

Evaluación prolongada de una capa estimulada mediante “Channel Fracturing” evidencia aumento de producción (Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina)

Damián Perea	(Sipetrol)
Darío Benítez	(Sipetrol)
Fernando Bruna	(Sipetrol)
Martin Lederhos	(Schlumberger)
Alan Diaz	(Schlumberger)
Alfredo Farfan Taibo	(Schlumberger)

1 ABSTRACT

El objetivo de este trabajo es describir la productividad obtenida mediante el uso de la técnica de Channel Fracturing en un reservorio convencional caracterizado por su complejidad estratigráfica, cuerpos de areniscas aisladas, de escaso espesor, bajo volumen, geometría lenticular y moderada calidad de roca reservorio.

Channel Fracturing (Gillard et al, 2010) comenzó a usarse en Argentina en 2011-2013, tanto en pozos convencionales y no convencionales. Proporcionó beneficios significativos en los costos y en la logística durante el período inicial de desarrollo de Vaca Muerta debido a la reducción en el agente de sostén y el líquido requerido por el método.

Esta técnica genera una red de canales abiertos dentro del paquete de agente de sostén, proporcionando caminos altamente conductores para recuperar fluido de fracturación residual y posteriormente producir hidrocarburos. La mejora de la productividad de los pozos en no convencional se muestra en el paper de la SPE Completion of the Eagle Ford Formation with Heterogeneous Proppant Placement (SPE149390).

El caso de estudio corresponde al área Pampa del Castillo- La Guitarra , operada desde 2001 por Enap Sipetrol Argentina S.A. , ubicada en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (Chubut-Argentina) a 50 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia

Se realizó una comparación de la productividad, de un mismo nivel, en pozos fracturados tanto por Channel fracturing, como fractura convencional y sin fracturar. Se realizaron modelos de simulación de fracturas y se compararon los resultados producto de la utilización de las dos técnicas. Dicha comparación muestra que la estimulación de Channel Fracturing proporciona mayor superficie conectada. A pesar de la reducción del agente de sostén en un 40 a 50%, cuando se utiliza Channel Fracturing, el monitoreo de la producción indica una disminución de la tasa de declinación del líquido comparada con las fracturas hidráulicas convencionales.

A partir de los resultados obtenidos se comenzó a utilizar esta técnica en otros pozos (alrededor de 20) del yacimiento con resultados satisfactorios en el incremento de producción.

2 Introducción

El yacimiento Pampa del Castillo - La Guitarra se encuentran a 50km al Oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en el flanco norte del sector Este de la Cuenca del Golfo San Jorge, en la provincia de Chubut , Argentina . Cubre una superficie aproximada de 121 km².

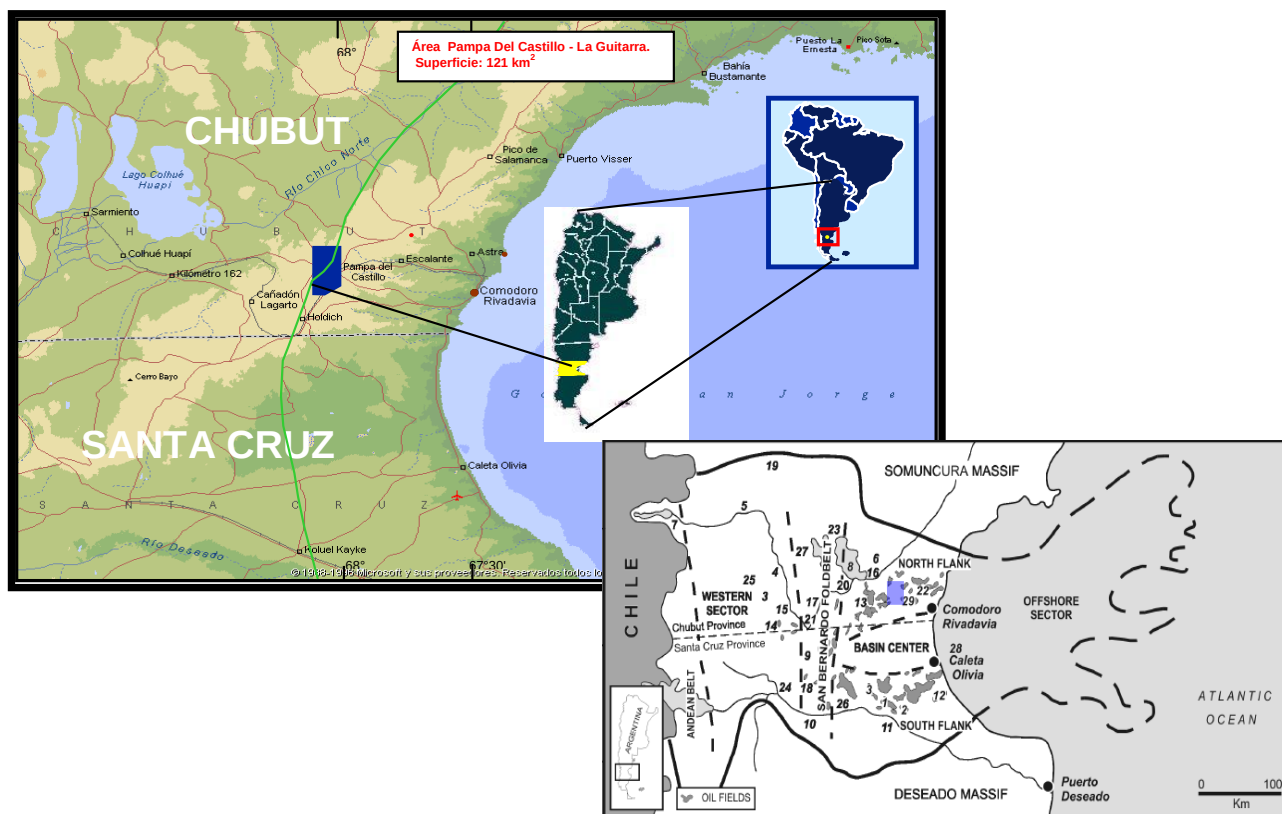


Figura 1: Ubicación Pampa del Castillo – La Guitarra

Pampa del Castillo ha estado en desarrollo como un área productora de petróleo desde 1935 a través de una combinación de pozos infill y de extensión para una producción adicional de petróleo por primaria y proyectos de inyección de agua desde 1989. Aproximadamente el 80 % de los pozos están bajo proyectos de recuperación secundaria.

La producción acumulada de petróleo hasta la fecha por recuperación primaria y secundaria es superior a 162 millones de barriles.

Actualmente el campo produce 30000 m³/d de líquido y 700 m³/d de petróleo, con un corte de agua del 97.5%. La cantidad de pozos productores de petróleo activos asciende a 232 y los inyectores a 101, distribuidos a lo largo del campo. Se cuenta con una relación de 2.3 productores por pozo inyector.

