CAPÍTULO 5

DISCUSION DE RESULTADOS

5.1 POZO PARAHUACU - 07

5.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS FRACTURAMIETO

Las arenas “Tinferior+superior” del pozo Parahuacu 7 se estimuló con un tratamiento de fractura el día 25 de Diciembre del 2004. El tratamiento consistió en un MiniFRAC, y un FRAC Principal con Soportante Carbolita Resinado 16/20.

El pozo Parahuacu 7, basado en la historia de la producción de la arena de Napo T inferior y luego de la intervención del pozo en Octubre del 2004, cuando el pozo quedó produciendo de las arenas T inferior y superior fue elegido en un campo de estudio como candidato posible para estimulación de fractura. Una de las pruebas del pozo inmediatamente antes del tratamiento indicó 8,8 de daño en la formación, permeabilidad promedio de 10 md, presión del reservorio de 1804 psi, y presión de fondo fluyente de 660 psi.

La litología, propiedades de la roca y comportamiento del fluido fueron modelados utilizando el simulador tridimensional FracCADE. Los datos de la declinación de presión de las prueba del MiniFRAC fueron analizados en la locación para obtener un gradiente de fractura y gradiente de cierre y permitir calibrar el modelo y realizar una correlación de la presión neta predecida con la presión neta medida. El trabajo fue bombeado basado en el diseño modificado. Después del tratamiento principal el análisis de la fractura fue realizado nuevamente. Las dimensiones de fractura resultantes son incluidas en este análisis.

5.1.2 MiniFRAC

Previo al trabajo principal de fracturamiento se realizó el MiniFRAC con la finalidad de determinar parámetros importantes de fractura. El MiniFRAC consistió en una prueba de tasa escalonada ascendente (Step Rate Test) y descendente (Step Down Test), realizada con **160 Bbls de**

FreFLO y una prueba de calibración realizada con **110 bbl** del fluido de fractura **YF135HTD** que fue desplazado con **85 bbl** de fluido lineal **WF135**. Del SRT se determinó una Presión de Extensión de Fractura de **5720 psi** y del SDT se determinó que se tenía una excesiva caída de presión en la boca del pozo (1800 psi) originada por un efecto combinado de fricción en las perforaciones y tortuosidad.

Este comportamiento podría justificar el bombeo de un bache de arena antes de la fractura, sin embargo durante la prueba de calibración esta fricción se ve reducida hasta un valor de **800 psi** por el hecho de usar un fluido más viscoso.

De la prueba de calibración de determinó una Gradiente de Fractura de **0.45 psi/ft**, la presión declinó rápidamente por debajo de cero en superficie, imposibilitando la determinación de la Eficiencia de Fluido y el Coeficiente Efectivo de Filtrado.

Figura 5.1 Datos de la Ejecución de Data FRAC PRH-07

5.1.3 Fractura Principal

Basados en el comportamiento de presión observado durante el MiniFRAC se hicieron algunos cambios al programa original con la finalidad de generar exitosamente la geometría de fractura buscada, estos cambios incluían:

- Incremento de la tasa de bombeo de **18 a 20 bpm**
- Incremento de la concentración de polímero en el fluido de fractura **de 35 a 40 lbs/1000gal**.

- Incremente del volumen de Colchón de **95 a 145 bbl**.

- Reducción de las expectativas de máxima concentración de soportante de **8 ppg a 5 ppg**. Sin embargo si las presiones de bombeo lo permitían se buscaría llegar hasta una concentración máxima de **7.0 ppg**.

El tratamiento final se hizo bombeando **460 bbl** de fluido de fractura y **290 sxs** de soportante Carbolita Resinado 16/20. El bombeo se hizo a una tasa de **20 bpm** y alcanzando una presión máxima de **5023 psi** al final del tratamiento. Se lograron colocar **283 sxs** de soportante a la formación. Según el ajuste de presiones de fractura se obtuvo una **Longitud de Fractura de 117 pies**, **Altura de Fractura de 75 pies** y un **Ancho de Fractura de 0.21 pulgadas**.

