CAPÍTULO 4

DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO

4.1 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAS

Con la finalidad de determinar la geometría final de fractura se utilizó el simulador **FracCADE^{TM}**, para estimar un programa tentativo de bombeo.

Con ese propósito utilizamos información de presiones de la última prueba de Build up, análisis petrofísico a partir de registros eléctricos y propiedades mecánicas de roca promedias para el tipo de roca.

Este programa tentativo será posteriormente ajustado con la información que se obtenga del bombeo de evaluación previo a la fractura, este bombeo o **DataFRAC™**, permitirá conocer la presión real de fractura, y la Eficiencia del Fluido de fractura, entre otros parámetros que nos ayudara a obtener, como objetivo final, la geometría de fractura óptima necesaria para asegurar el incremento de producción.

4.2 POZO PARAHUACU 3B

4.2.1 Selección del fluido de Fractura

Para la selección del fluido de fractura se fijó como prioridad la utilización de un sistema que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento.

Este es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente.

Basado en lo anteriormente expuesto y en la temperatura estimada de yacimiento (240ºF), se propone utilizar el sistema YF140.1HTD, como fluido de fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, la cuál nos llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseada.

4.2.2 Selección del Material Soportante

La principal función del agente de sostén es mantener la conductividad de la fractura durante la vida productiva del pozo, para ello debe ser lo suficientemente resistente para soportar el esfuerzo de cierre de la fractura tanto al final del tratamiento, como durante la producción del pozo, donde se experimenta cambios a los esfuerzos de la formación y presión fluyente.

Los soportantes livianos se trituran ante esfuerzos de cierre demasiado grandes y se incrustaran en la cara de la fractura sí, por el contrario los esfuerzos son bajos o la roca es débil.

Ambos efectos son detrimentales para la conductividad final de la fractura, por lo que es necesario buscar un equilibrio. Además, el agente de sostén debe proporcionar un contraste necesario con la permeabilidad de la formación para asegurar el incremento de la producción post fractura.

Basados en esto se ha seleccionado y comparado los rendimientos de diferentes agentes soportantes.

Considerando un gradiente de fractura de 0.77 psi/ft y una presión fluyente de 500 psi al final de la vida productiva del pozo, se espera una presión de 7700 psi, sobre el agente de sostén como máximo. Mayores presiones fluyentes representan menor esfuerzo de cierre sobre el soportante. En esa región de esfuerzos, el Carbolite 16/20 presenta mejores características de permeabilidad, por lo que es el soportante recomendado para el tratamiento.

4.2.3 Esquema de Bombeo

El diseño preliminar se realizó para obtener una longitud empacada alrededor de 158.5 pies y una conductividad de 8893 md-ft.

Descripción del Trabajo						
Nonbre de la etapa	**Tasa de Bombeo** (bbl/min)	**Nombre del Fluido**	**Volumen por Etapa de Fluido** (gal)	**Concentracion del gel .** (lb/mgal)	**Tipo de Soportante**	**Conc. Soport.** (lb/gal)
PAD	15.0	YF140.1HTD	5000	40.0		0.0
1.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	1.0
2.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	2.0
3.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	3.0
4.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	4.0
6.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1500	40.0	16/20 C-Lite	6.0
8.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1500	40.0	16/20 C-Lite	8.0
FLUSH	15.0	WF130	3909	30.0		0.0

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 21 Esquema de bombeo PRH-3B

Total de Fluidos		
12000 gal	De	YF140.1HTD
3909 gal	De	WF130

Total Soportante		
31000 lb	De	16/20 C-Lite

4.2.4 Resultados de la simulación del fracturamiento

Lo siguiente son los resultados de la simulación del Software **FracCADE,** usando un modelo Pseudo 3-D Vertical. La conductividad y Fcd Efectivo son calculados basados en intervalos disparados con alturas netas positivas.

