

# Optimización del proceso de fracturas en un reservorio no convencional volcano clástico

Por **R. Ceccarelli**, **E. d'Huteau** (Repsol YPF) y **F. Cafardi** (Schlumberger)

En los últimos años Repsol YPF empezó a desarrollar en la Cuenca Neuquina reservorios no convencionales, en particular la Formación Precuyano, roca volcano clástico. De 2001 a 2005 se perforaron 9 pozos en la zona de Cupén Mahuida y se realizaron 21 operaciones de fracturas. Los resultados de producción han sido variados, lo que se ha atribuido en parte a la complejidad del reservorio.

Para mejorar estos resultados fue necesario hacer un análisis de todo el proceso de estimulación. La evaluación se basó en una revisión de la petrofísica, examen de perfiles de imágenes para estudio de fisuras naturales, análisis de los minifrac y del comportamiento de la presión medida durante las fracturas.

Las conclusiones recomiendan modificar la metodología de trabajo para la definición de los intervalos candidatos a fracturar, así como la metodología de punzar y de fracturar.

## Introducción

El Yacimiento Cupén Mahuida, Formación Precuyano, se encuentra ubicado en la misma área que el Yacimiento Sierra Barrosa, productivo de gas y petróleo de la Formación Lotena. La estructura Sierra Barrosa está localizada en el sector sud central de la Cuenca Neuquina, a aproximadamente 35 kilómetros de la localidad de Plaza Huincul en la Provincia de Neuquén.

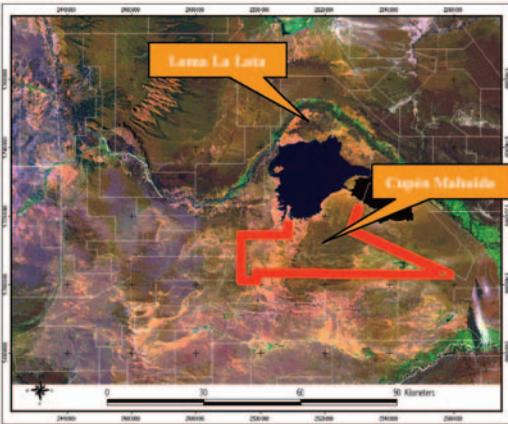


Figura 1. Mapa de ubicación.

Estas secuencias triásico-jurásicas pertenecientes al Precuyano están formadas por un conjunto de depósitos de orígenes variados y arreglos muy heterogéneos. Las facies reservorio corresponden principalmente a depósitos de flujos piroclásticos, tobas de caída y coladas volcánicas de tipo ácido. La trampa es de tipo combinado. Las acumulaciones de gas se verifican en las partes altas de estructuras positivas (factor estructural) y es de primordial importancia el factor estratigráfico, en estos casos dado por la creación de zonas porosas y permeables por alteración, microfisuramiento y fracturación de las rocas volcánicas.

La roca madre comprobada de la zona son las pelitas marinas de la Formación Los Molles, depositadas inmediatamente sobre las vulcanitas triásico-jurásicas.

Como es definido en el trabajo *Evaluación de formaciones en pozos exploratorios de reservorios no convencionales mediante perfiles de última generación* presentado por J. Dogliani, R. Domínguez y Daniel García, la utilización de

estas herramientas pudo definir para el primer pozo exploratorio un modelo de reservorios de poros pequeños, actuando como primarios e interconectados a microfisuras, a modo de gargantas porales, con porosidades efectivas de hasta el 12% y bajas permeabilidades (cerca de 1 mD). La eficacia en la producción de hidrocarburos estaría dada por la interconexión de estas bajas permeabilidades, con un sistema de microfisuras a modo de gargantas porales, no visibles en imágenes de pozos, ni identificadas por los perfiles de porosidad convencionales, por lo que es fundamental para poder acotarlos la visualización mediante parámetros dinámicos, como la movilidad obtenida del NMR y la perforación en UBD.

Basándose en esta descripción del reservorio se hicieron los diseños de fractura como para un reservorio clásico tradicional, como se muestra en la figura 2.

## Generalidades sobre operaciones de fractura

En los diferentes pozos terminados las profundidades del reservorio varían desde 3100 mbbp hasta 3700 mbbp.

Hasta el presente, las estimulaciones hidráulicas realizadas en los pozos varían sustancialmente en volúmenes y tamaños de diseños. Por los estreses actuales obtenidos del perfil sónico dipolar, el agente de sostén seleccionado es Sinterball 20/40. Los fluidos de fractura son base agua de baja carga polimérica.