Gráfica de Datos del Tratamiento

Fig. 5.2 Datos de la ejecución del Fracturamiento PRH-07.

Nota: La presión de fondo es obtenida de los sensores de presión corridos a la profundidad de 9,658 pies.

5.1.3.1 Esquema de Bombeo

Ejecución Real de Trabajo					
Nombre del Fluido	**Volumen de Fluido**	**Tipo y masa del soportante**	**Masa Soportante**	**Tiempo (minutos)**	**Notas**
YF140HTD	6173		0	7.5	Pad Fluid
YF135.1HTD	10243	16/20 Carbolita	29161	13.4	Slurry Fluid
WF130	3150		0	22.1	Flush Fluid

Las dimensiones de fractura resultantes, así como todos los datos del pozo antes del trabajo son mostrados continuación.

Resumen General del Tratamiento		
	PROPUESTO	**EJECUCIÓN**
Volumen de Fluido de Fractura	13000 Gal.	15834 Gal.
Volumen de Soportante	30000 Lbs.	29000 Lbs.
Longitud de Fractura	90.1 ft.	117 ft.
Altura de Fractura	92.8 ft.	75 ft.
Ancho de Fractura	0.184 in	0,211 in
Conductividad Efectiva	10997 md-ft	5992 md-ft
FCD	1.4	0,9
Daño equivalente	-3.7	-4.1
Coeficiente Efectivo de Filtrado	0.006 ft/min$^{0.5}$	0.001 ft/min$^{0.5}$
Spurt loss	2.4 Gal/100 ft^2	3.5 Gal/100 ft^2

Tabla 31 Resultados del fracturamiento PRH-07

5.2 POZO PARAHUACU 3B

5.2.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS FRACTURAMIETO

La arena “Tinferior” del pozo Parahuacu 3B se estimuló con un tratamiento de fractura el día 31 de Mayo del 2005. El tratamiento consistió en un MiniFRAC, y un FRAC Principal con Soportante Carbolita Resinado 16/20.

La litología, propiedades de la roca y comportamiento del fluido fueron modelados utilizando el simulador tridimensional FracCADE. Los datos de la declinación de presión de las prueba del MiniFRAC fueron analizados en la locación para obtener un gradiente de fractura y gradiente de cierre y permitir calibrar el modelo y realizar una correlación de la presión neta predecida con la presión neta medida. El trabajo fue bombeado basado en el diseño modificado. Después del tratamiento principal el análisis de la fractura fue realizado nuevamente. Las dimensiones de fractura resultantes son incluidas en este análisis.

5.2.2 MiniFRAC

Previo al trabajo principal de fracturamiento se realizó el MiniFRAC con la finalidad de determinar parámetros importantes de fractura. El MiniFRAC consistió en una prueba de tasa escalonada ascendente (Step Rate Test) y descendente (Step Down Test), realizada con **172 Bbls de FreFLO** y una prueba de calibración realizada con **173 bbl** del fluido de fractura **YF135HTD** que fue desplazado con **85 bbl** del gel lineal **WF140**.

De la prueba de tasa escalonada ascendente (SRT) se determinó una Presión de Extensión de Fractura de **7700 psi** y de la prueba de tasa escalonada descendente (SDT) se determinó que se tenía una excesiva caída de presión en la boca del pozo de 2500 psi originada por un efecto combinado de fricción en las perforaciones y tortuosidad.

Este comportamiento podría justificar el bombeo de un bache de arena antes de la fractura, sin embargo durante la prueba de calibración esta fricción se ve reducida hasta un valor de **1200psi** por el hecho de usar un fluido más viscoso.

De la prueba de calibración de determinó una Gradiente de Fractura de **0.77 psi/ft.**

Figura 5.3 Datos de la Ejecución de Data FRAC PRH-3B

5.2.3 Fractura Principal

Basados en el comportamiento de presión observado durante el MiniFRAC se hicieron algunos cambios al programa original con la finalidad de generar exitosamente la geometría de fractura buscada, estos cambios incluían:

- Incremento de la concentración de polímero en el fluido de fractura **de 35 a 40 lbs/1000gal**.
- Incremente del volumen de Colchón de **170 bbl**.

