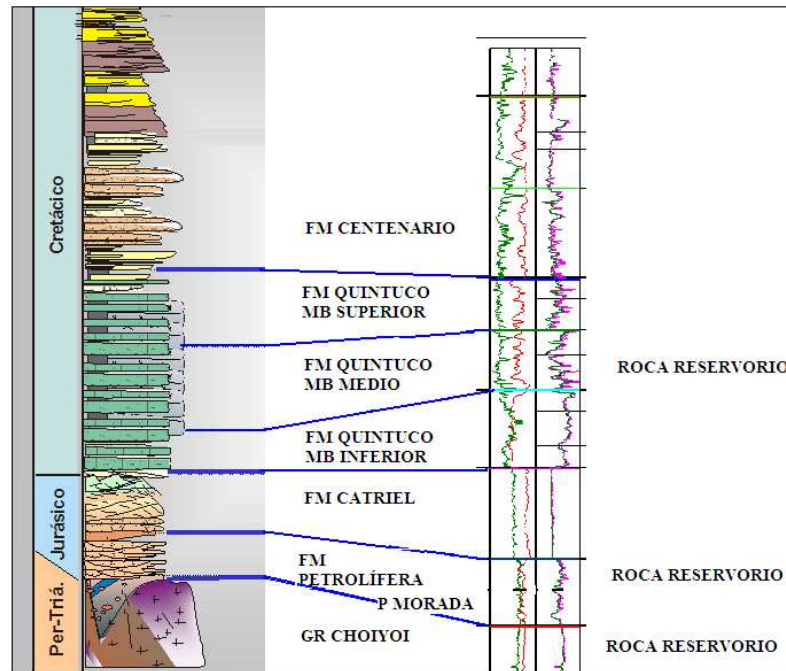


Las formaciones productivas comprenden a FM Choiyoi, FM Petrolífera y FM Quintuco. En algunas zonas del yacimiento el objetivo principal es FM Choiyoi, que es de origen principalmente volcánico en muchos casos con fisuras naturales. La siguiente figura representa la columna litológica presente:



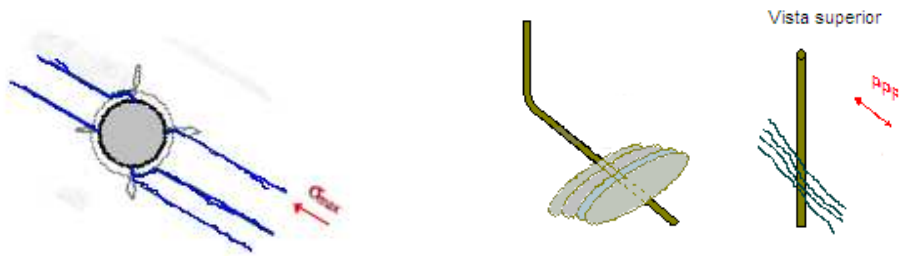
En este yacimiento la completación de los pozos nuevos se realiza con la modalidad de “Rig Less”, donde se punza y fractura sin equipo de WorkOver, por casing, aislando cada etapa de la anterior con tapones recuperables. Después de la última etapa, con equipo de Coiled Tubing se lava, se recupera los tapones y se fija el tapón recuperable final. Luego ingresa un equipo de Work Over, que recupera este tapón, ensaya los intervalos fracturados y baja la Instalación de Producción.

Durante los últimos años se ha estado perforando en el orden de 40 pozos anuales. La mayoría verticales, y algunos dirigidos de hasta 20°/25° de inclinación, del orden de los 1300-1500 m de profundidad, entubados con casing de 5.5”. Por el nivel de actividad es preciso que todas las tareas entre equipo de Perforación, RigLess y Workover estén coordinadas. Los casos de arenamiento prematuro implican tareas y tiempos adicionales que son precisos minimizar. Por esta razón, la optimización de las operaciones de fractura tiene que ver con el diseño más adecuado de acuerdo al tipo de roca que se esté tratando, la evaluación de antecedentes de pozos vecinos y de los bombeos previos a la operación. Asimismo los análisis post fractura, permitirán optimizar los tamaños de las mismas desde un punto de vista económico, definiendo los criterios a emplear para el diseño de fracturas hidráulicas en pozos de condiciones de reservorio semejante, que serán descriptos en este trabajo.