El 47% de los tratamientos de estimulación hidráulica terminaron con arenamientos prematuros, sin poder bombear la totalidad de agente de sostén diseñado dentro de la formación. Pero en los demás pozos las concentraciones finales de agente de sostén en formación son altas: 16 ppg.

La figura 3 de la página 48 detalla

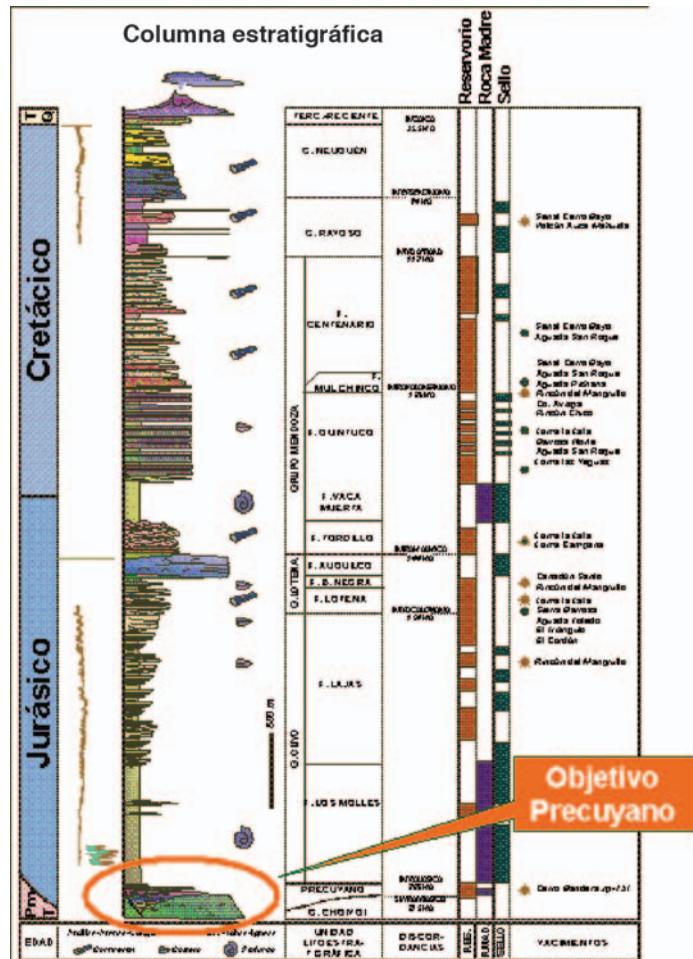


Figura 2. Columna estratigráfica.

### Zona de interés vs. Bolsas de agente de sostén

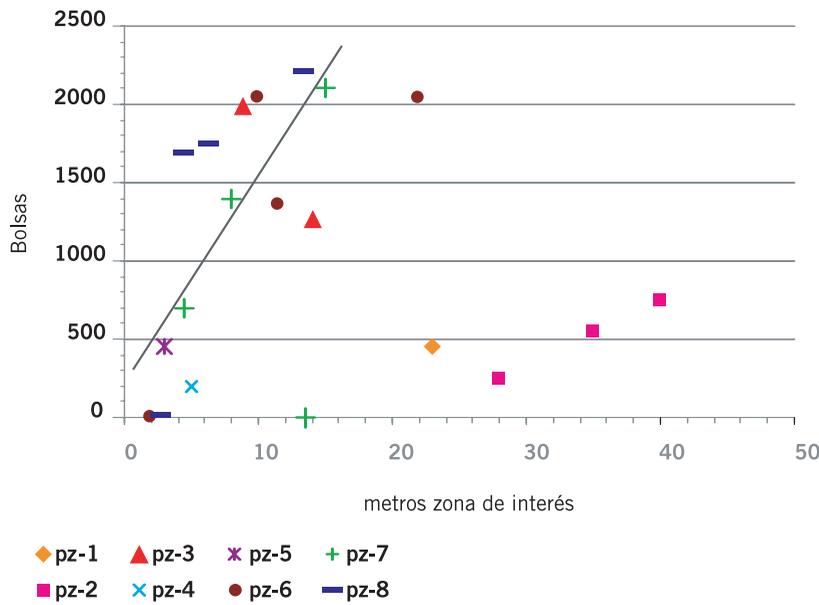


Figura 3. Agente de sostén vs. altura de interés.

la relación entre la cantidad de bolsas de agente de sostén bombeadas en formación y la altura de la zona de interés para cada pozo. El rango de valores es muy amplio, variando entre 9 y 422 bolsas/m, pero normalmente el rango es de 100 a 200 bolsas de arena por metro de zona de interés.