La simulación del diseño para el intervalo propuesto, indica lo siguiente:

Geometría de Fractura		
		Diseño
Longitud de Fractura	Pies	160
Altura de Fractura	Pies	36
Ancho de Fractura	Pulg.	0.321
Conductividad Promedia	md-ft	10997
FCD		0.5
Presión Neta	psi	4842
Máxima presión en superficie	psi	5717
Daño equivalente		-3.7

Tabla 22 Resultados de la simulación del fracturamiento

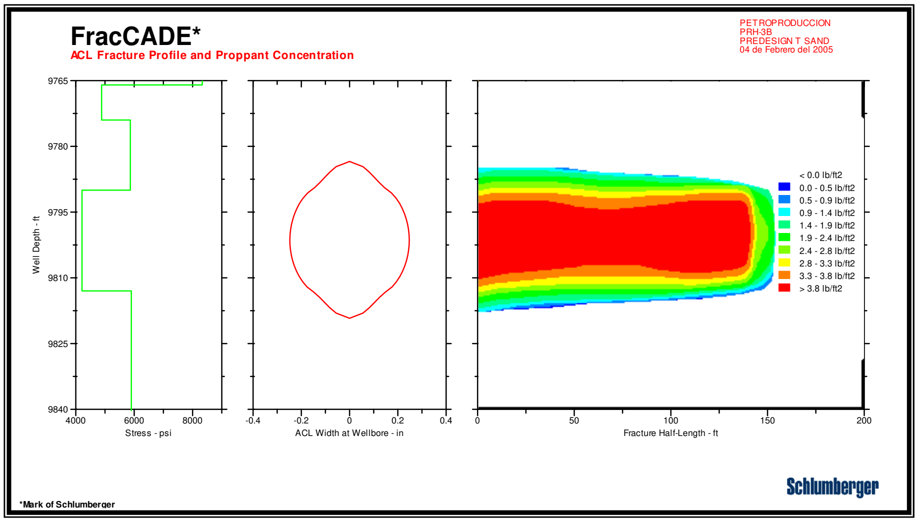
Resultados de la Simulación por Segmento de Fractura							
De (ft)	**a** (ft)	**Conc. Soport. al Final de Bombeo** (lb/gal)	**Ancho de Fractura** (in)	**Altura Fractura** (ft)	**Conc. Soport.** (lb/ft2)	**Frac. Gel Conc.** (lb/mgal)	**Conductividad de Fractura** (md.ft)
0.0	39.6	8.3	0.358	35.1	3.31	555.5	9977
39.6	79.3	8.0	0.379	33.0	3.49	602.7	10738
79.3	118.9	7.5	0.399	30.5	3.68	588.5	10976
118.9	158.5	4.4	0.162	24.3	1.49	933.1	4214

Tabla 23 Resultados de la Simulación por Segmento de Fractura

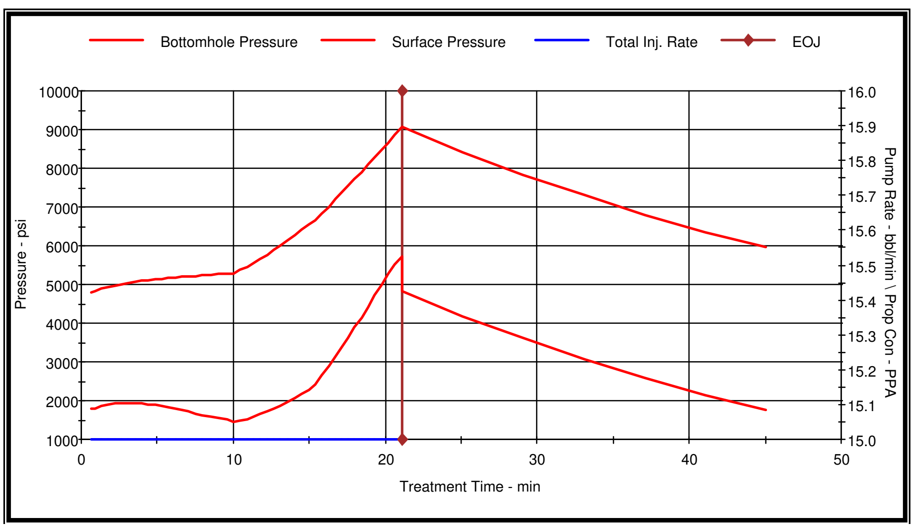
Datos de Geometría de la Fractura por zona para la predicción de producción							
NOMBRE DE LA ZONA	**Top MD** (ft)	**Top TVD** (ft)	**Gross Heigh t** (ft)	**Altura Neta** (ft)	**Ancho de Fractura** (in)	**Longitud de Fractura** (ft)	**Conductividad de Fractura** (md.ft)
LUTITA	9750.0	9750.0	16.0	0.0	0.000	0.0	0
ARENA-Ts	9766.0	9766.0	8.0	8.0	0.000	0.0	0
LUTITA	9774.0	9774.0	16.0	0.0	0.183	143.4	4947
ARENA-Ti	9790.0	9790.0	23.0	23.0	0.406	158.5	10974
LUTITA	9813.0	9813.0	55.0	0.0	0.181	143.6	4910

Tabla 24 Datos de Geometría de la Fractura por zona para la predicción de producción.