DESARROLLO

Estrategias de completación

La Formación Choiyoi muchas veces está asociada a fisuras naturales, lo que hace que en la fractura hidráulica se presente cierto nivel de complejidad. En un número elevado de operaciones de fractura nos encontramos con que no existe una buena comunicación entre pozo y fractura, por la presencia de tortuosidad o múltiples fracturas que compiten entre sí, agravado en algunos casos por crecimiento en alto con poco crecimiento en ancho al ser elevados espesores involucrados sin contraste de esfuerzos. El efecto de las múltiples fracturas se agrava aún más en el caso de los pozos dirigidos. Las siguientes figuras ilustran estos factores que hacen que la comunicación entre pozo y fractura sea deficiente, con los consiguientes riesgos de arenamientos prematuros:



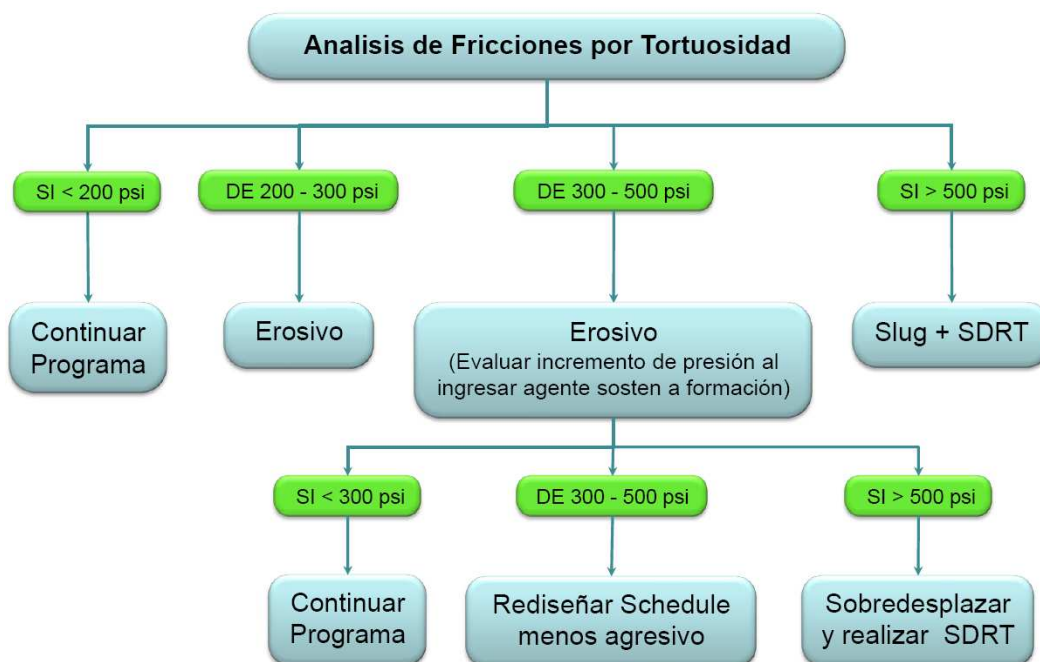
Tortuosidad y generación de múltiples fracturas. Efecto de alineación de PPF respecto a punzados con generación de tortuosidad y múltiples fracturas. Pozos dirigidos en formaciones duras como FM Choiyoi son propensos a mostrar excesivas múltiples fracturas

Con el paso del tiempo se han desarrollado estrategias con el fin de poder concluir las operaciones de fractura con éxito:

- Evaluación de perfiles del pozo, controles geológicos, antecedentes de pozos vecinos, muestran la condición de reservorio presente.
- Punzados: En la actualidad se punza con cañones convencionales de 4" 4 tpp 22 grs, con la menor longitud posible para reducir la probabilidad de generar múltiple fracturas.
- Fractura: Se emplea fluido base agua, con polímero de baja carga, activado con borato y ruptores oxidantes y enzimáticos. El agente de sostén es arena de malla 16/30. Se emplea eventualmente slugs de arena o de sílice, ya sea durante el colchón de la fractura, o en un bombeo separado, con un Step Down Rate Test a fin de evaluar el efecto del mismo. Los caudales empleados son relativamente altos. En caso de ser necesario se incrementa la viscosidad al fluido de fractura.