### Estrategia de completación y punzados

Los pozos fueron completados con liners de 5" de 18 lb/ft. Los tubing normalmente utilizados son de 3-1/2", 9,3 lb/ft. El sistema de punzados utilizado está seleccionado primeramente por las restricciones existentes en la completación, esto significa que el tipo de cañoneo óptimo es aquel que puede pasar sin riesgos a través de la cañería de completación y por el packer de producción.

Generalmente el cañón utilizado es el de 2" con cargas de 6,5 gr, a 6 tiros por pie y con un ángulo de 60°. El diámetro promedio de los orificios es de 0,17", sin embargo los orificios van de 0,09" en el caso más desfavorable a 0,22" en el caso óptimo. Esto implica que si bien todos los punzados pueden admitir fluido, sólo el 50% podrá admitir agente de sostén (20/40) a concentraciones superiores de 6 PPA.

### Análisis de perfiles e interpretación de minifrac

El análisis de perfiles con parámetros indirectos pero dinámicos, como la resonancia magnética nuclear (NMR), esencialmente dinámicos, como el ensayador modular de formaciones (MDT) en conjunto con imágenes de pozos (FMI, UBI, CBIL), sónico dipolar (DSI, XMAC) y perfiles con-

vencionales (resistividad de alta resolución, densidad, neutrón, SP, GR), *mud log*, es fundamental para el estudio petrofísico y la selección de intervalos de interés, como así también para el correcto diseño de la estimulación hidráulica.

Es clave conocer el tipo de reservorio y el mecanismo de drenaje al cual nos enfrentamos a la hora de diseñar óptimamente una estimulación hidráulica.

De los cinco minifrac disponibles para la evaluación, cuatro de los análisis de declinación de presión señalan la presencia del efecto de *Pressure Dependent Leakoff* (PDL). La diferencia entre la presión de cierre de fisuras naturales de formación ( $P_{fo}$ ) y la presión de cierre de la formación o fractura generada hidráulicamente ( $P_c$ ) nos indicará la severidad y complejidad que podremos esperar en las operaciones de fractura hidráulica. Los valores de las diferencias observadas son de aproximadamente 200 psi. Esta poca diferencia hace que las condiciones de operación sean difíciles, y tal efecto debe ser tomado en cuenta para optimizar los diseños y controlar la pérdida de fluido que las fracturas naturales abiertas naturalmente o hidráulicamente generarán.

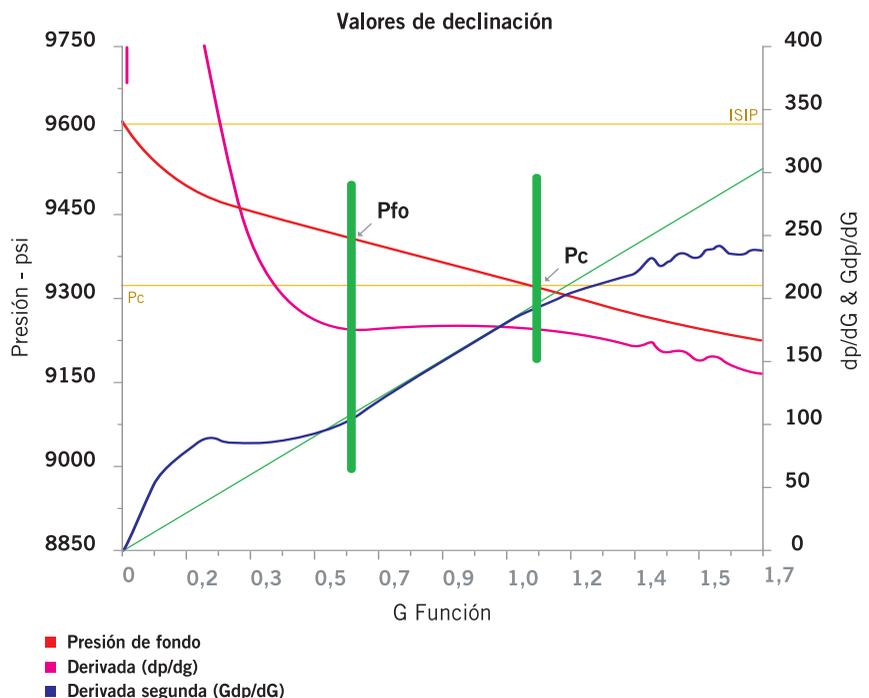


Figura 4. Ejemplo de PDL.