4.2.4.1 Gráfico del perfil de la fractura y concentración de soportante



4.2.4.2 Estimado de Comportamiento de Presiones y Potencia Final



4.3 POZO PARAHUACU - 07

4.3.1 Selección del fluido de Fractura

Para la selección del fluido de fractura se fijó como prioridad la utilización de un sistema que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento.

Este es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente.

Basado en lo anteriormente expuesto y en la temperatura estimada de yacimiento (225ºF), Se propone utilizar el sistema YF130.1HTD, como fluido de fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, la cuál nos llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseada.

4.3.2 Selección del Material Soportante

La principal función del agente de soporte es mantener la conductividad de la fractura durante la vida productiva del pozo, para ello debe ser lo suficientemente resistente para soportar el esfuerzo de cierre de la fractura tanto al final del tratamiento, como durante la producción del pozo, Donde se experimenta cambios a los esfuerzos de la formación y presión fluyente.

Los soportantes livianos se trituran ante esfuerzos de cierre demasiado grandes y se incrustaran en la cara de la fractura sí, por el contrario los esfuerzos son bajos o la roca es débil.

Ambos efectos son detrimentales para la conductividad final de la fractura, por lo que es necesario buscar un equilibrio. Además, el agente de soporte debe proporcionar un contraste necesario con la permeabilidad de la formación para asegurar el incremento de la producción post fractura.

Basados en esto se seleccionó y comparó los rendimientos de diferentes agentes soportantes.

Considerando un gradiente de fractura de 0.67 psi/ft y una presión fluyente de 500 psi al final de la vida productiva del pozo, se espera una presión de 6000 psi, sobre el agente de sostén como máximo. Mayores presiones fluyentes representan menor esfuerzo de cierre sobre el soportante. En esa región de esfuerzos, el Carbolite 16/20 presenta mejores características de permeabilidad, por lo que es el soportante recomendado para el tratamiento.

4.3.3 Esquema de Bombeo

El diseño preliminar se realizó para obtener una longitud empacada alrededor de 102.6 pies y una conductividad de 6279 md-ft.

Descripción del Trabajo						
Nombre de la etapa	**Tasa de Bombeo** (bbl/min)	**Nombre del Fluido**	**Volumen por Etapa de Fluido** (gal)	**Concentración del gel.** (lb/mgal)	**Tipo de Soportante**	**Conc. Soport.** (lb/gal)
PAD	20.0	YF130.1HTD	4000	30.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	2000	30.0	16/20 C-Lite	1.0
2.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	2000	30.0	16/20 C-Lite	2.0
3.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	2000	30.0	16/20 C-Lite	3.0
4.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	1000	30.0	16/20 C-Lite	4.0
6.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	1000	30.0	16/20 C-Lite	6.0
8.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	1000	30.0	16/20 C-Lite	8.0
FLUSH	15.0	WF130	3853	30.0		0.0