- Programa de operación:

Prueba de Admisión – Bombeo DFIT: se realiza un bombeo DFIT con el objetivo de estimar la presión de reservorio. Además del análisis de la Función G se estima el mecanismo de leakoff presente. En la mayoría de los casos se bombea un volumen de ácido de cabecera para limpieza de punzados, y se realiza además una prueba de admisión con un Step Down Rate Test con el objetivo de evaluar las fricciones por tortuosidad y en punzados. En base a la misma se puede definir el bombeo de un slug de arena o sílice, o bien bombear una píldora erosiva en el colchón de la fractura. A continuación se muestra el árbol de decisiones empleado actualmente:

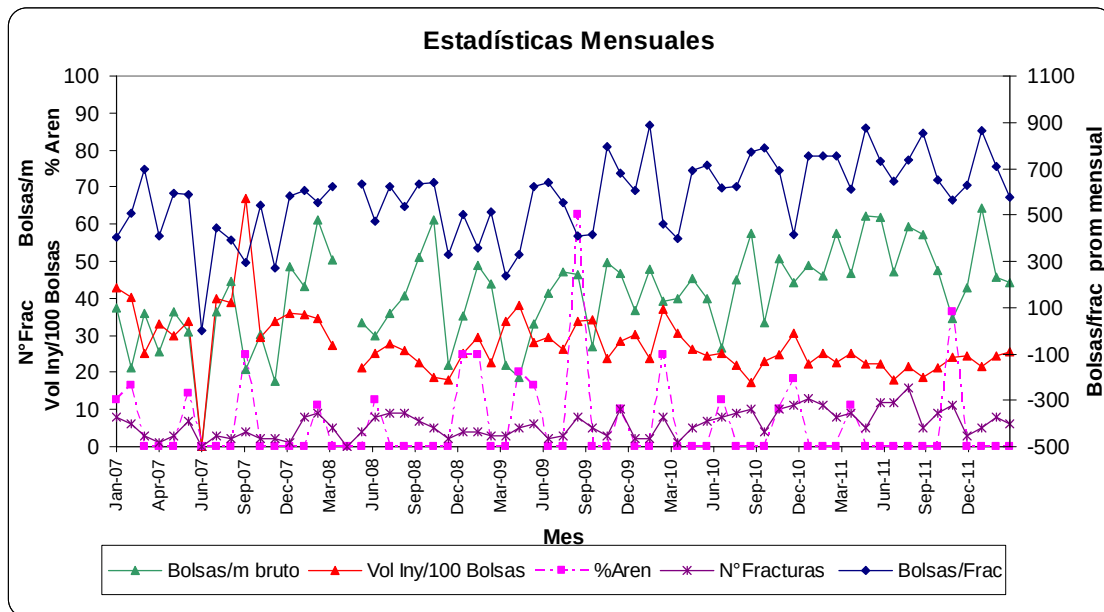


- Fractura Hidráulica: De acuerdo a los análisis de las pruebas de admisión realizadas, se puede modificar el diseño de la fractura original. Para el caso donde por antecedentes de la zona existe muchas probabilidades de encontrarnos con fricciones elevadas, se considera realizar la fractura hidráulica por tubing, con equipo de Workover, para disponer de mayor margen de presión de trabajo, poder evaluar con mayor precisión la acción de los slugs o de cada cambio de concentración de agente de sostén al llegar a los punzados, así en tiempo real realizar cambios en el diseño si fuera preciso.

Estadística de Operaciones

El siguiente gráfico estadístico muestra la evolución de algunos parámetros de fractura en la Formación Choiyoi en los últimos cinco años: Cantidad de fracturas mensuales; porcentaje de fracturas con arenamiento prematuro mensual; tamaño de fractura medido en bolsas por metro bruto, volumen de agua inyectado cada 100 bolsas; etc. Estos valores son promedios mensuales. Se observa que con el tiempo el tamaño de fractura se ha ido incrementando, en tanto que los volúmenes de agua inyectada han ido disminuyendo, con los beneficios asociados. Este volumen de agua por bolsa de arena **Vol Iny/100 bolsas** es un indicador que refleja un mejor empleo de los

slugs de arena definidos en el Árbol de Decisiones a Partir de Step Down Rate Test; además es indicador de los porcentajes de colchón empleado, nivel de agresividad de la rampa o escalón de concentraciones de arena o concentraciones máximas. Esta disminución con el tiempo, acompañado de una disminución de los porcentajes de arenamiento mensual, fundamentalmente en los últimos meses, indica una optimización de las operaciones de fractura.