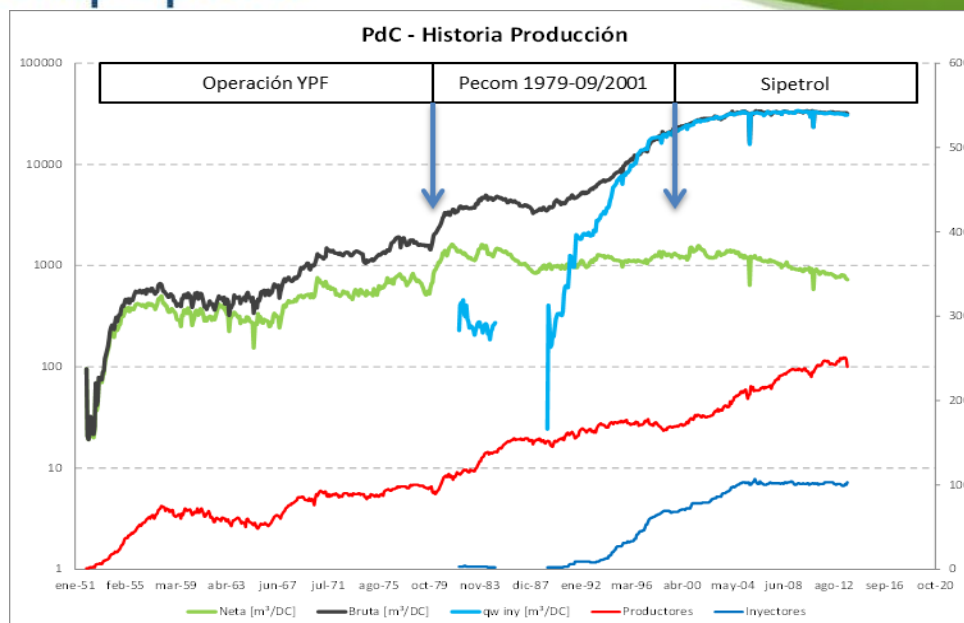


Figura 2: Historia de Producción

3 Marco Geológico y Descripción de los Reservorios

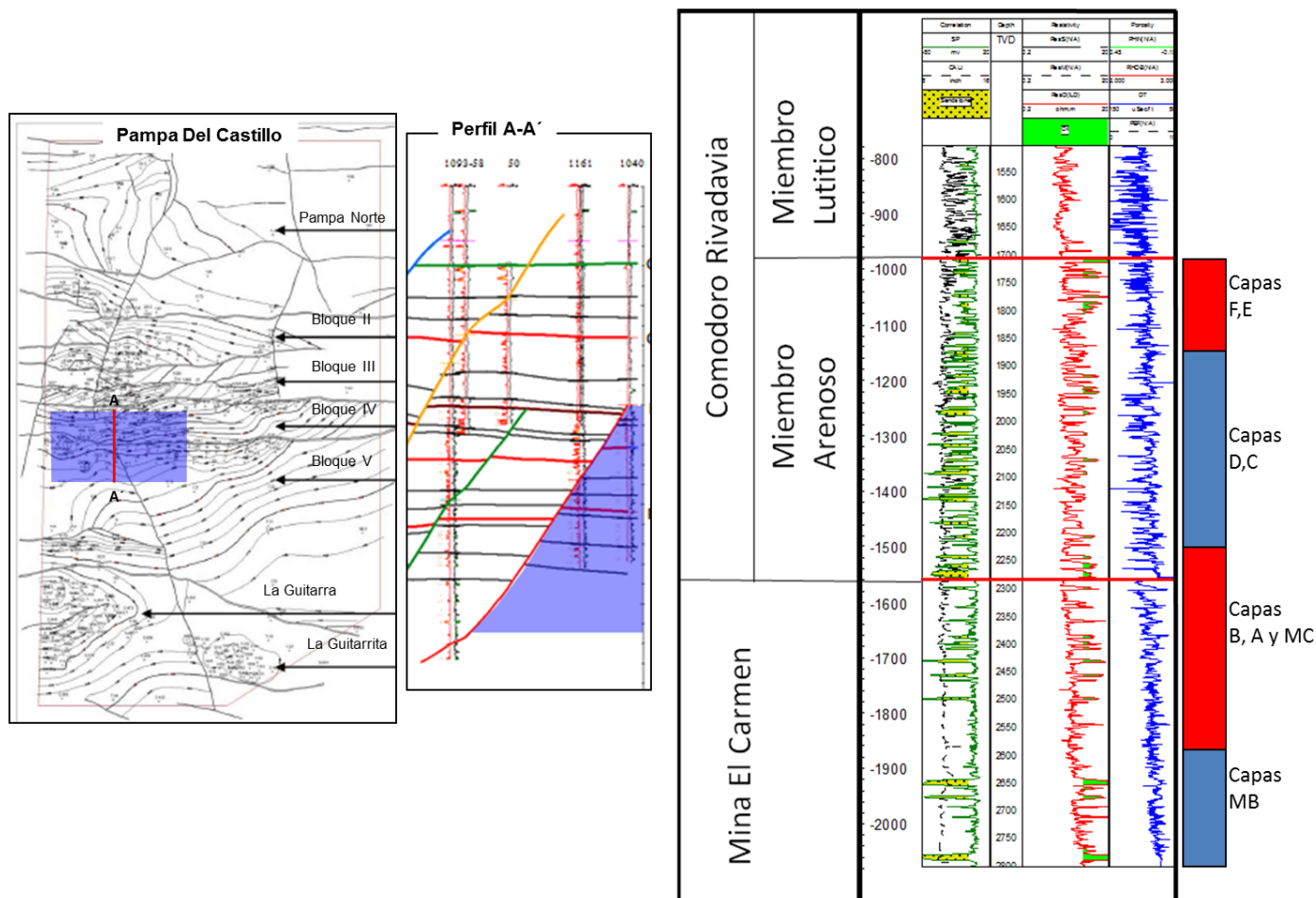
Pampa del Castillo, se encuentra en el flanco norte del sector oriental de la cuenca del Golfo San Jorge (Sylwan 2001), es una cuenca extensional del Mesozoico con relleno lacustre del Jurásico y depósitos fluviales del Cretácico con compresión del terciario superpuesta a las estructuras extensionales previas.

Estructuralmente, el campo presenta una deformación extensional compuesta por fallas normales subordinadas, sintéticas y antitéticas, con dirección general E-W y ESE-ONO, que afecta al basamento económico (Sassali et al, 2011). Este fallamiento ha afectado a la columna estratigráfica en diferentes grados, con la creación de bloques con producciones individuales y propiedades petrofísicas particulares, que históricamente se han utilizado para dividir el campo en cuestión.

Los principales reservorios están en el Grupo Chubut, Formación Comodoro Rivadavia y Formación Mina El Carmen, depositados en ambientes fluviales entrelazado y meandriforme respectivamente (Figari et al, 1999), en condiciones de subsidencia térmica (Sylwan, 2001).

La formación de Mina El Carmen consiste en pelitas grises verdosas, compactas, con alto contenido piroclástico; tobas finas; areniscas de color gris verdoso y conglomerados con contenido de matriz arcillosa (Villegas, 2004). Estos sedimentos, pertenecientes al Cretácico Inferior, se habrían depositado en un ambiente fluvial meandriforme de media a baja energía (Figari et al, 1999), en una llanura aluvial de bajo relieve desarrollado en cercanías de zonas volcánicas más alta, que han ejercido un fuerte control sobre la depositación (Sassali et al, 2011), encontrando depósitos más gruesos asociados a los fan deltas hacia su sección inferior (Figari et al, 1999).

La roca madre de la cuenca es la Formación Pozo D-129. Un promedio de la unidad permite asignar una media de 1% de contenido orgánico total (COT), aunque existen valores de hasta el 3%. Kerógenos de tipo amorfo son comúnmente reportados, comúnmente de (I) -II a II-III (Uliana et al, 1999;.. Figari et al, 1999).