# AESA



## Soluciones de excelencia

- » Ingeniería
- » Fabricación de equipos
- » Construcción llave en mano
- » Provisión de servicios

[www.astraeangelista.com](http://www.astraeangelista.com)



## Lufkin va por más.

**Más capacidad, más servicios,  
más eficiencia.**

Inauguramos una planta de reparaciones en el Parque Industrial de Comodoro Rivadavia para acompañar a nuestros clientes en sus proyectos de desarrollo.



La planta de 1.500 m<sup>2</sup> fue construída sobre un predio de 2,5 hectáreas. Cuenta con equipamiento y maquinaria de última generación destinados a realizar todo tipo de reparaciones en aparatos de bombeo mecánico y brindar a las compañías productoras la celeridad y calidad de trabajo que ellas necesitan.

**LUFKIN** ARGENTINA S.A.

[lufkinba@lufkin-arg.com](mailto:lufkinba@lufkin-arg.com)

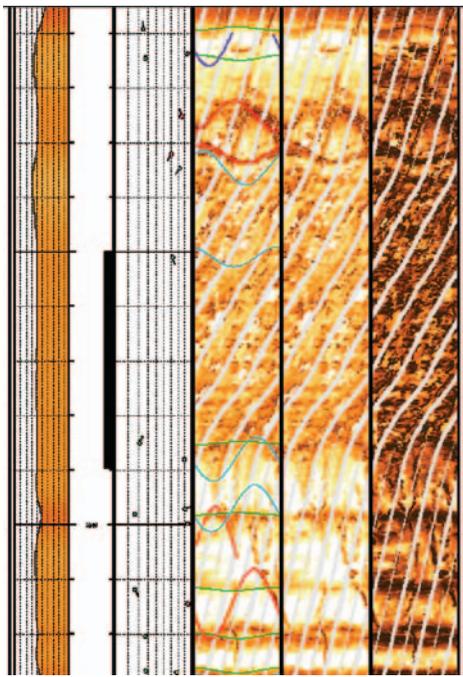


Figura 7. Perfil de imágenes caso A.

agente de sostén bombeado. Objetivos: bypassar el daño, dejar conductivo el sistema de fisuras naturales de la formación. Buscar ancho de fracturas en caso de altas permeabilidades.

• **Condiciones de reservorio B**

Pobre petrofísica y presencia de fracturas naturales en la imagen de pozo. La porosidad (8% a 10%) y la altura de la zona de interés es media y con baja permeabilidad.

El objetivo del diseño será bypassar el daño. Se intentará diseñar fracturas largas, pero la falta de contrastes en estreses entre la zona de interés y las capas superiores e inferiores que se observa generalmente en este yacimiento será un limitante en la definición del volumen del tratamiento.

• **Condiciones de reservorio C**

El tercer caso está dado por condiciones de petrofísica pobre (baja porosidad o/y baja permeabilidad) y sin presencia de fracturas naturales conductivas en la imagen de pozo, y sin variación de amplitud entre  $\Delta T$  compresional y  $\Delta T$  shear y sin incremento del  $\Delta T$  Stoneley, obtenidos del sónico dipolar, que serían indicadores de zonas naturalmente fisuradas. Para

Revoque		Invasión?		CMFF	
GR@CAL_CMR_TLD	(gAPI) 300	AT10@AIT_DSL_T	0.2 (ohm.m) 2000	NPHI@AIT_DSL_T	TMCR@CAL_CMR_T
SP@AIT_DSL_TLD	(mV) 0	AT20@AIT_DSL_T	0.2 (ohm.m) 2000	PEFZ@AIT_DSL_T	CMFF@CAL_CMR_T
HCAL@AIT_DSL_T	(IN) 10	AT30@AIT_DSL_T	0.2 (ohm.m) 2000	DPHI@DataFunct	KTIM@CAL_CMR_T
		AT60@AIT_DSL_T	0.2 (ohm.m) 2000	TCMR@CAL_CMR_T	KSDR@CAL_CMR_T
		AT90@AIT_DSL_T	0.2 (ohm.m) 2000		
		RX02@AIT_DSL_T	0.2 (ohm.m) 2000		