Evaluación y Optimización de Fracturas Hidráulicas

Para nuestro caso, siendo que las modalidades de las operaciones ya están en cierto grado definidas de acuerdo a lo que se discutió en los puntos anteriores, el trabajo de optimización se refiere fundamentalmente a definir los tamaños de fractura más adecuados. Para evaluar esto se adopta un criterio económico; en nuestro caso se considera al Valor Presente Neto, el cual permite estimar los tamaños de fractura óptimos, para cada condición de reservorio.

El primer paso en la optimización de las fracturas hidráulicas es la evaluación de las operaciones ya realizadas. Para ello se emplean diferentes herramientas que permite estimar la geometría de la fractura realizada:

- **Análisis de las fracturas hidráulicas por Ajuste de Presiones Netas:** Para ello se compara la evolución de la Presión Neta Observada (resultado de la diferencia entre la presión en la fractura registrada o calculada a partir de los registros de la operación y la presión de cierre de la formación) y la Presión Neta del Modelo que considera el software de simulación de fractura empleado.
- **Ensayos de Presión:** permite estimar parámetros de reservorio y de la geometría de fractura. De todas maneras esta información no se dispone usualmente. En algunos casos se dispone de ensayos de presión prefractura, el que permite estimar el valor de k ó kh con precisión. Luego con Análisis de producción, conociendo el valor de k , se estima con mayor exactitud los parámetros de la geometría de fractura.
- **Análisis de Producción:** Partiendo de datos de producción, y con empleo de software que genera soluciones analíticas o numéricas, con modelos de Geometrías de Fractura, Reservorios y Límite, se puede estimar con cierto grado de precisión una longitud y

conductividad de fractura, además de un valor de kh. En el yacimiento, la mayoría de pozos produce de varios intervalos en conjunto por lo que este análisis se complica. Se dispone de pozos que han producido durante un tiempo adecuado de una sola formación, lo que ha permitido analizarlos y llegar a conclusiones para diferentes tipos de condición de reservorio:

- Perfiles especiales: ej Xmac: permite estimar la altura de fractura empaquetada.

No se dispone de trabajos de microsísmica que podría brindarnos un panorama del grado de complejidad de la fractura; es decir si es planar o es compleja por la interacción con fisuras naturales, heterogeneidades, generación de múltiples fracturas en el NearWellbore, etc. Además nos daría una estimación de longitud creada. De todas maneras se dispone de indicios de que la geometría de la fractura, en esta formación al menos, en algunos casos puede ser compleja:

- Del análisis de fracturas realizadas:
 - La evolución de la Función G muestra en muchos casos mecanismo de Pressure Dependent Leakoff, característico de formaciones con fisuras naturales:
 - Por ajuste de presiones netas, se pueden tener varias soluciones para llegar a un buen “matching”. Empleando un simulador de fractura 3D, se puede trabajar sobre el modelo empleado con el fin de tener en cuenta geometrías con cierto grado de complejidad. De esta manera, se ha podido obtener buenos ajustes considerando múltiples fracturas, empleando parámetros del modelo coherentes.
- De los análisis de producción, la longitud de fractura efectiva se corresponde con la obtenida por ajuste de presiones netas, en general, cuando en el modelo del simulador se consideran múltiples fracturas.

Trabajando en conjunto con las herramientas descriptas, se ha podido estimar geometrías de fractura efectivas, y calibrar al modelo empleado por el simulador de fractura 3D.

Teniendo en cuenta la gran cantidad de variables involucradas, ya sea propiedades mecánicas, de reservorio, fluidos de reservorio, etc, el objetivo fundamental de esta evaluación es la de asociar la producción correspondiente a la formación con la operación de fractura realizada. Cuando se tiene esta correspondencia, y con los modelos de simuladores de fractura y de reservorio ajustados, se realiza un análisis de sensibilidad para otros tamaños de fractura, modalidades de operación, fluidos, etc. Finalmente, con la introducción de parámetros económicos, ya que se tiene un ingreso económico correspondiente a la producción, y costos asociados, se puede definir la fractura óptima. Esto se hace para distintos tipos de roca, por lo que se puede definir parámetros generales a la hora de realizar el diseño de una nueva operación de fractura.