5 Historia de Estimulaciones

La práctica más común en la terminación de pozos es cementación, punzados y estimulación mediante fracturación hidráulica en los intervalos que muestran interés. Entre 10 y 20 reservorios son punzados y producidos por pozo, que tienen entre 1 a 8 metros de espesor permeable, cada uno con diferente presión estática inicial, propiedades de fluidos y contactos agua-petróleo.

En el año 1958 se realizaron las primeras operaciones de fractura hidráulica, alcanzando en el año 2014 un total de 75 fracturas en 55 pozos. La mayoría de la fracturas se realizaron durante la terminación y -el 80% de los pozos fracturados tuvieron una sola fractura, el 20% 2 fracturas y sólo al 2% de los pozos se le efectuaron 3 fracturas hidráulicas.

Porcentaje Pozos con distintas cantidades de Fracturas

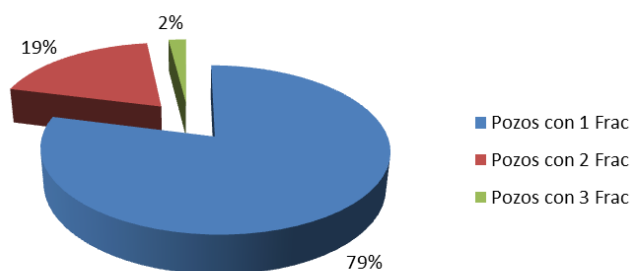


Figura 4: Porcentaje de Pozos con distintas cantidades de fracturas.

Se define la siguiente codificación para analizar los resultados obtenidos en las operaciones de estimulación mediante fracturas hidráulicas realizadas en Pampa del Castillo:

- E1: Aumenta índice de productividad de líquido (IP) luego de la fractura en más del 40%.
- E2: Leve mejora en el índice de productividad de líquido (IP) luego de la fractura hasta un 40 %.
- NE: No se existen variaciones en el índice de productividad de líquido (IP) luego de la fractura.

El índice de productividad (IP) se determinó a través de ensayos de pistoneo realizados antes y después de la operación de estimulación

Considerando los criterios de análisis enunciados anteriormente, se concluye que el 45% de las fracturas desarrolladas en la Formación Comodoro Rivadavia mostraron incremento de productividad. En cuanto a la formación Mina El Carmen el porcentaje asciende al 82%.

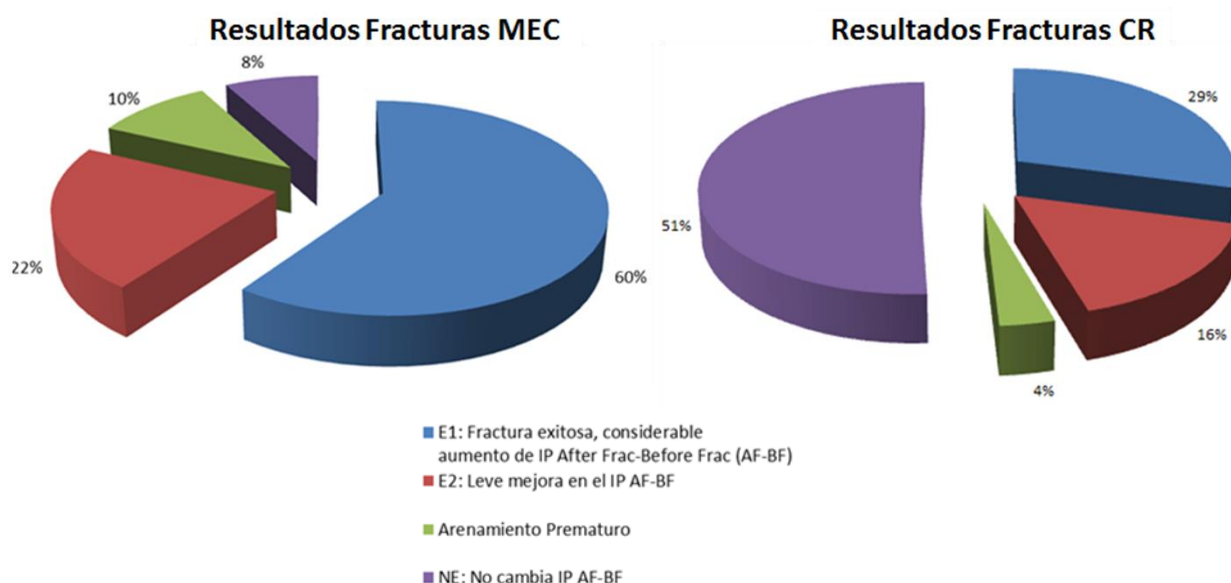


Figura 5: Resultados Fracturas Hidráulicas Convencionales en Fm MEC y en Fm CR.

La alta tasa de éxito en la Formación Mina El Carmen puede explicarse por su baja permeabilidad que permite que la red de fracturas creada contacte una mayor área, generando un bypass no sólo en la zona de daño, sino también en las heterogeneidades presentes debido al alto contenido de tobas. Otro punto a considerar es que las arenas fracturadas de MEC se encontraban con altas presiones de Reservorios, algunas de ellas con valores cercanos a la presión original.

El 18% de las arenas fracturadas no mostró variaciones de productividad, principalmente debido a efectos de arenamiento prematuro que se observaron durante la operación de estimulación.

La mayoría de los efectos de arenamientos no son posible remediar dado que ENAP Sipetrol Argentina no dispone para las operaciones de una unidad Coiled Tubing, lo cual genera incremento de tiempos y costos cuando ocurren estos efectos. Por lo general, las fracturas se arenaron con 4PPG (40% de la arena programada).

Por otro lado, se ha observado que en las operaciones de fracturas convencionales desarrolladas se podría deducir una relación óptima de bolsas de agente de sostén por metro punzado, por encima de la cual no se logran incrementos significativos de producción. Esta relación podría encontrarse entre 50 y 70 bolsas

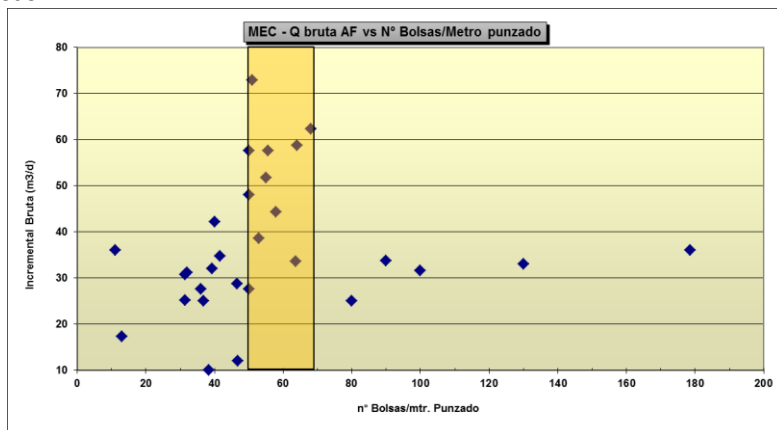


Figura 6: Incremental Líquido vs bolsas de agente de sostén por metro punzado

6 Channel Fracturing

La técnica de Channel Fracturing ofrece fracturas hidráulicas sustancialmente más conductivas (conductividad de fractura infinita para fines prácticos) que las fracturas convencionales mediante la superación de las limitaciones inherentes al flujo restringido en medios porosos. El concepto detrás de esta tecnología es sustituir el paquete de agente de sostén homogéneo en la fractura por una estructura heterogénea que contiene una red de canales abiertos. En este caso, la fractura se mantiene abierta por pilares discretos de agente de sostén. Los canales abiertos actúan como trayectorias de baja resistencia para el flujo de los fluidos del reservorio (Gillard et al, 2010). Este mejor arreglo de agente de sostén permite la utilización de un 40-50% de bolsas de apuntalante respecto a una fractura convencional. Además, la pulsación controlada en la distribución de las concentraciones de arena permite lograr una mayor longitud de la fractura empaquetada y una mejor colocación vertical de agentes de sostén en la fractura, lo que minimiza la posibilidad de screenouts prematuros.