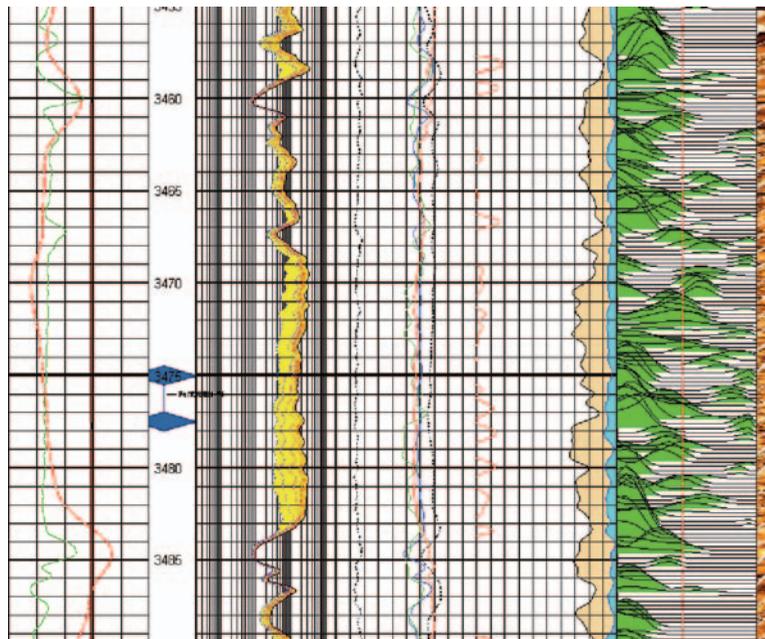


Figura 8. Perfil de imágenes caso C.

este caso el reservorio responde como un clástico, de condiciones petrofísicas regulares a malas.

En el ejemplo siguiente se observa una petrofísica regular, con valores de porosidad del 12%, NP 12 m; en el MREX se observan valores bajos de fluidos libres (figura 8). La imagen de pozo infiere una ignimbrita, con tamaño de grano pequeño y relativamente homogéneo (figura 9, de página 53).

Se observan fisuras inducidas (dirección máximo estrés, plano pre-

rencial de fractura) con dirección NNW-SSE. No se observan en la imagen fracturas naturales conductivas.

Del análisis de la declinación de presión (minifrac), la función "G" sugiere un comportamiento de *pressure dependent leakoff*, lo que indicaría que, aunque no se observan fisuras naturales conductivas o abiertas en la imagen de pozo, algunas fisuras permeables existen y se abren al superar su presión de cierre. La presencia de estas fisuras no significa que sean reservorio. Sin hacer un minifrac no

Condición	Porosidad	Proppant [sx]	Fisuras	PLT - 10 mm [m³/d]	Producción %
C	10%<	0	SÍ	83.000	22%
A	14%	1.396	SÍ	171.000	46%
C	10%	700	NO	69.000	18%
C	12%	2.103	NO	52.000	14%

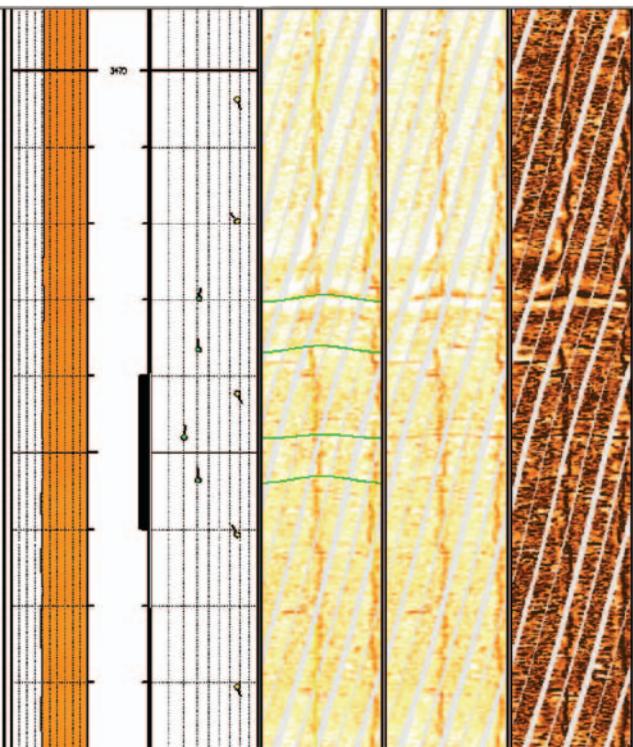


Figura 9. Perfil de imágenes caso C.

tendríamos conocimiento de la existencia de estas microfisuras naturales.