Total de Fluidos		
13000 gal	de	YF130.1HTD
3853 gal	de	WF130

Total Soportante		
30000 lb	de	16/20 C-Lite

Tabla 25 Esquema de bombeo PRH-07

4.3.4 Resultados de la simulación del fracturamiento

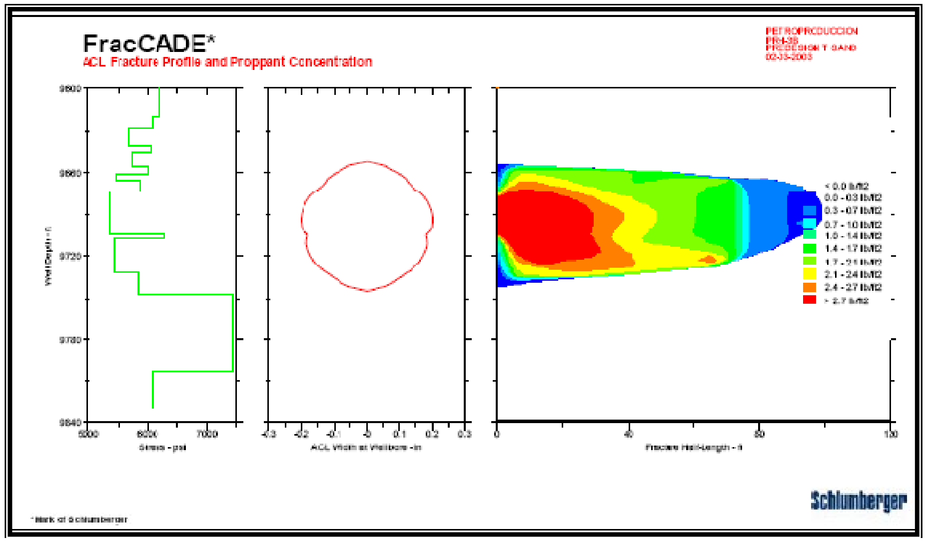
Lo siguiente son los resultados de la simulación del Software **FracCADE,** usando un modelo Pseudo 3-D Vertical. La conductividad efectiva y Fcd Efectivo son calculados basados en intervalos disparados con alturas netas positivas.

La simulación del diseño para el intervalo propuesto, indica lo siguiente:

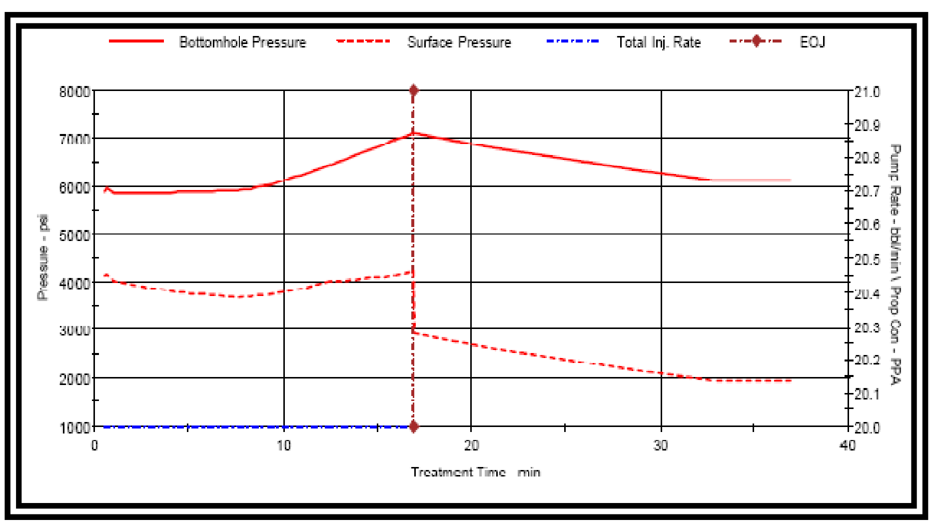
Geometría de Fractura		
		Diseño
Longitud de Fractura	Pies	90.1
Altura de Fractura	Pies	92.8
Ancho de Fractura	Pulg.	0.184
Conductividad Promedia	md-ft	10997
FCD		1.4
Presión Neta	psi	3260
Máxima presión en superficie	psi	4898
Daño equivalente		-3.7

Tabla 26 Resultados de la simulación del fracturamiento

4.3.4.1 Grafico del perfil de la fractura y concentración de soportante.



4.3.4.1 Estimado de Comportamiento de Presiones y Potencia Final



4.4 SIMULACIÓN DEL POZO CANDIDATO PARAHUACU 08

Como se mencionó anteriormente, los objetivos principales en yacimientos de moderada permeabilidad, son crear fracturas suficientemente largas y angostas, minimizar el costo del tratamiento y primordialmente generar un canal de alta conductividad que comunique el yacimiento con la pared del pozo. Estos objetivos se logran mediante un buen trabajo de diseño de la operación, que implica, la selección correcta de la tasa de bombeo, tipo de fluido, volumen de pad y de las etapas, concentración de material soportante en las diferentes etapas y tipo del material soportante.

La mayoría de estas variables, pueden ser calculadas mediante el uso del simulador matemático de fracturamiento hidráulico FracCADE.

La tasa de bombeo y la viscosidad del fluido, especialmente del pad, tendrán una gran injerencia en la geometría de la fractura, especialmente en el ancho de la misma.

La selección del tipo de material soportante deberá estar basada en las condiciones del yacimiento, presiones de cierre, incremento de producción, tipo de las perforaciones y especialmente el contraste de permeabilidades obtenido entre la permeabilidad del yacimiento y la permeabilidad obtenida en la fractura, determinada básicamente por el tipo de material soportante.