De esta manera algunas de las ventajas respecto al fracturamiento convencional son:

- Mejora la productividad al crear una fractura de conductividad infinita.
- Se disminuye el riesgo de screen-out.
- Presiones de operación más bajas.
- Se reduce la cantidad de agente de sostén (-40%) y de agua (-25%) utilizados.
- Mayor largo efectivo del ala de fractura y mayor área efectiva del reservorio contactada.
- Mejora la recuperación de fluidos y gel de fractura luego de su ruptura.
-

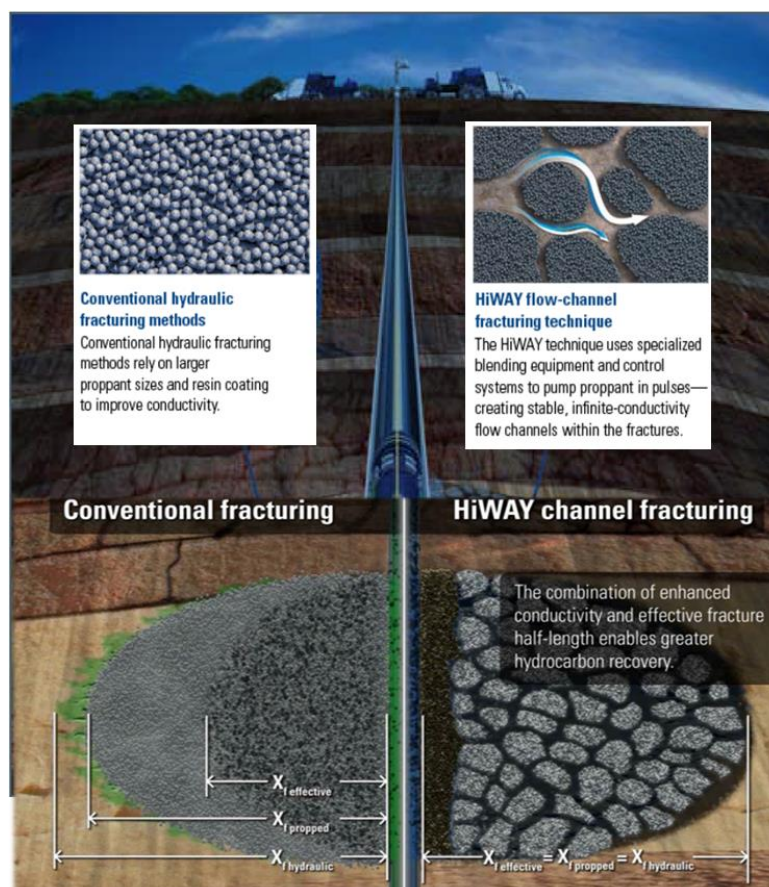


Figura 7: Canales creados por Channel Fracturing vs el empaquetamiento de una fractura convencional

7 Objetivos

A continuación se describen los principales objetivos que se persiguieron para el caso de estudio desarrollado:

- Describir la productividad obtenida mediante el uso de la técnica de “Channel Fracturing” en un reservorio convencional caracterizado por su complejidad estratigráfica, cuerpos de areniscas aisladas, de escaso espesor, bajo volumen, geometría lenticular, moderada calidad de roca reservorio y alto contenido tobáceo.
- Comparar el aumento de producción de un pozo fracturado utilizando la tecnología de Channel Fracturing respecto a pozos con fractura convencional y sin fracturar en el mismo reservorio.
- Generar un modelo de simulación para comparar longitud creada y área empaquetada.
- En los casos que sea posible intentar mostrar que a pesar de la reducción entre 40% y 50% en el agente de sostén, al utilizar la técnica de Channel Fracturing se lograría reducir el porcentaje de declinación de la producción de líquido.

8 Caso de Estudio

Para el caso de estudio se seleccionó la capa denominada MB-5a perteneciente a la Formación Mina El Carmen, para ser fracturada debido a sus propiedades petrofísicas, y por su continuidad lateral entre los pozos de la zona. Tiene una presión de reservorio medida por RFT de 245 kg / cm² (75% de la presión original) y una temperatura media de 95 ° C.

Los principales mecanismos de drenaje del reservorio son la expansión monofásica del petróleo y la expansión de gases disueltos. No hay efecto de inyección agua o de un acuífero activo en la zona seleccionada. El comportamiento productivo muestra una fuerte declinación alcanzando prácticamente el agotamiento luego de 2 años.

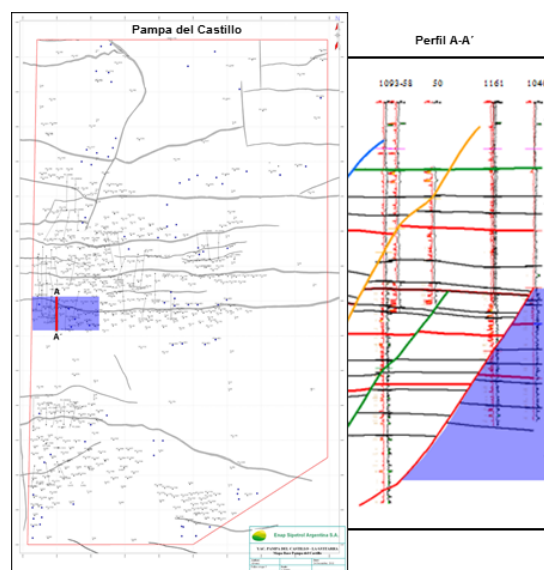


Figura 8: Zona de Estudio

El pozo **A-1** fue seleccionado para el estudio, encontrándose el mismo produciendo sólo de la capa MB-5a. En la misma zona y produciendo solo de la misma capa se encuentran los pozos **A-2**, fracturado convencionalmente, y el pozo **A-3**, a un distanciamiento de A-1 y sin ser fracturado.

