Caudal de bombeo (BPM)	22
Preflujo de limpieza	No
Cantidad de sks.	730
Máxima concentración de agente de sostén (lb/gal)	4.5
Longitud empaquetada (mts)	85
Máxima concentración areal (lb/ft2)	0.8

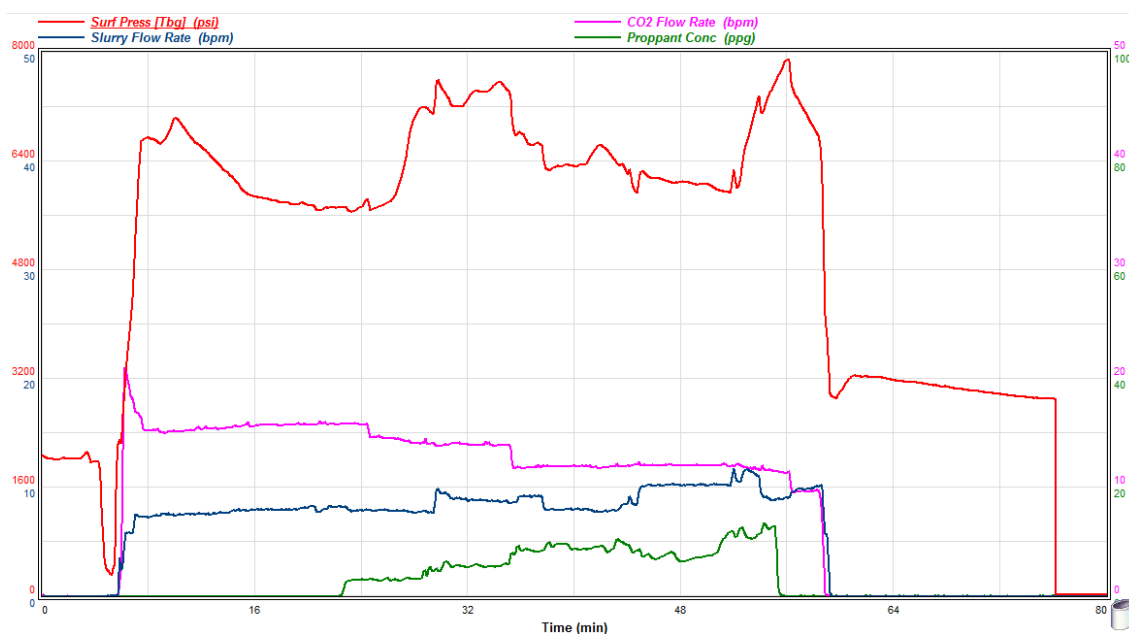


Figura 10. Registro de la operación de fractura del pozo “referencial viejo”.

En la figura 11 se presenta la geometría de la fractura indicando la concentración areal de agente de sostén. La tabla 5 resume la información de producción del pozo estimulado.