A continuación se describe ejemplos de los análisis realizados para distintas condiciones de la formación, que son definidas con apoyo de Reservorios y Geología. Además cabe indicar que en la mayoría de los casos, la calidad de reservorio se puede representar por algunos de los siguientes tipos:

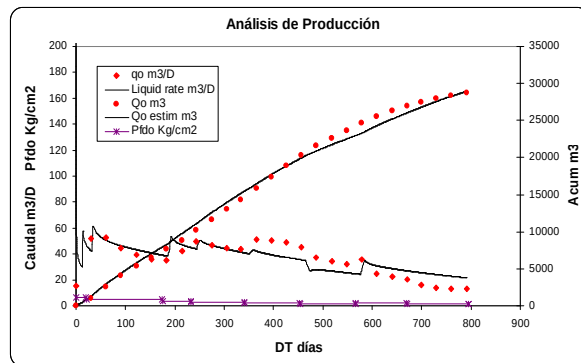
Pozos con buena calidad de reservorio, elevada permeabilidad:

Para estos casos, asociado a la presencia de gran cantidad de fisuras y que implica pérdida de fluido elevada, lo que se busca es una fractura relativamente corta y de buen ancho para sobrepasar al daño que hubiera resultado durante la perforación o completación.

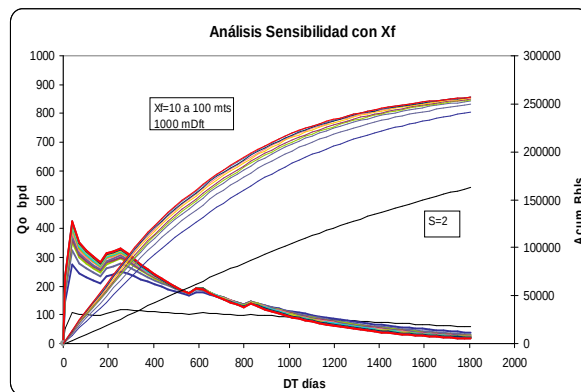
Pozo con buena calidad de reservorio, permeabilidad moderada:

A continuación se muestra el análisis realizado a un pozo de buena calidad de reservorio. Este pozo produjo de un solo intervalo durante un tiempo elevado; por las condiciones del mismo se puede considerar como un pozo tipo para la calidad de reservorio correspondiente:

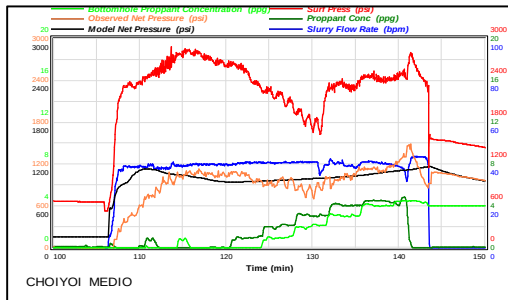
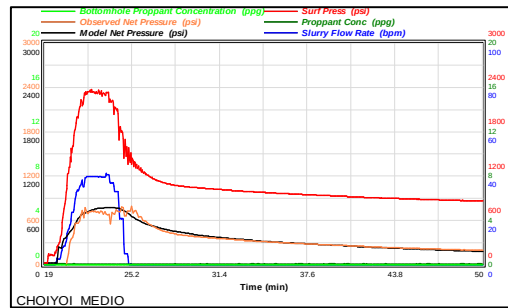
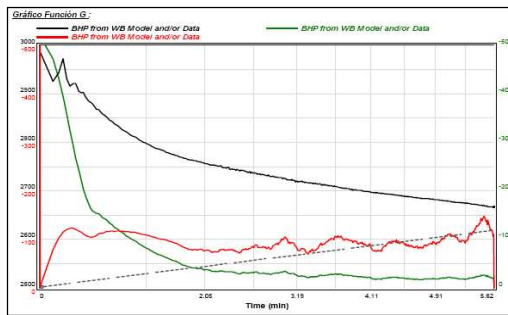
Análisis de producción: el software empleado permite definir parámetros de modelos de pozo con fractura vertical en reservorio homogéneo o de doble porosidad con límite cerrado.