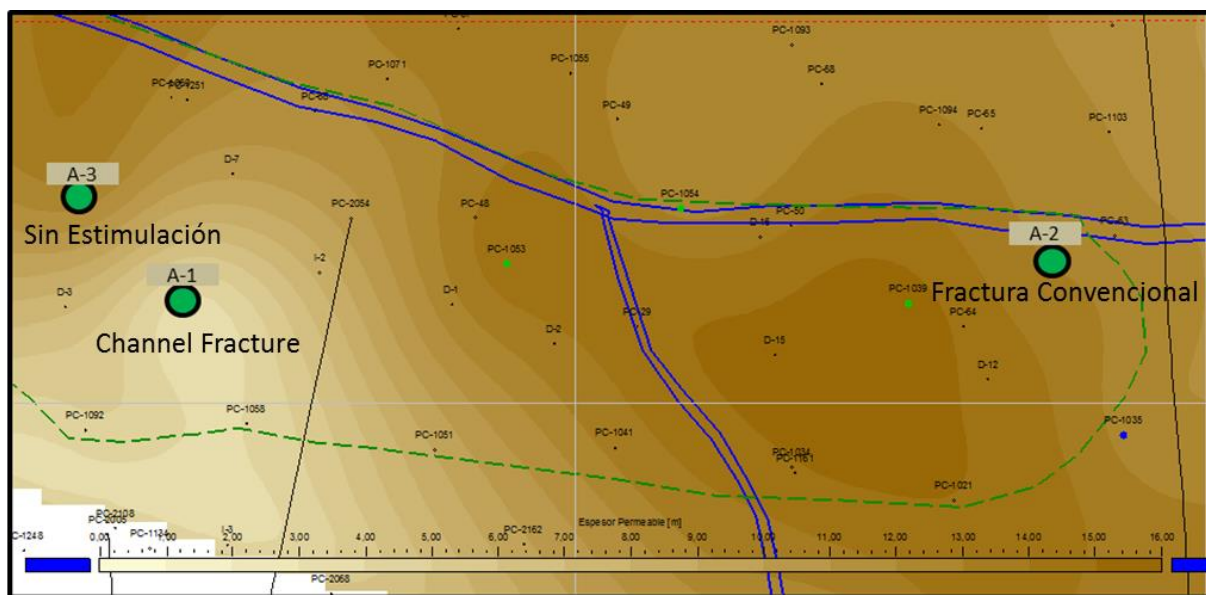


Figura 9: Mapa de Espesor Permeable del Reservorio M-B-5a

Los 3 pozos presentan propiedades petrofísicas y presiones de reservorio similares:

	A-1 (Channel Fracture)	A-2 (Fractura Convencional)	A-3
TVDSS	2079 - 2085 (MD: 2803 - 2809)	2000 - 2010 (TVD: 2720 - 2730)	2060 - 2070 (TVD: 2790 - 2800)
PHIE	14%	13%	17%
Hk	6.5m	11m	11m
Hpunzado	6m	6m	8.5m

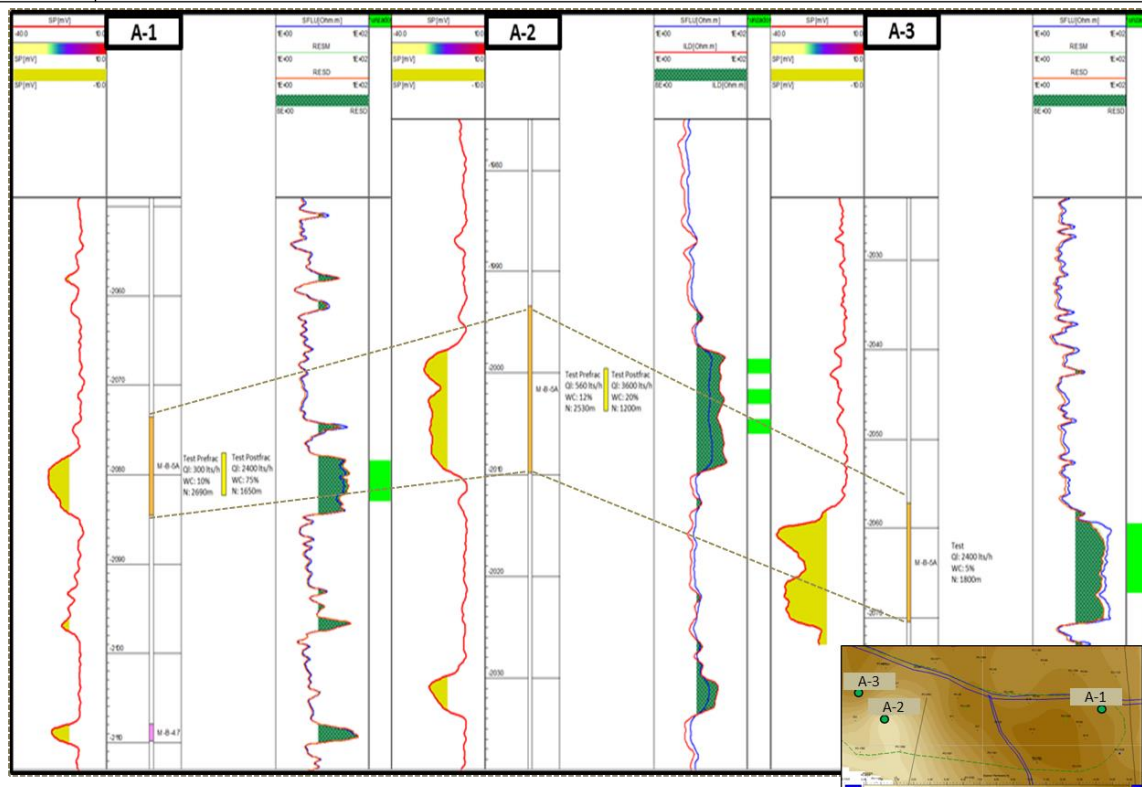


Figura 10: Perfiles y Log analysis mostrando características de los reservorios

A continuación se presentan las cartas de las operaciones de fracturas de ambos pozos (A-1 Channel Frac y A-2 Conventional Frac).