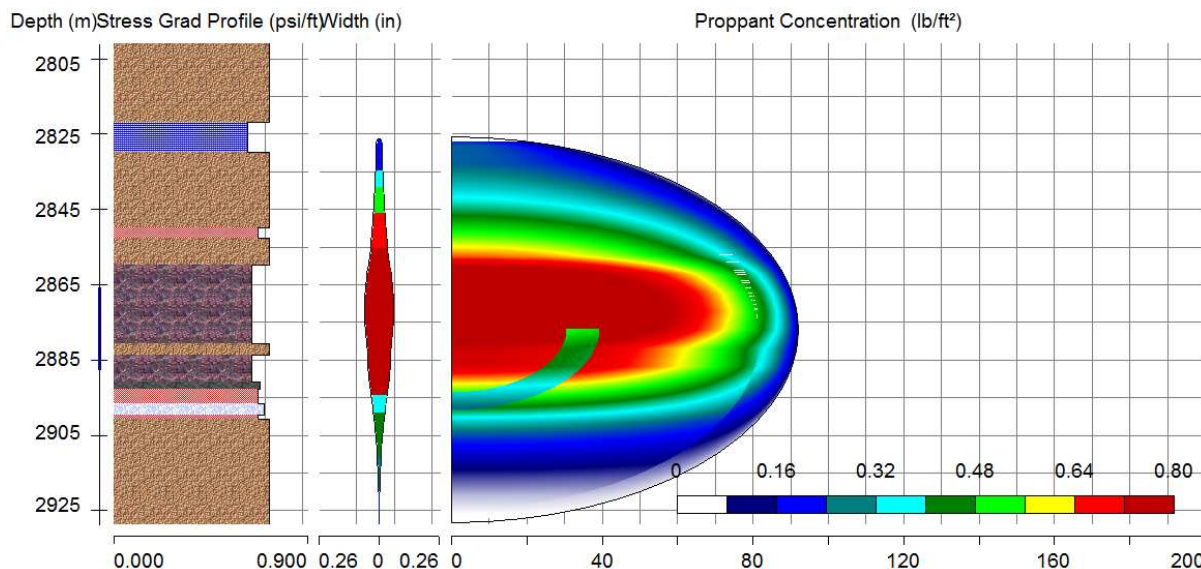


Figura 11. Geometría de la fractura indicando la concentración areal de agente de sostén.

Tabla 5 resume la información de producción del pozo estimulado

Producción	
Producción prefractura	Sin entrada
Producción post-fractura – ensayo a separador (m3/día)	94.000
Inicio de producción con instalación final (m3/día)	30.000
Pérdida porcentual al enganchar pozo en producción	68 %
Declinación de pozos productores de gas de Lotena	18%

Características de “Pozos Referenciales viejos”:

- Se debe tener en cuenta que los pozos que se utilizan como “referenciales viejos” fueron intervenidos hace más de 10 años y estaban al momento de fracturarse en condiciones de presión original.
- Es marcada la pérdida de producción que tienen los pozos a posteriori del ensayo post-fractura (68%), para bajar instalación final se realizaban maniobras de cierre y/o ahogue de pozo que cortaba el flujo de gas y dejaba agua residente en formación que afectaba la producción posterior.
- La declinación de los pozos productores de Lotena es superior a la esperada, esto puede deberse a propiedades de reservorio inferiores a las estimadas, en cuyo caso sería recomendable generar fracturas de mayor geometría para extender la vida útil de la capa con producción económicamente aceptable.

Pozo “Referencial nuevo”

En la tabla 5 se presentan las características del reservorio al momento de realizar la intervención al pozo. En la tabla 6 se presentan las características de la fractura hidráulica generada. La figura 12 muestra la carta de la operación de fractura.

Tabla 5. Características del reservorio al momento de realizar la intervención al pozo.

Características del reservorio	
Pozo	“Referencial nuevo”
Fecha de intervención	2012
Formación	Lotena
Punzado (mts)	2883 / 2904
Espesor punzado (mts)	21
Presión poral (psi)	2400 (60% de la Presión Original)
Permabilidad (md)	0.22
Porosidad	10%

Tabla 6. Características de la fractura hidráulica generada.

Características de la fractura	
Agente de sostén	Cerámico 16/30
Fluido de fractura	Espuma de CO2 55%
Caudal de bombeo (BPM)	16
Preflujo de limpieza	5000 gal Espuma de CO2 85% + Sistema (ruptor, surfactante).
Cantidad de sks.	1600
Máxima concentración de agente de sostén (lb/gal)	6
Longitud empaquetada (mts)	70
Máxima concentración areal (lb/ft2)	2.0