### • Comparación de producción

La tabla de la página 52 detalla en resumen los resultados obtenidos para los diferentes intervalos de un mismo pozo versus su clasificación.

Para el caso de este pozo, como para el resto de los pozos productores de la Formación Precuyano, en el ámbito del Yacimiento Cupén Mahuida vemos que la producción no responde al tamaño de estimulación hidráulica realizada, sino a condiciones de reservorio y tipo de mecanismos de drenaje.

## Conclusiones y recomendaciones

- Podemos clasificar la calidad del reservorio Precuyano entre tres categorías, cada cual con un lineamiento de diseño de fractura. Para esta clasificación es necesario hacer un análisis en detalle de los perfiles convencionales junto con perfiles avanzados, como son la resonancia

magnética, el sónico dipolar y las imágenes de pozos.

- Se recomienda la realización de minifrac antes del bombeo de la estimulación hidráulica principal en cada una de las capas a estimular. Esto permitirá conocer el mecanismo y severidad de pérdidas de fluidos.
- Se recomienda la utilización en los colchones de agente de sostén de pequeña granulometría (malla 100) para el control de pérdida de fluido en las fisuras naturales.
- Los diseños no necesitan superar alta concentración de agente de sostén bombeado con valores de hasta 8 ppa se obtendrán resultados similares. Se puede terminar la operación con un slug a mayor concentración, pero con el objetivo de dejarlo dentro de la zona de los punzados. ■

## Referencias

1. Documento interno: *Evaluación de formaciones en pozos exploratorios de reservorios no convencionales mediante perfiles de última generación*. Dogliani, Julio C.; Domínguez, Roberto R. y García, Daniel G.
2. *Evaluación mediante tecnología UBD (Under Balance Drilling) de un pozo exploratorio, de baja permeabilidad y sobrepresionado, en la Cuenca Neuquina*. García, Daniel G. y Moreyra, Juan D.
3. SPE 16417: *Modified fracture pressure decline analysis including pressure-dependent leakoff*. Castillo, J. L. (Dowell Schlumberger).
4. SPE 28717: *Hydraulic fracturing in a naturally fractured reservoir*. Britt, L. K.; Hager, C. J. (Amoco Production Co.) y Thompson, J. W. (Schlumberger Dowell).
5. SPE 39953: *Pressure dependent leakoff in fracturing. Field examples from the Haynesville Sand*. Rollins, K. (Marathon Oil Co.) y Hyden, R. E. (Halliburton Energy Services, Inc.).
6. SPE 49080: *Hydraulic fracture stimulation design and well performance in non conventional reservoirs*. Conway, Michael, W. (SPE, STIM-LAB, Inc.) y Barree, Robert D. (SPE, Marathon Oil Company).
7. SPE 57324: *Identifying and evaluating producing horizons in fractured basement*. Tandom, P. M., Ngoc, N. H. (Petronas Carigali Vietnam); Tjia, H.D. (Petronas Research and Scientific Services) y Lloyd, P. M. (SPE).
8. SPE 67298: *Proppant holdup, bridging, and screenout behavior in naturally fractured reservoirs*. Barree, Robert D. (SPE, Barree & Associates LLC); Conway, M. W. (SPE, STIM-LAB, Inc.).
9. SPE 20154: *Hydraulic fracturing in tight, fissured media*. Warpinski, Norman R. (SPE, Sandia Nat. Laboratories).
10. SPE 60291: *Adapting high permeability leakoff analysis to low permeability sands for estimating reservoir engineering parameters*. Craig, David P.; Eberhard, Michael J. (Halliburton Energy Services, Inc.) y Barree, Robert D. (Marathon Oil Company).
11. SPE 60321: *Case history: observations from diagnostic injection tests in multiple pay sands of the Mamm Creek Field, Piceance Basin, Colorado*. Craig, David P.; Odegard, Chad E. (Halliburton Energy Services) y Pearson, Walter C. Jr.; Schroeder, James E. (Mesa Hydrocarbons, Inc).
12. SPE 39932: *Applications of pre-frac injection/falloff test in fissured reservoirs. Field examples*. Barree, Robert D. (SPE, Marathon Oil Company).
13. SPE 78320: *Guidelines for the design of fracturing treatments for naturally fractured formations*. Van Batenburg Diederik, W.; Halliburton, B. V. y Hellman, Tom J. (BP Exploration Operating Co. Ltd).