

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

R. Ceccarelli, Repsol-YPF; F. Cafardi, Schlumberger; E. d'Huteau, Repsol-YPF

Resumen

En los últimos años Repsol-YPF empezó a desarrollar en la cuenca neuquina reservorios no convencional, 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 ha sido atribuido en parte a la complejidad del reservorio

Para mejorar los resultados era necesario hacer un análisis de todo el proceso de estimulación. Entonces la evaluación se basó en una revisión de la petrofísica, evaluación 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 Fm. Lotena. La estructura “Sierra Barrosa”, está localizada en el sector sud-central de la Cuenca Neuquina, a aproximadamente 35 Km. de la localidad de Plaza Huincul en la Provincia de Neuquén.

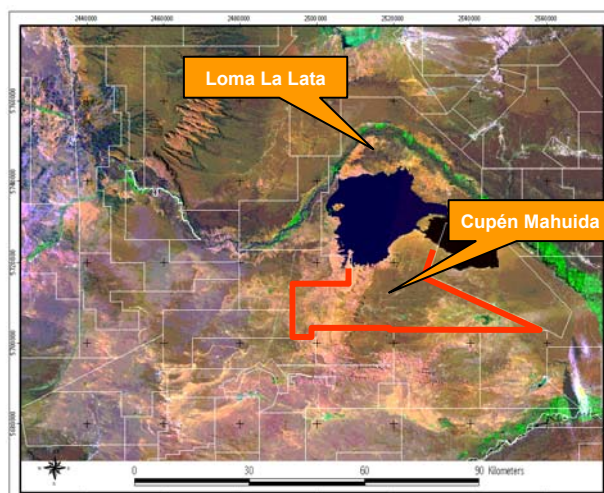


Fig. 1: Mapa de ubicación

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 Fm. Los Molles depositadas inmediatamente sobre las vulcanitas triásico-jurásicas.

Como es definido en el trabajo presentado por J. Dogliani, R. Domínguez y Daniel García sobre “Evaluación de Formaciones en Pozos Exploratorios de Reservorios No Convencionales Mediante Perfiles de Última Generación” la utilización de estas herramientas pudieron definir para el pozo CuM.x-1 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 (cercanas a 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 clástico tradicional.

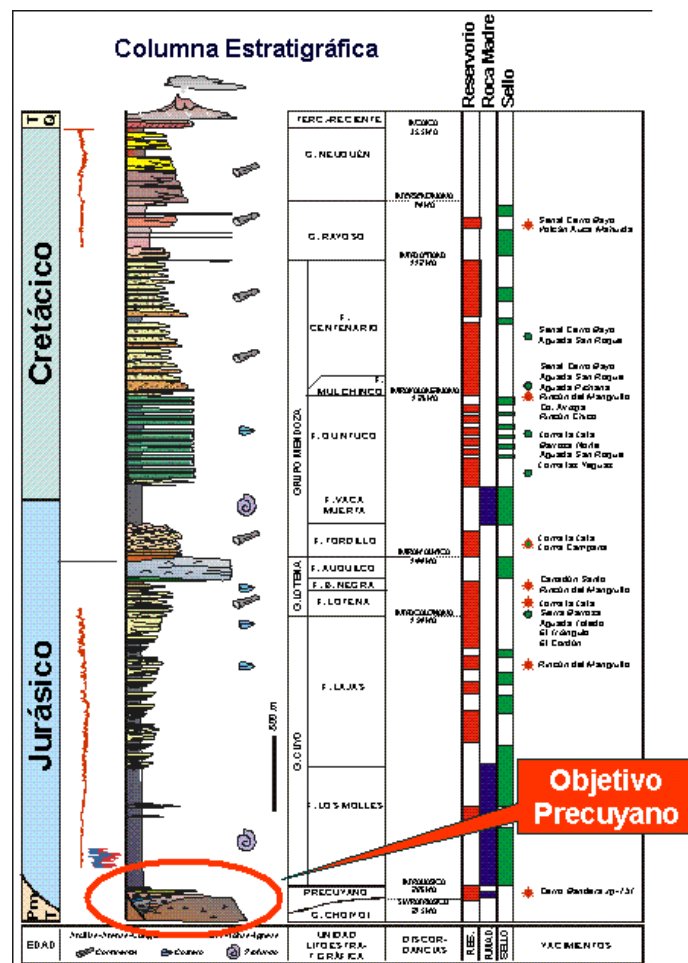


Fig. 2: Columna estratigráfica

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 substancialmente 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 detalla 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.