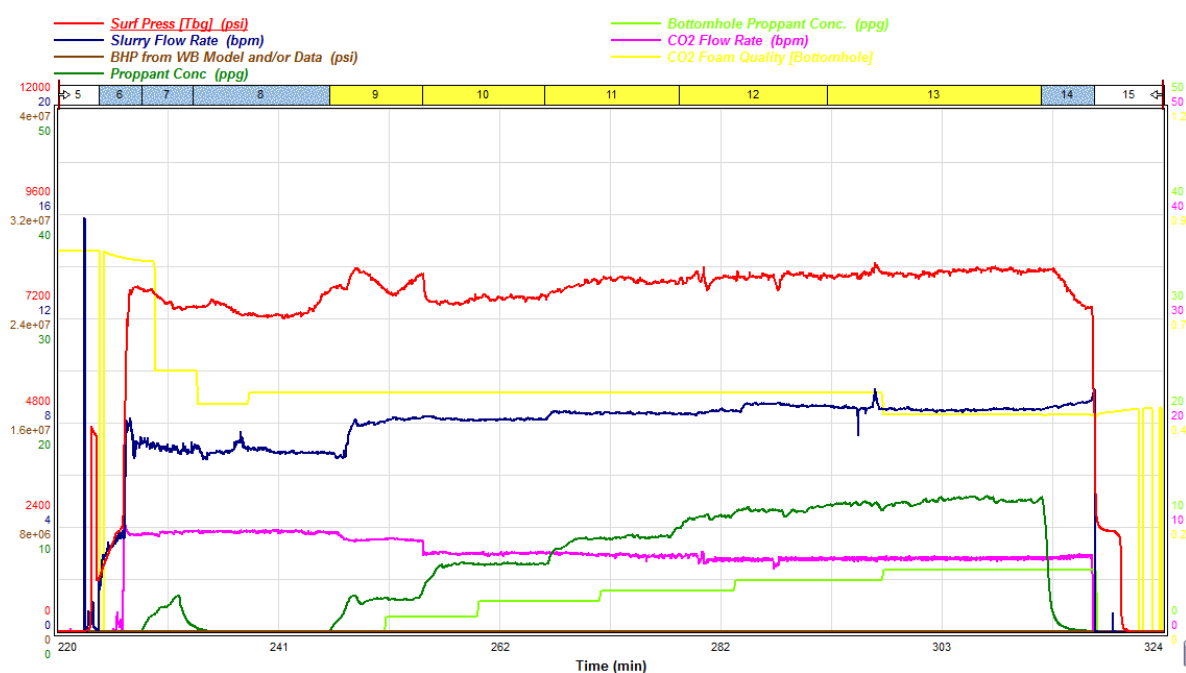


Figura 12. Registro de la operación de fractura del pozo “referencial nuevo”.

En la figura 13 se presenta la geometría de la fractura indicando la concentración areal de agente de sostén. La tabla 7 resume la información de producción del pozo estimulado.

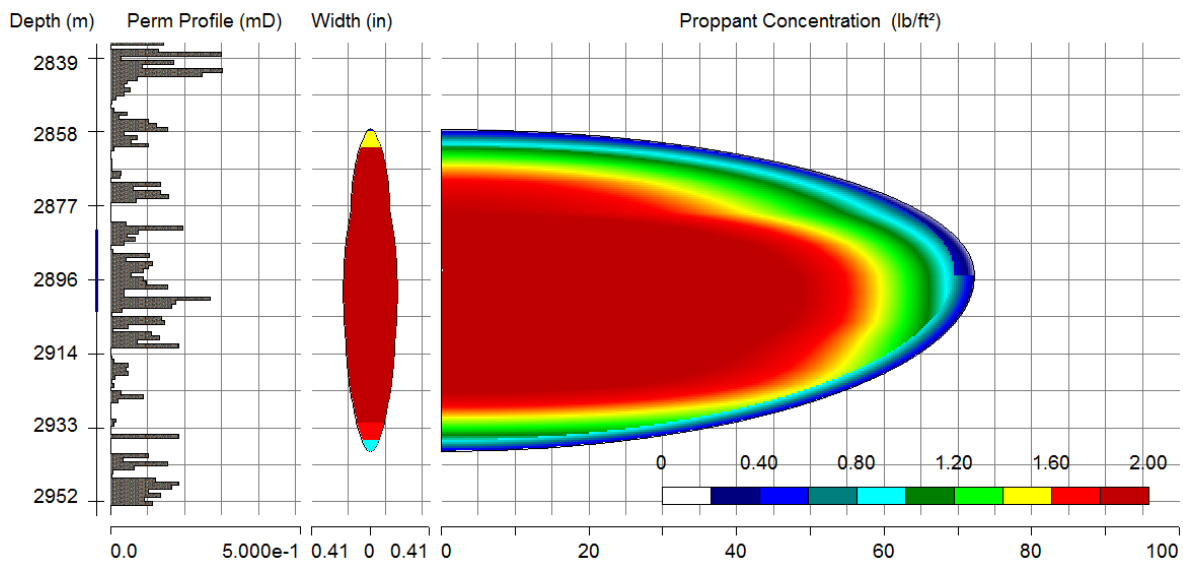


Figura 13. Geometría de la fractura indicando la concentración areal de agente de sostén.