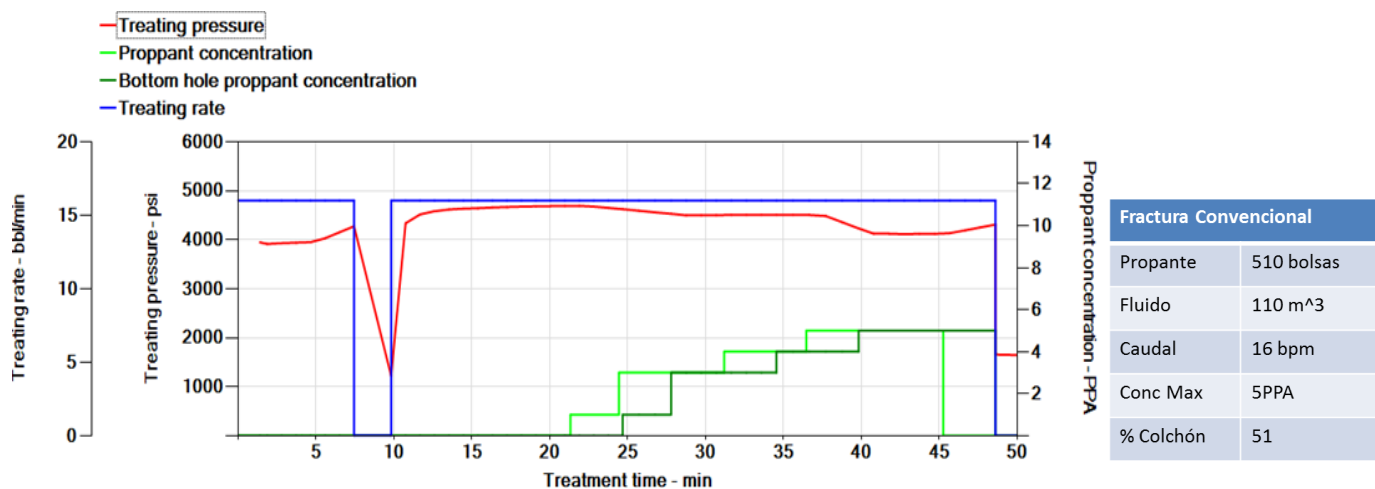


Figura 11: Carta Fractura Convencional – Pozo A-2

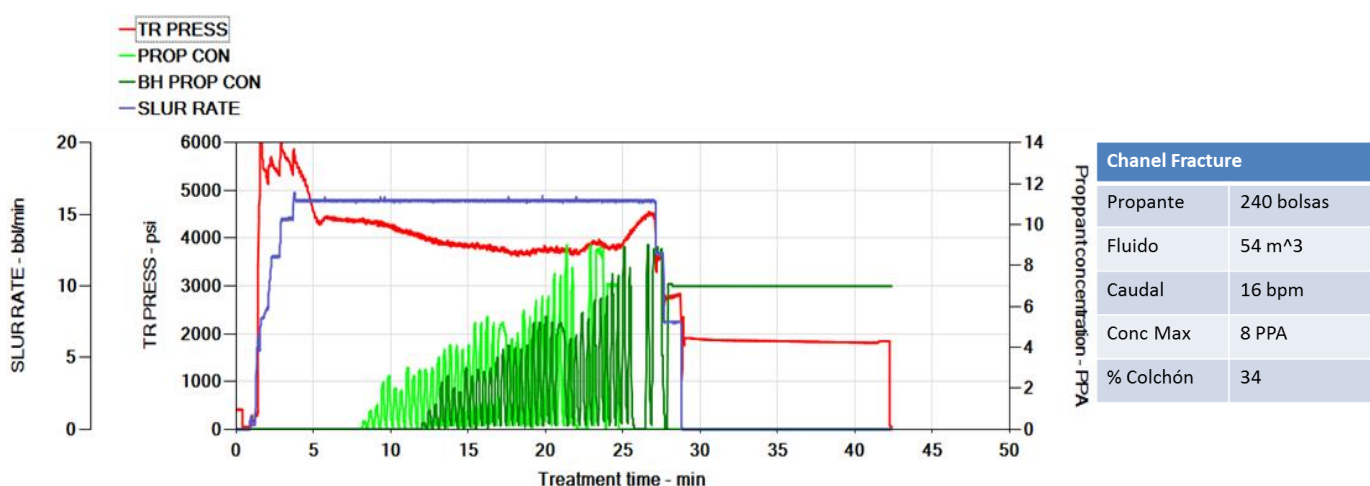


Figura 12: Carta Channel Fracture – Pozo A-1

Comparando ambas cartas se observa que a igual caudal de bombeo, en la tecnología Channel Frac:

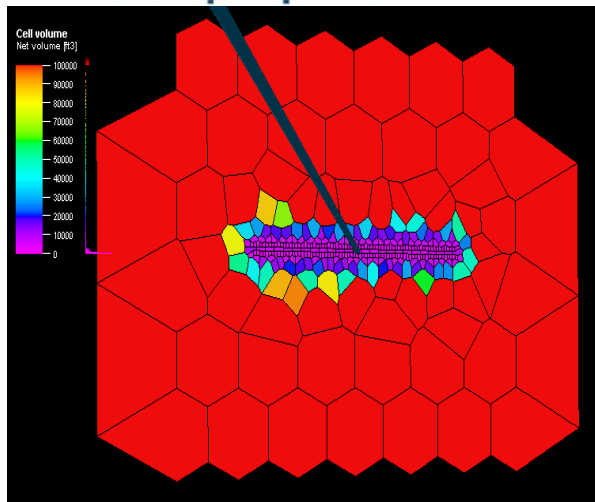
- Disminuye la cantidad de Agente de Sostén y Fluidos utilizados.
- Disminuye la presión de operación.
- Aumenta la concentración máxima de agente de sostén.
- Disminuye el porcentaje del colchón usado.

Se construyó un modelo para simular ambas fracturas con el objeto de realizar algunas comparaciones. A continuación se detallan las características principales de dicho modelo.

Pozos A-1 y A-2 con 200k-250k celdas

Mínimo ancho de celda: 1 m

Máximo tamaño de celda: 300x 300 m



Celdas Voronoi que permiten captar las variaciones en la conductividad hasta la punta de fractura.

Figura 13: Modelo de Fractura

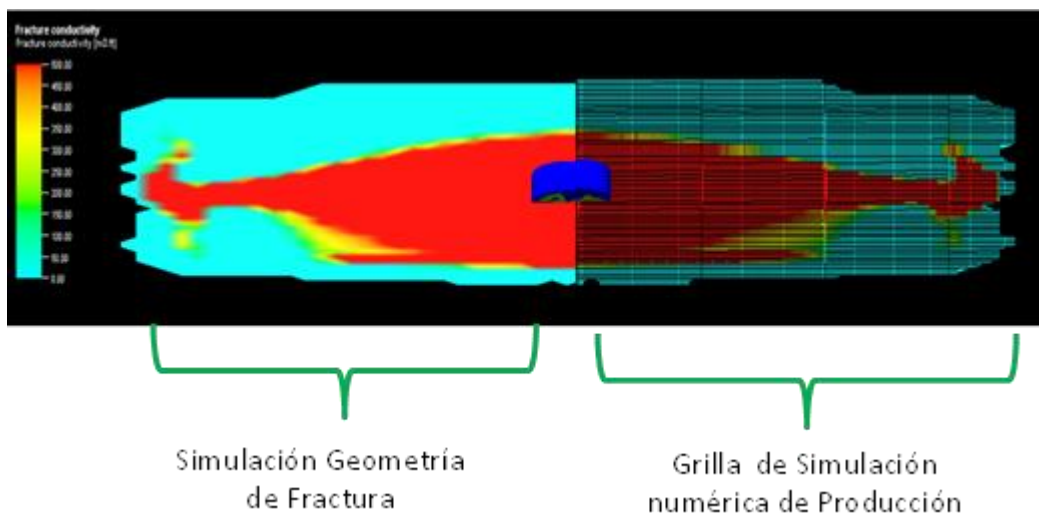


Figura 14: Grilla de Simulación

Durante la simulación se dejaron las propiedades petrofísicas y propiedades de fractura fijas. Variando solamente las curvas de permeabilidad relativa entre ciertos rangos.

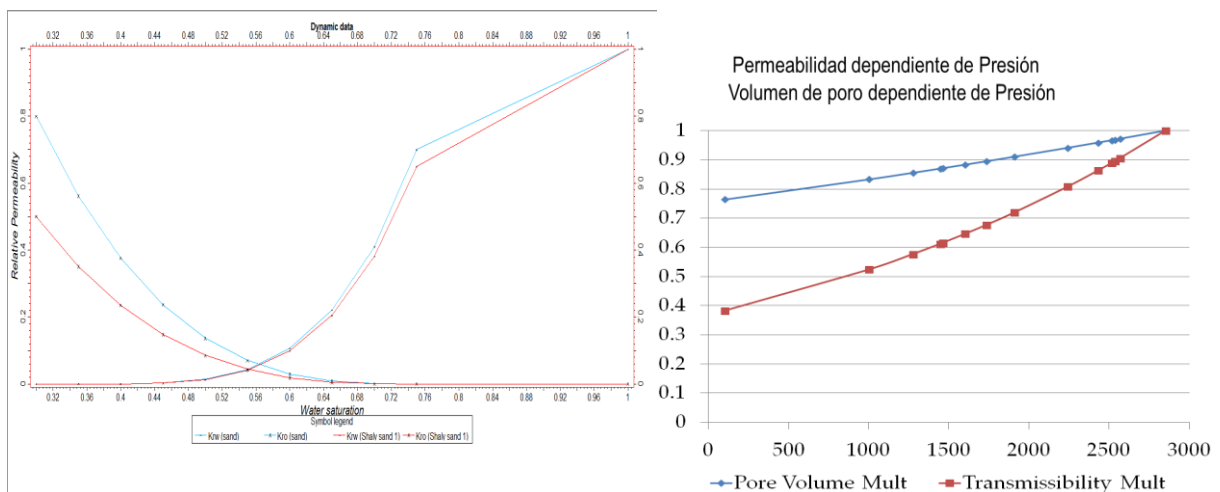


Figura 15: Curva de Permeabilidad Relativa-Pore Volume y Transmisibilidad

La simulación consistió en reproducir la historia real de producción de cada pozo, sobre la base del modelo de fractura construido con las siguientes características:

- Inicialización: Equilibrio
- Ajuste de producción: unificado para ambos pozos
- Sensibilidad de parámetros: Porosidad < 3% Permeabilidad < 5%
- Variable de mayor impacto: Curvas de Permeabilidad Relativa

Las curvas con los ajustes logrados se muestran a continuación.

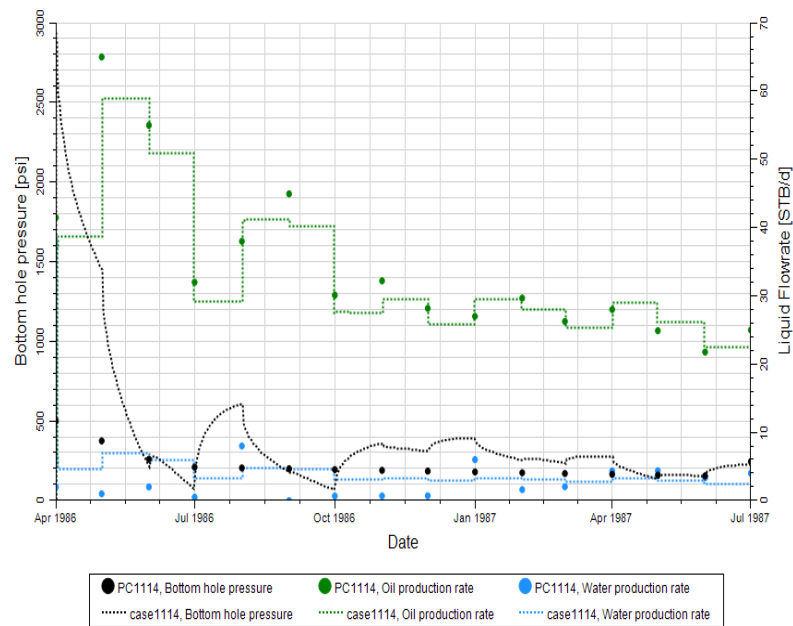


Figura 16: Ajuste Histórico (Pozo A-2_Fractura Convencional)

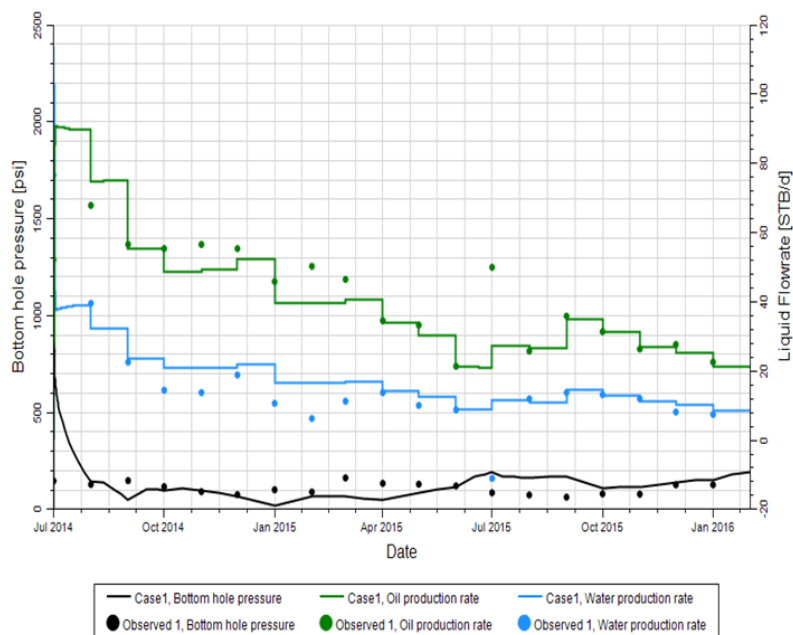


Figura 17: Ajuste Histórico (Pozo A-1_Channel Fracture)

El resultado general de la simulación fue satisfactorio, logrando obtener un buen ajuste entre las producciones históricas y simuladas.

Las geometrías de fractura creadas que se simularon presentan las siguientes características.

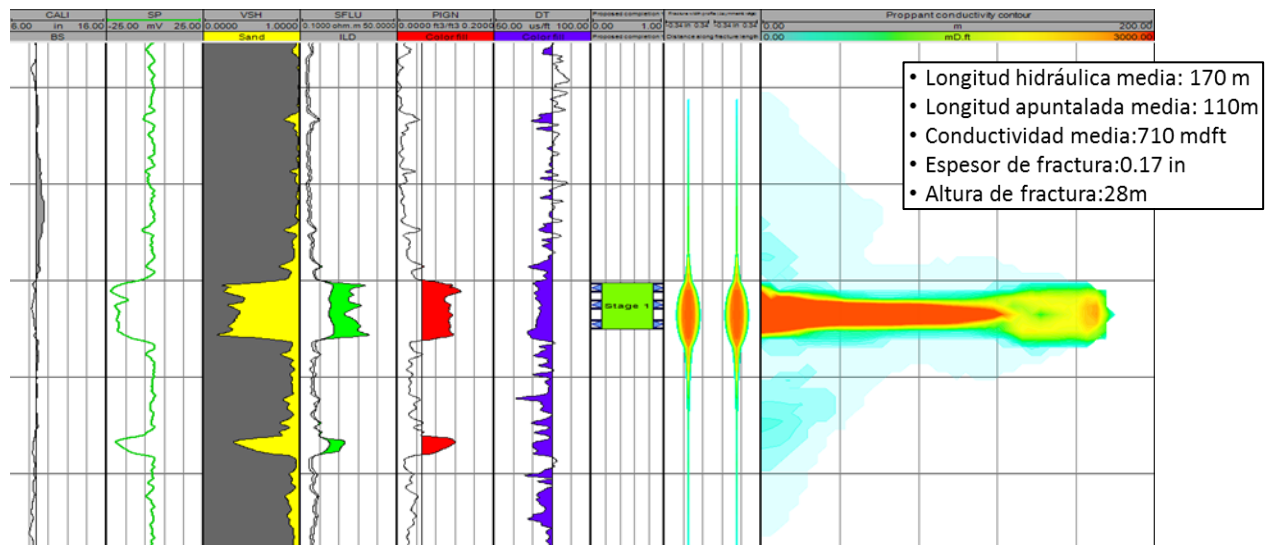


Figura 18: Geometría de Fractura (Pozo A-2_Fractura Convencional)