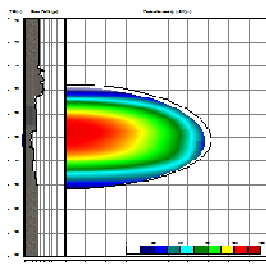
Análisis de sensibilidad: Con el modelo de simulación ajustado, se realiza el análisis de sensibilidad considerando distintos tamaños de fractura:



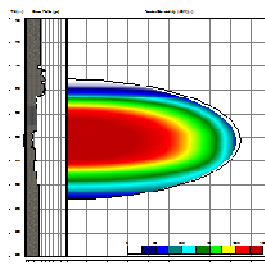
Análisis de fractura realizada: Se realiza un ajuste de presiones netas; este análisis permite ajustar las propiedades mecánicas de reservorio y de fluidos de reservorio del modelo del simulador 3D a fin de que las Pnetas (Pfrac-Pcierre) calculadas por el modelo sean iguales a las reales. Se realiza además un DFIT que permite entre otros estimar la presión de reservorio; determinar la evolución de la Función “G” y observar el mecanismo de Leakoff correspondiente a Pressure Dependent Leakoff asociado a fisuras naturales. A continuación se muestra el gráfico correspondiente a la evolución de la Función G y a los ajustes de prueba de admisión y fractura hidráulica:



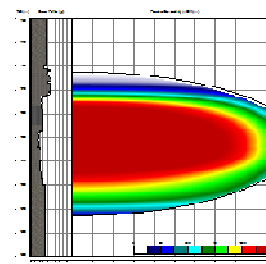
Análisis de Sensibilidad con simulador de fractura: Una vez calibrado el simulador de fractura con el análisis de producción, se realiza corridas variando la cantidad de bolsas de agente de sostén; estimando la geometría de fractura para cada caso:



500 Sx

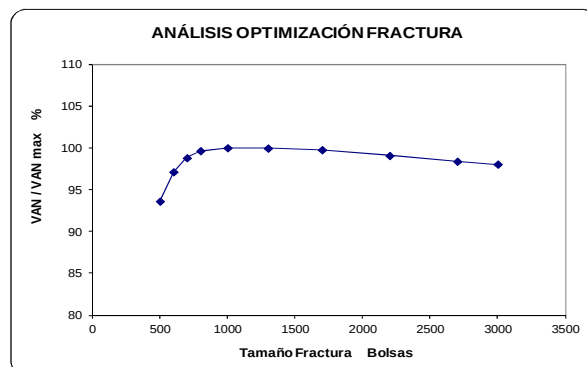


800 Sx

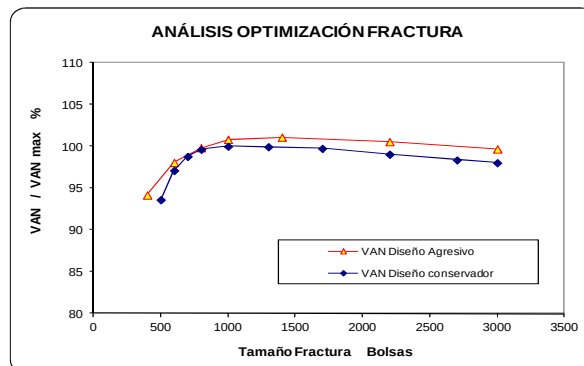


1500 Sx

Análisis Económico: Para cada alternativa de tamaño, diseño, etc se asocia una curva de producción y con los costos correspondientes se pueden evaluar cada una de ellas económicamente. En nuestro caso utilizamos el Valor Presente Neto y definimos los tamaños de fractura óptima como aquellos para los cuales se tiene VPN (ó VAN) máximos. Para este ejemplo podemos considerar un rango, del orden de 900-1000 Bolsas.



Análisis comparativo con otros diseños de fractura: Por último se evalúa diseños más agresivos desde el punto de vista de caudales, porcentaje de colchón y concentraciones finales, con los cuales se puede tener más riesgo de arenamiento prematuro, y se los compara con el correspondiente a la modalidad de diseño actual.