Tabla 7 resume la información de producción del pozo estimulado

Producción	
Producción prefractura	Sin entrada
Producción post-fractura – ensayo a separador (m3/día)	63.000
Inicio de producción con instalación final (m3/día)	42.000
Pérdida porcentual al enganchar pozo en producción	33 %
Declinación estimada por simulación	12%

Características “Pozo Referencial Nuevo”

- El pozo denominado “referencial nuevo” en realidad es un pozo viejo que ya estuvo produciendo de una porción de la formación Lotena, lo cual justifica la depletación que fue detectada cuando se realizó el bombeo de calibración (DFIT), encontrándose que solo queda un 60% de la presión de reservorio original.
- El diseño de fractura se hace teniendo en cuenta el menor potencial de la capa (en cuanto a propiedades litológicas y presión poral), proponiendo una fractura con mayor cantidad de agente de sostén y usando un preflujo para asegurar una mayor limpieza post fractura del pack y por ende mayor longitud efectiva durante la puesta en producción.
- La producción inicial fue la esperada, acorde a las propiedades del reservorio y la estimación de la declinación para este tamaño de fractura se espera sea más atenuada que la que presentan los pozos “Referenciales viejos”.

Conclusiones

- **Sensibilidad al agua de la formación Lotena:** La formación Lotena presenta alta sensibilidad al contacto con agua, los ensayos de laboratorio que a este efecto se realizaron, sumado a los antecedentes de puesta en producción post-ahogo lo confirman.
- **Fracturamiento hidráulico como alternativa para puesta en producción:** La formación Lotena requiere del fracturamiento hidráulico para lograr producciones rentables. Es necesario ajustar los parámetros de diseño (geometría, fluido, agente de sostén, etc.), en pos de lograr acercarnos a la fractura óptima para este tipo de formación.

- **Puesta en producción:** Dada la sensibilidad del reservorio se debe evitar cerrar el pozo y/o ahogar el mismo (post-fractura) para evitar la residencia de líquido en formación, lo que irremediablemente afecta la respuesta futura en producción.
- **Retorno post-fractura:** Los pozos tratados con el “Preflujo de limpieza” mostraron una rápida recuperación del fluido de fractura vertido.
- **Ventajas del preflujo de limpieza:** El sistema de limpieza genera una efectiva remoción de los residuos poliméricos minimizando el daño a formación y al pack de agente de sostén, propiciando una mayor longitud de fractura efectiva.

Referencias

H.D. Brannon and R.J. Pulsinelli,: “Breaker Concentrations Required to Improve the Permeability of Proppant Packs Damaged by Concentrated linear and Borate Crosslinked Fracturing Fluids”, SPE 20135 presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, March 8-9, 1990.

G. Penny and L.Jin.: “The Development of Laboratory Correlations Showing the Impact of Multiphase Flow, Fluid, and Proppant Selection Upon Gas Well Productivity,” paper SPE 30494

presented at the 1995 SPE Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, October 22-25m 1995.

G.W. Voneiff, B.M.Robinson and S.A. Holditch, “The Effects of Unbroken Fracture Fluid on Gas Well Performance,” SPEPF, Vol. 11, No. 4, 223-229. 1996.

E.A. May, L.K. Britt, and K.G. Nolte, “The Effect of Yield Stress on Fracture Fluid Cleanup,” SPE paper 38619 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 5-8. 1997.

D.M. Willberg, R.J. Card, L.K. Britt, M. Samuel, K.W.England, K.E.Caziewel, and H. Krus,: “Determination of the Effect of Formation Water on Fracture Fluid Cleanup Through Field Testing in the East Texas Cotton Valley,” SPE paper 38620 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 5-8. 1997.

G.W Hawkins.: “Laboratory Study of Proppant-Pack Permeability Reduction Caused by Fracturing Fluids Concentrated During Closure” SPE paper 18261 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct. 2-5, 1998.

T. Friedel, “Numerical Investigation on Hydraulic Fracture Cleanup and Its Impact on the Productivity of a Gas Well With a Non-Newtonian Fluid Model” SPE paper 99445 presented at the SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, , May 15-17, 2006.

J.A. Ayoub, R.D. Hutchins, F. Van der Bas, S. Cobianco, C.N. Emiliani, M. Glover, S. Marino, G. Nitters, D. Norman and G. Turk, . New Results Improve Fracture-Cleanup Characterization and Damage Mitigation, SPE paper 102326, SPE Journal of Production & Operations, Vol. 24, No. 3, 2009.

Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a Petrobras Argentina S.A. y a San Antonio Internacional (SAI) por promover la divulgación del presente trabajo. Agradecemos al personal de ingeniería y operaciones de Petrobras y SAI que estuvo involucrado en los tratamientos de fractura de la formación Lotena en el Yac. Río Neuquén. Finalmente queremos agradecer al personal de D&T-SAI que participó del trabajo experimental llevado a cabo para este proyecto.