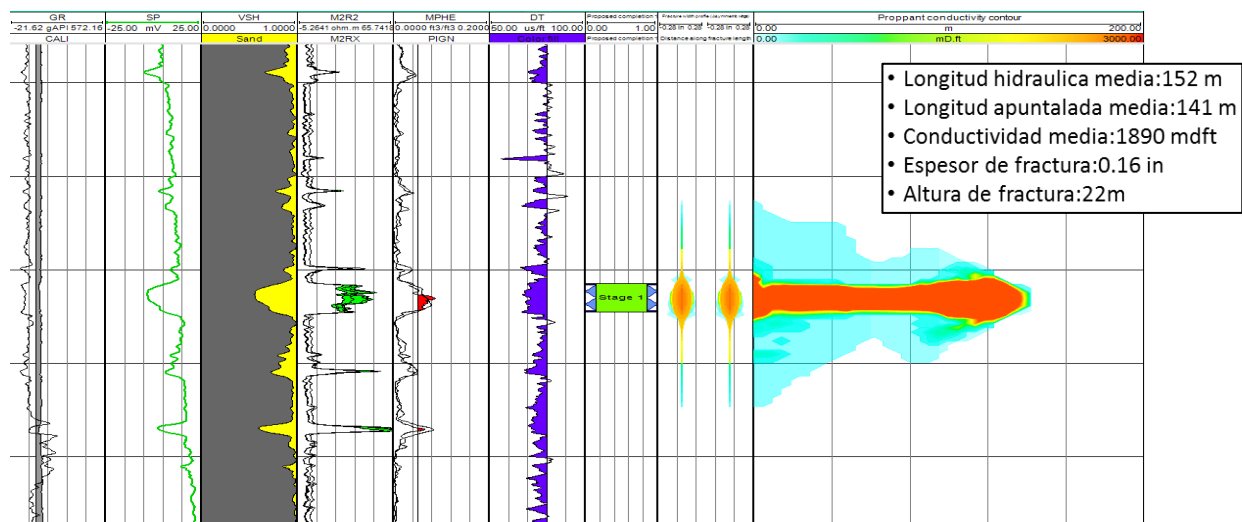


Figura 19: Geometría de Fractura (Pozo A-1_Channel Fracture)

En los graficos anteriores podemos observar que pese a que la longitud de fractura creada por ambas fracturas son similares, con Channel Fracture se obtiene una mayor longitud y area empaquetda con agente de sostén. Otra ventaja que se puede apreciar es la mayor conductividad media obtenida, pasando de 710mD.ft a 1890 mD.ft.

Como Dado que los los 3 pozos han producido producen únicamente de la capa de MB-5a bajo diferentes condiciones, y en base a las similitudes de presión y propiedades petrofísicas del reservorio, se ha hecho una comparación de la productividad del comportamiento productivo durante un periodo de 2 años. de los 15 meses de producción. También se observará que pasado los 24 meses el pozo A-1 continúa produciendo.

A continuación se listan las principales observaciones arribadas durante el periodo de monitoreo de la producción:

- El monitoreo de la producción ha mostrado una reducción en la Menor declinación de la producción de líquido del pozo fracturado bajo la técnica de "Channel Fracturing" respecto a los pozos con en comparación con el fracturamiento convencional y sin fracturamiento.
- El pozo con Channel Fracture ha acumulado más en menos tiempo. En 15 meses: logra una producción acumulada superior
 - Respecto al pozo Sin Fracturar (A-3) (sin fracturar), tiene una acumulada incremental de líquido de 2400m³ (1680m³ incremental de petróleo).
 - Respecto al pozo con fracturamiento convencional (A-2) (fracturamiento convencional) posee un incremental de líquido acumulado de 1800m³ (630m³ incremental de petróleo).

A-1 (Channel Fracture)		A-2 (Fractura Convencional)		A-3 (Sin Estimular)
Propante: Sinterlite 20/40, 237 bolsas		Propante: sand/Bauxite, 510 bolsas		
Fluido: Gelified Water		Fluido: Gelified Water		
Caudal: 16 BPM		Caudal: 15 BPM		
Maximum Concentration: 7 ppg		Maximum Concentration: 5 ppg		
Test Prefrac	Test Postfrac	Test Prefrac	Test Postfrac	Test
Ql: 300 lts	Ql: 2400 lts/h	Ql: 560 lts/h	Ql: 3600 lts/h	Ql: 2400 lts/h
WC: 10%	WC: 75%	WC: 12%	WC: 20%	WC: 5%
N: 2690m	N: 1650m	N: 2530m	N: 1200m	N: 1800m

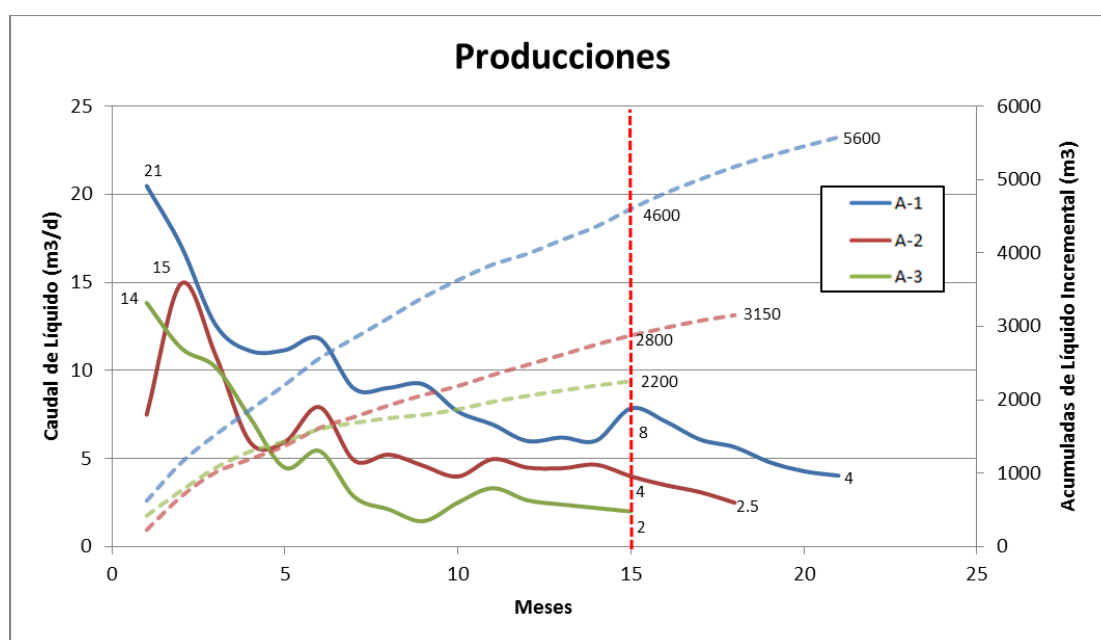


Figure 20: Comparación: A-1 Channel Frac, A-2 Conventional Frac, A-3 No Frac

9 Conclusiones

- El pozo fracturado con Channel Fracturing evidenció un aumento en la producción con respecto al pozo fracturado convencionalmente y al pozo sin fracturar.
- Se observa una mayor área empaquetada con agente de sostén y una mayor conductividad de fractura en el pozo fracturado con la técnica en estudio.
- Se redujo al 50 % el agente de sostén y la cantidad de fluido utilizados.
- Entre 2014 y 2015 se realizaron 13 fracturas con esta técnica, obteniendo un incremento de producción en el 90% de las operaciones, sin observar casos con arenamiento prematuro.