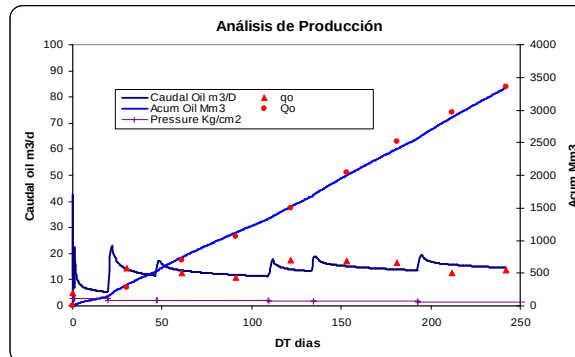


Este último gráfico nos indica que para las condiciones de reservorio analizadas, para cierto tamaño de fractura un diseño mas agresivo nos daría mayor beneficio económico que un diseño tal como el empleado en la realidad en el pozo, pero al ser los márgenes no muy grandes (diferencia entre ambas curvas para un cierto tamaño de fractura), para casos futuros es preciso evaluar, tal como se describió en puntos anteriores, la posibilidad de encontrarnos con problemas de comunicación pozo-fractura al momento de decidir el diseño de fractura final.

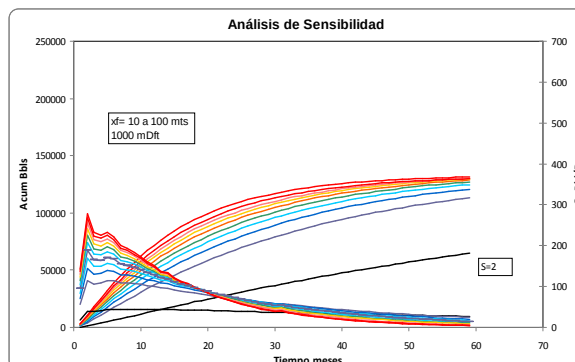
Pozo con menor calidad de reservorio: permeabilidad baja

El siguiente análisis corresponde a un pozo con reservorios de menor calidad, con dos fracturas realizadas y que produjo un tiempo considerable de ambos intervalos.

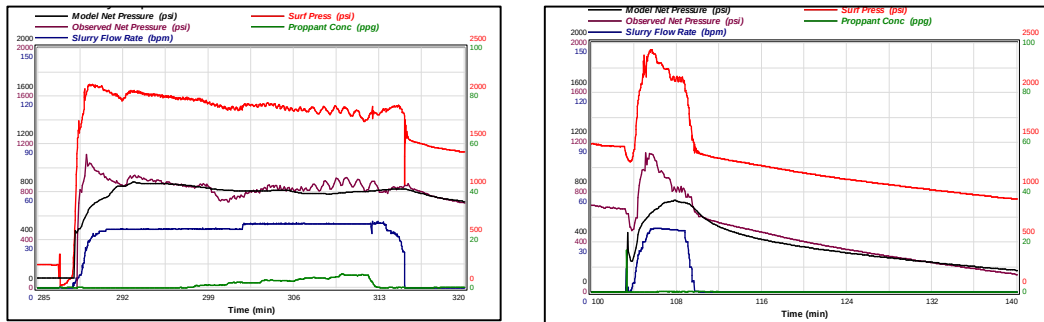
Análisis de Producción:



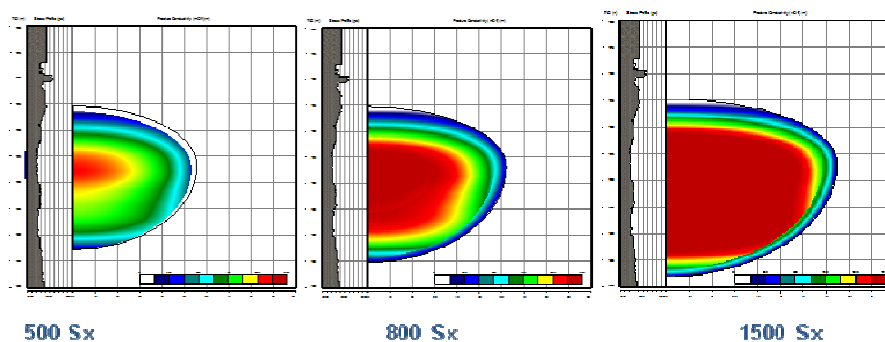
Análisis de sensibilidad de producción para distintos tamaños de fractura:



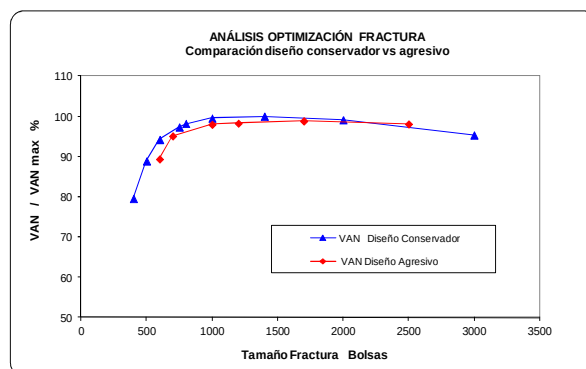
Análisis de fracturas realizadas; el pozo evaluado se completa con dos fracturas en FM Choiyoi, las que por ajuste de presiones netas muestra fracturas de geometría semejante entre sí. A continuación se muestra los ajustes correspondientes a la primera prueba de admisión y fractura realizada:



Análisis de Sensibilidad con simulador de fractura: Una vez calibrado el simulador de fractura con el análisis de producción se realiza corridas con otros tamaños de fractura. A continuación se muestra las correspondientes a la etapa superior:

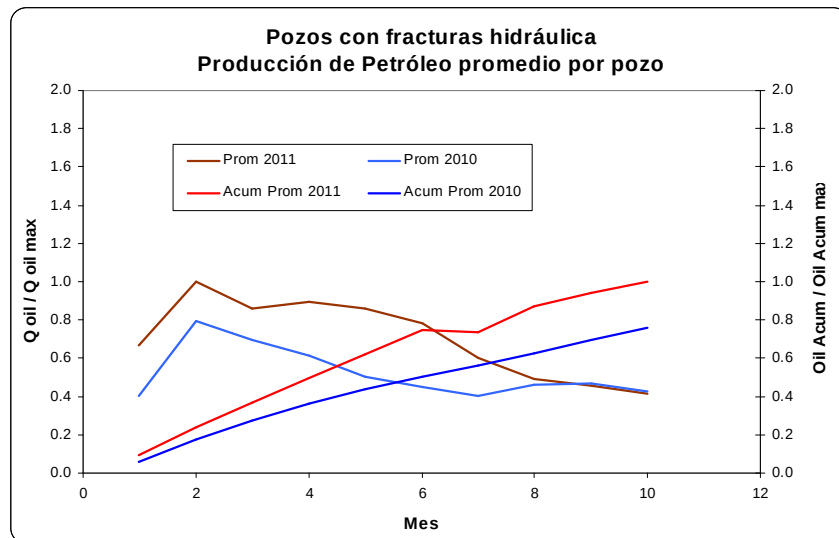


Análisis Económico y Análisis Comparativo con otras Alternativas de Diseño: A continuación se muestra el análisis económico, y la comparación para el caso de un diseño más agresivo: El tamaño óptimo es del orden de 1000/1200 bolsas para cada etapa. Se observa que para este caso de calidad de reservorio baja, es preferible un diseño tal como se realiza actualmente ya que un diseño más agresivo, representa un VAN igual o menor.



Análisis comparativo de Producción

A continuación se muestra la evolución de las curvas de producción y acumuladas de petróleo promedio para una zona del campo que se desarrolló en los últimos años. Corresponde a pozos nuevos, con fracturas hidráulicas en FM Choiyoi, de las campañas 2010 y 2011. Se llevó las producciones de los pozos correspondientes de cada campaña a tiempo cero.



Comparando estas curvas se observa un mejor desempeño para los pozos de la última campaña. Parte de las razones pueden atribuirse a la optimización de las fracturas.

CONCLUSIONES:

- Con el tiempo se ha podido establecer modalidades de operación que ha permitido finalizar los trabajos con éxito, teniendo en cuenta las complejidades al fracturar una formación ígnea en muchos casos con fisuras naturales, y dentro de un nivel de actividad en el yacimiento que precisa de una optimización permanente de todas las tareas, tiempos y costos.
- Si bien cada caso requiere de un análisis particular, se ha podido establecer para distintos tipos de condición de reservorio, el diseño más adecuado y el rango de tamaño óptimo, desde un punto de vista económico.
- Los pozos estimulados de la campaña 2011, presentan una acumulada de petróleo del orden del 30% superior respecto a los de la campaña 2010.
- Por medio de un trabajo interdisciplinario se continúa en la tarea de optimización de estas operaciones, teniendo en cuenta nuevos modelos geomecánicos y litologías predominantes.