El tratamiento final se hizo bombeando **386 bbl** de fluido de fractura y **290 sxs** de soportante Carbolita Resinado 16/20. El bombeo se hizo a una tasa de **15 bpm** y alcanzando una presión máxima de **7000 psi** al final del tratamiento. Se lograron colocar **100 sxs** de soportante a la formación. Según el ajuste de presiones de fractura se obtuvo una **Longitud de Fractura apuntalada de 30 pies**, **Altura de Fractura de 23 pies** y un **Ancho de Fractura de 0.21 pulgadas**.

La operación de fractura estaba siendo bombeada de acuerdo al diseño, los parámetros de operación estaban normales (caudal de bombeo, concentración de activador, rompedor, soportante) y las presiones tenían bastante similitud con lo observado en el pozo anterior fracturado en el mismo campo (Parahuacu 07 en el diciembre del 2005).

La única diferencia entre estos dos trabajos, era una presión de tratamiento aproximadamente 500 psi superior a la que se tenía en el mencionado tratamiento del pozo PRH-07. Esto fue causado directamente por el gradiente de fractura más elevado, observado en PRH-3B (comparando los gradientes, PRH-3B tenía 0.77 psi/ft, mientras que PRH-07 tenía 0.45 psi/ft).

Cuando se bombeaba la etapa de 8.0 ppg, se produjo un incremento brusco de presión neta, lo cual indicaba que había un arenamiento en el vértice. Apenas segundos más tarde, se produjo el arenamiento prematuro, alcanzando una presión de aproximadamente 10,000 psi.

Como puede observarse en la gráfica del trabajo (Fig 5.4), no existieron problemas operacionales con el equipo de fractura en superficie, en cuanto a caudal de bombeo, alimentación de activador, rompedores, soportante, etc. Es decir se encontraban dentro de los parámetros diseñados.

De esta manera se descarta la posibilidad de un daño de equipos como causa de arenamiento prematuro.

Únicamente las etapas desde 1 a 4 ppg lograron penetrar dentro de la formación, un total aproximado de 10,000 lb.

Inmediatamente luego del fracturamiento hidráulico se movilizó la unidad de coiled tubing con el objeto de realizar la limpieza del material soportante. La tubería pudo ser bajada únicamente hasta el no-go, por seguridad para evitar riesgo de atascamiento.

Gráfica de Datos del Tratamiento

Figura 5.4 Datos de la ejecución del Fracturamiento PRH-3B.

5.2.3.1 Esquema de Bombeo

Ejecución Real de Trabajo					
Nombre del Fluido	**Volumen de Fluido**	**Tipo y masa del soportante**	**Masa Soportante (lb)**	**Tiempo (minutos)**	**Notas**
YF140HTD	8034		0	13.2	Pad Fluid
YF140HTD	6630	16/20 Carbolita	29437	13.8	

Las dimensiones de fractura resultantes, así como todos los datos del pozo antes del trabajo son mostrados continuación.

Resumen General del Tratamiento		
	PROPUESTO	**EJECUCION**
Volumen de Fluido de Fractura	12000 Gal.	14691 Gal.
Volumen de Soportante	31000 Lbs.	10000 Lbs.
Longitud de Fractura	160 ft.	32 ft.
Altura de Fractura	36 ft.	23 ft.
Ancho de Fractura	0.32 in	0 in
Conductividad Promedio	10997 md-ft	3983 md-ft
FCD	0.5	16,4
Daño equivalente	-3.7	0
Coeficiente Efectivo de Filtrado	0.006 ft/min$^{0.5}$	0.07 ft/min$^{0.5}$
Spurt loss	2.4 Gal/100 ft^2	2.4 Gal/100 ft^2

Tabla 32 Resultados del fracturamiento PRH-3B