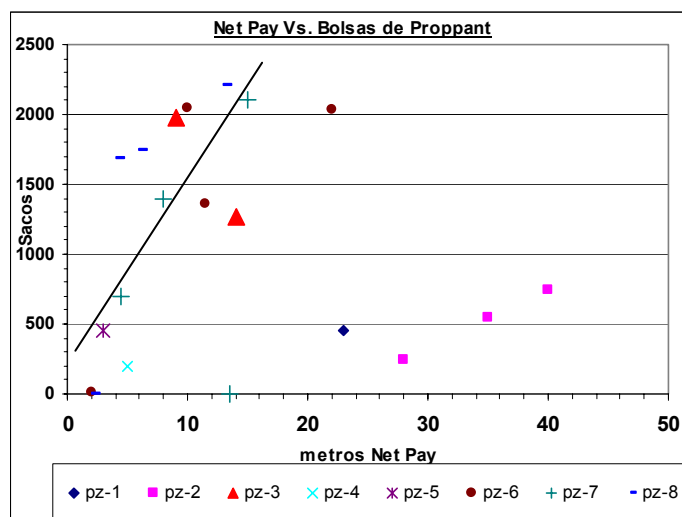


Fig. 3: agente de sostén vs. altura de interés

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 esta seleccionado primeramente por las restricciones existente en la completación, esto significa que el tipo de cañoneo optimo 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, solo el 50% podrán 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 dinámico, como ser 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 convencionales (Resistividad de Alta Resolución, Densidad, Neutrón, SP, GR), Mud Log, es fundamental para el análisis petrofísico y la selección de intervalos de interés, como así también para el correcto diseño de la estimulación hidráulica.

Es clave conocer al 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 dependant leakoff" (PDL). La diferencia entre la presión de cierre de fisuras naturales de formación (Pfo) y la presión de cierre de la

formación o fractura generada hidráulicamente (P_c), nos indicara la severidad y complejidad que podremos esperar en las operaciones de fractura hidráulica. Los valores de las diferencias observadas es de aproximadamente 200 psi. Esta poca diferencia hace que las condiciones de operación sean difíciles y este efecto debe ser tomado en cuenta para optimizar los diseños y poder controlar la pérdida de fluido que las fracturas naturales abiertas naturalmente o hidráulicamente generará.

En la imagen de pozo del caso ejemplo graficado en figura 4 no se observan fisuras naturales, sin embargo el minifrac nos indica que estas están presentes. Una de las causas de este fenómeno, es que la imagen de pozo tiene un radio de investigación del orden de pocas pulgadas, cuando en el minifrac estamos hablando de metros de investigación.

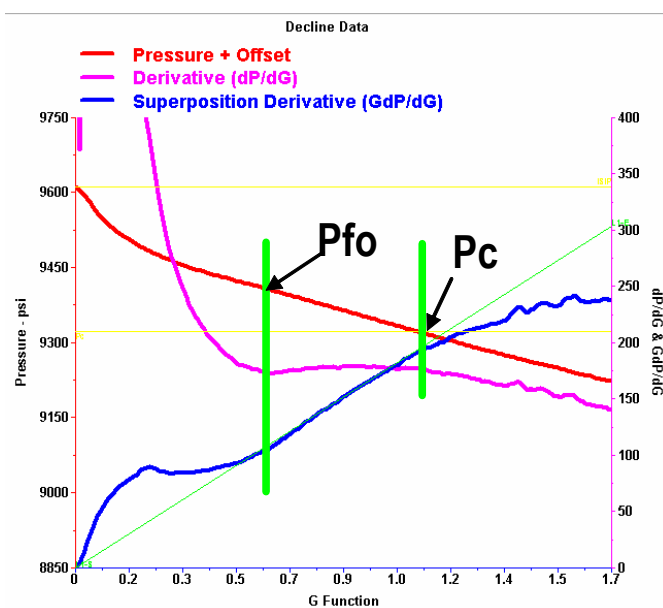


Fig. 4: Ejemplo de PDL

Esto recalca la importancia de realizar siempre un minifrac antes del bombeo del tratamiento principal para conocer el mecanismo de perdidas de fluidos, calcular fricciones extras en el sistema a nivel de punzados y nivel de reservorios (tortuosidades), ajustar estreses, evaluar el comportamiento del fluido, y poder ajustar el diseño.

Interpretación de los Resultados de Producción

En lineamientos generales se puede establecer que la producción obtenida corresponde a por lo menos tres mecanismos de drenajes diferentes o combinación de estos. La figura 5 muestra la relación entre las producción post fractura hidráulica y la cantidad de bolsas bombeadas a formación considerando los casos estudiados.

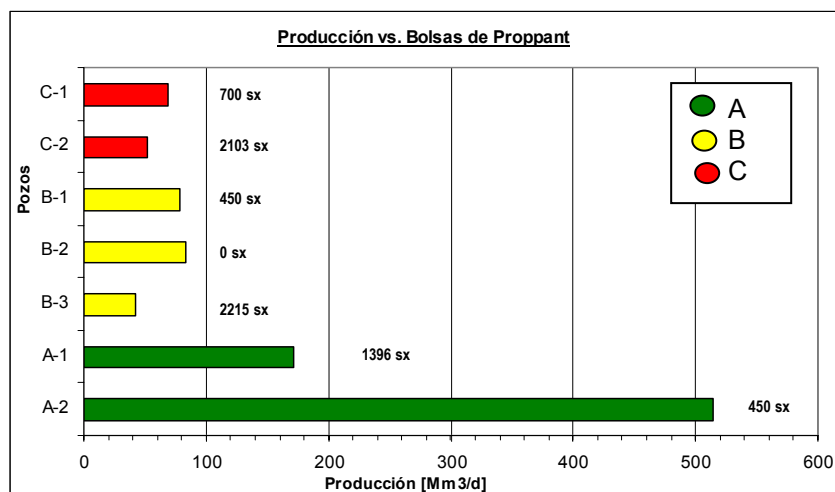


Fig. 5: Producción vs. sacos de agente de sostén

Interpretando los resultados podemos establecer como mínimo 3 casos bases de comportamientos en la formación Precuyano en el ámbito del Yacimiento Cupén Mahuida:

Condiciones de Reservorio A

Buena petrofísica y presencia de fisuras naturales conductivas en la imagen de pozo.

En el ejemplo siguiente (Fig. 6 & 7) podemos observar que el porcentaje de fluidos libres es alto y que la porosidad ronda el 14%. El GR se ve limpio. La altura de la zona de interés es de aproximadamente 7 m. La diferencia entre las curvas de resistividad profunda y la somera nos indicaría presencia de buena permeabilidad en la capa (invasión).

La imagen de pozo detalla valores de resistividad mayores. Se pierde un poco la estratificación, siendo mayormente masivas. Se observan fracturas naturales conductivas en conjunto con buenas cualidades petrofísicas (porcentaje mayores al 5% de fluidos libres y porosidades mayores al 10%).

El diseño deberá incluir fracturas anchas, volúmenes medios (300 sx a 800 sx), concentraciones medias de agente de sostén bombeado. Objetivos by pasear el daño, dejar conductivo el sistema de fisuras naturales de la formación. Buscar ancho de fracturas en caso de altas permeabilidades.

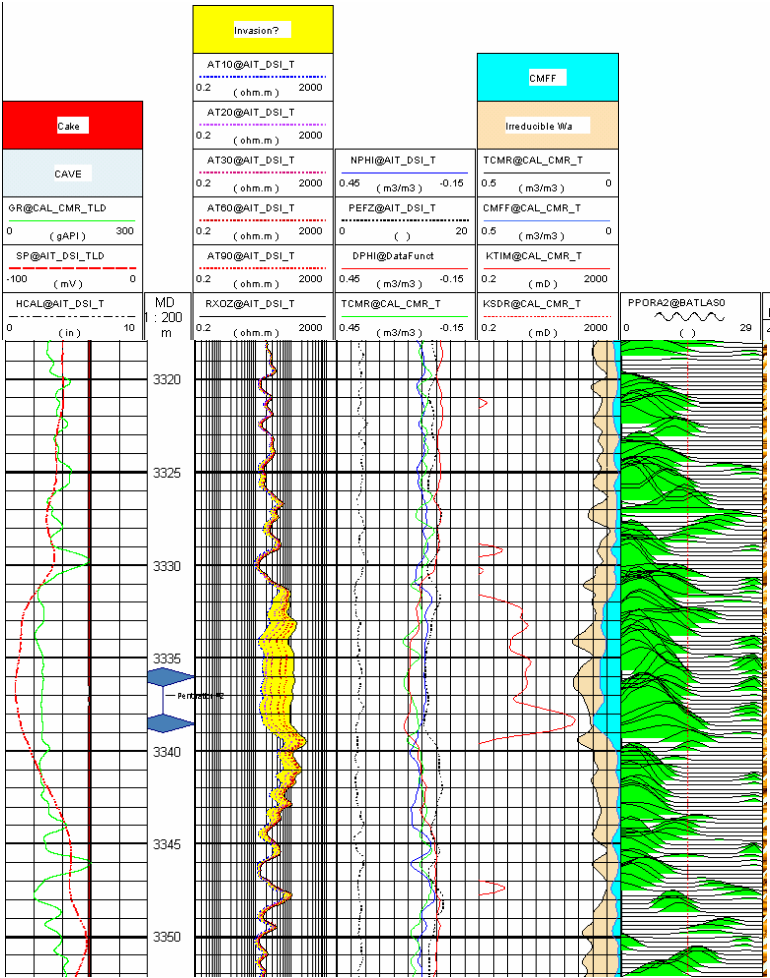


Fig. 6: Perfil combinado – caso A

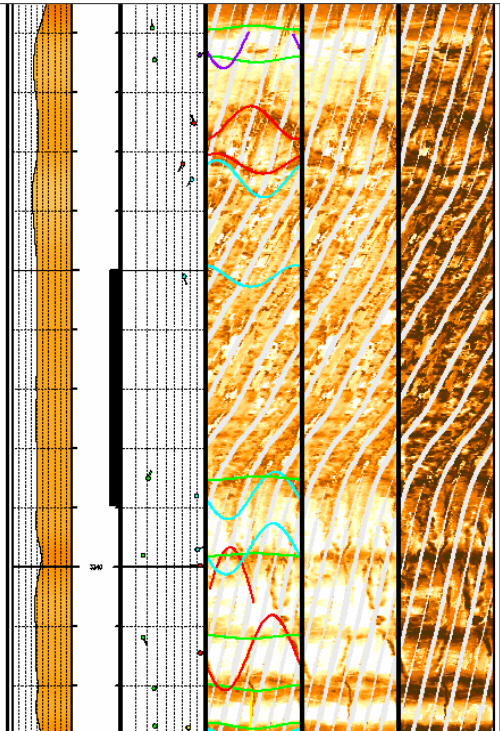


Fig. 7: Perfil de imágenes – caso A

Condiciones de Reservoirio 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 by pasear el daño. Se intentara 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 Reservoirio C

El tercer caso esta 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 ΔT compresional y ΔT shear y sin incremento del ΔT Stoneley, obtenidos del sónico dipolar, que serian indicadores de zonas naturalmente fisuradas. Para 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 (Fig. 8). La imagen de pozo infiere una ignimbrita, con tamaño de grano pequeño y relativamente homogénea. (Fig. 9).

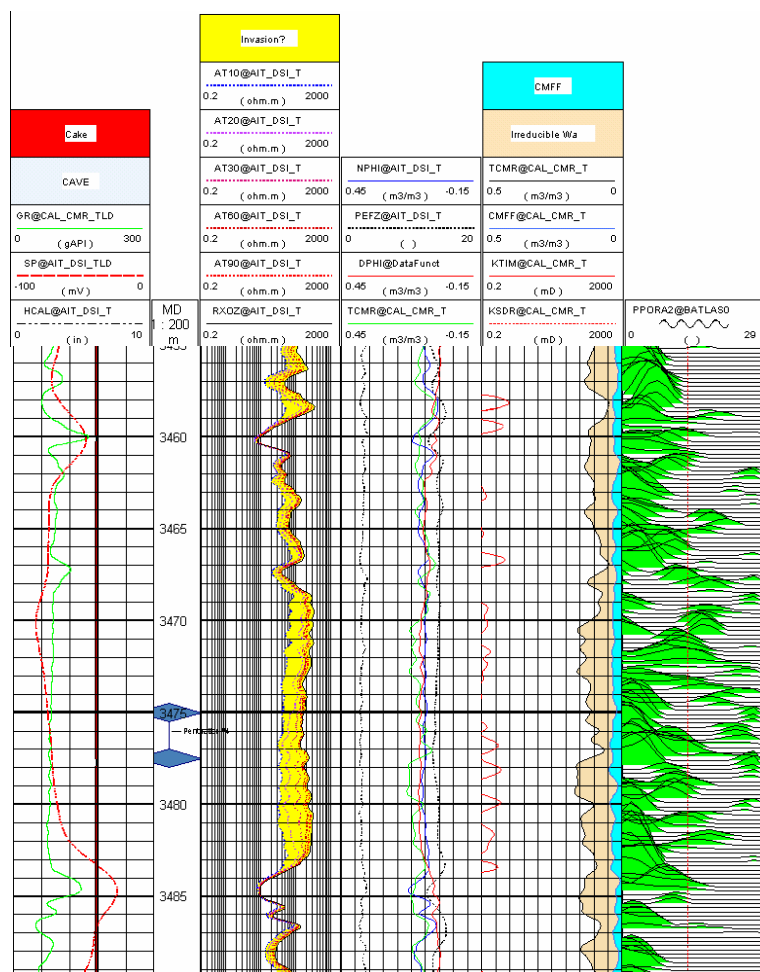


Fig. 8: Perfil de imágenes – caso C

Se observan fisuras inducidas (dirección máximo stress, plano preferencial de fractura) con dirección NNW-SSE. **No** se observan en la imagen fracturas naturales conductivas.

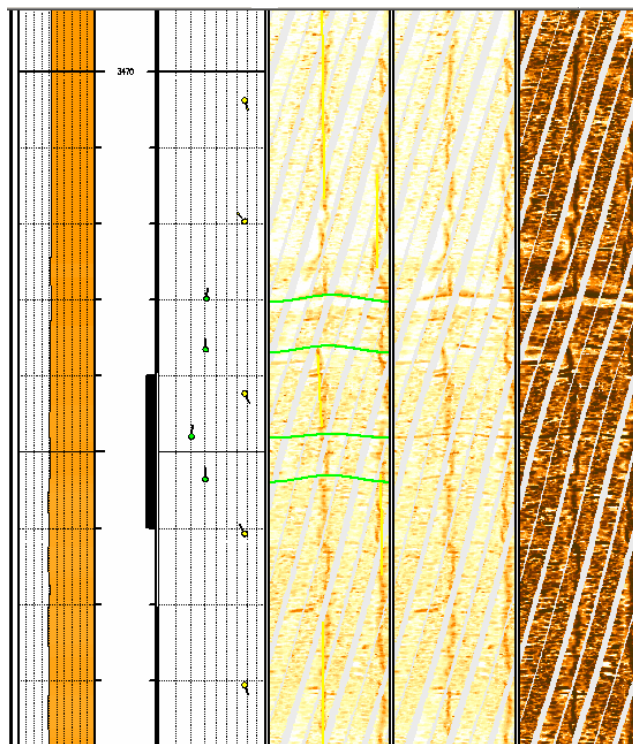


Fig. 9: Perfil de imágenes – caso C

Del análisis de la declinación de presión (Minifrac), la función “G” sugiere un comportamiento de “Pressure Dependent Leak Off”, 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 tendríamos conocimiento de la existencia de estas microfisuras naturales.

Comparación de producción

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

Condición	Porosidad	Proppant [sx]	Fisuras	PLT - 10 mm [m ³ /d]	% Producción
C	10%<	0	SI	83000	22%
A	14%	1396	SI	171000	46%
C	10%	700	NO	69000	18%
C	12%	2103	NO	52000	14%

Para el caso del CuM-7, 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 realiza, si no a condiciones de reservorio y tipo de mecanismos de drenaje.

Conclusiones y Recomendaciones

- Podemos clasificar la calidad del reservorio Precuyano entre tres categorías para cada cual habrá 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 ser 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 permitiría 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 altas 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”. *Julio C. Dogliani, Roberto R. Domínguez, Daniel G. García*
2. “Evaluación mediante Tecnología UBD (Under Balance Drilling) de un pozo exploratorio, de baja permeabilidad y sobrepresionado, en la Cuenca Neuquina”. *Daniel G. García, Juan D. Moreyra*
3. SPE 16417: “Modified Fracture Pressure Decline Analysis including Pressure-Dependant LeakOff”; *Castillo, J.L., Dowell Schlumberger*.
4. SPE 28717: “Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir”; *L.K. Britt and C.J. Hager, Amoco Production Co., and J.W. Thompson, Schlumberger Dowell*.
5. SPE 39953: “Pressure Dependent Leakoff in Fracturing – Field Examples from the Haynesville Sand”; *Rollins, K., Marathon Oil Co.; Hyden, R.E., Halliburton Energy Services, Inc.*
6. SPE 49080: “Hydraulic Fracture Stimulation Design and well performance in non conventional Reservoirs”; *Michael W. Conway, SPE, STIM-LAB, Inc. and Robert D. Barree, SPE, Marathon Oil Company*.
7. SPE 57324: “Identifying and Evaluating Producing Horizons in Fractured Basement” *P.M.Tandom, N.H.Ngoc, Petronas Carigali Vietnam; H.D.Tjia, Petronas Research and Scientific Services; P.M.Lloyd, SPE*.
8. SPE 67298: “Proppant Holdup, Bridging, and Screenout Behavior in Naturally Fractured Reservoirs” *R. D. Barree, SPE, Barree & Associates LLC; M. W. Conway, SPE, Stim-Lab, Inc.*
9. SPE 20154: “Hydraulic Fracturing in Tight, Fissured Media”; *Norman R. Warpinski, SPE, Sandia Nat. Laboratories*.
10. SPE 60291: Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Parameters. *David P. Craig and Michael J. Eberhard, Halliburton Energy Services, Inc. Robert D. Barree, 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. *David P. Craig and Chad E. Odegard, Halliburton Energy Services Walter C. Pearson, Jr. and James E. Schroeder, Mesa Hydrocarbons, Inc.*
12. SPE 39932: Applications of Pre-Frac Injection/Falloff Test in Fissured Reservoirs – Field Examples” – *R.-D. Barree, SPE, Marathon Oil Company.*
13. SPE 78320: “Guidelines for the Design of Fracturing Treatments for Naturally Fractured Formations”; *Diederik W. van Batenburg, Halliburton B.V., and Tom J. Hellman, BP Exploration Operating Co. Ltd.*