Para determinar finalmente los volúmenes, especialmente el del Pad, se hace extremadamente necesario realizar previo al tratamiento de fracturamiento hidráulico un mini-frac, el cual permita evaluar el leak-off que tiene el fluido en la formación y ajustar valores de esfuerzos de la formación y geometría de la fractura. Estos valores son muy importantes para que se pueda ajustar el simulador a condiciones reales de la operación y optimizar así el diseño final buscando un empaquetamiento forzado del soportante.

4.4.1 Selección del Fluido de Fractura

De acuerdo a la permeabilidad que presenta este pozo, se necesita diseñar una fractura larga y angosta; por tal razón, se necesitan mayores volúmenes areales y además utilizar un fluido de mayor viscosidad que el utilizado en los trabajos anteriores. Lo que permitirá un mejor manejo de la fractura, tanto en superficie como en el fondo; motivo por el cual Schlumberger proponer como fluido de fractura, el YF140.1HTD Frac Fluid.

4.4.2 Selección del Material Soportante

Para la selección del material soportante también se utilizó el Software FracCADE, el cual permite predecir la permeabilidad de la fractura bajo diferentes variables: tipos de material soportante, diferentes tamaños, concentración final en la fractura y presión de cierre. El software interactúa con diferentes propiedades de la roca, como el módulo de Young, la presión final de cierre y con las características del fluido para determinar el porcentaje de permeabilidad retenida generado por el fluido.

En el primer caso, se hace una comparación entre los diferentes tipos de soportantes más comerciales y disponibles en el mercado, manteniendo como constantes las demás variables.

Para este caso se consideraron los siguientes tipos de material soportante:

1. Arena 20/40 Jordan
2. EconoProp 20/40
3. Carbolita 20/40
4. Sin Bauxita 20/40

Los resultados son presentados en la siguiente gráfica:

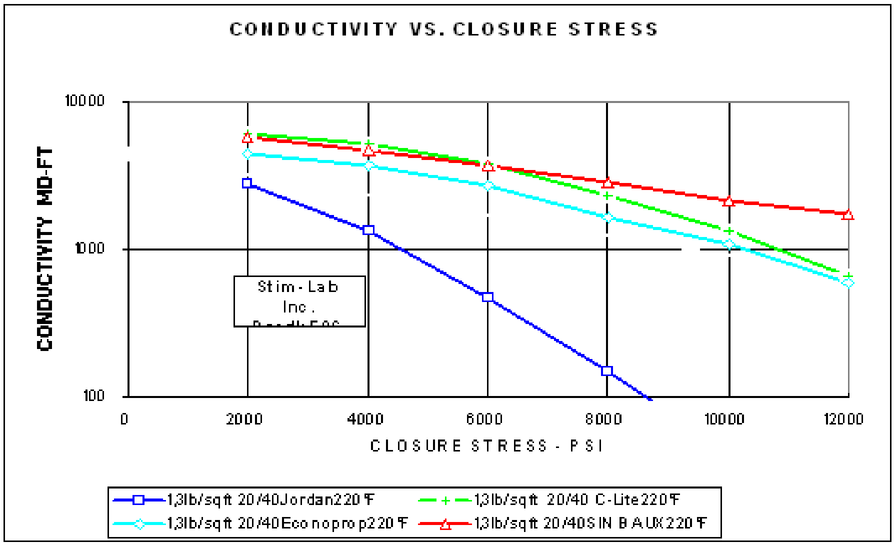


Figura 4.1 Conductividad versus Esfuerzo

Como se puede ver en la gráfica, los valores mayores de conductividad son obtenidos con la Carbolita 20/40. Se ve que el valor de conductividad encontrado con la arena es muy bajo, debido a que los esfuerzos de cierre a 6000 psi (estimados) están por encima de los límites de trabajo de la arena.

Para este tipo de operaciones en donde los volúmenes de agente sostén no son muy grandes, la selección de uno o de otro no tiene gran impacto en el costo final de la operación. Por otra parte, si se ve una gran diferencia en los valores de conductividad obtenida.

Los resultados se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

Material Soportante	Conductividad @ 6000 psi (Esfuerzos de cierre)
Arena 20/40 Jordan	471 md-ft
EconoProp 20/40	3823 md-ft
Carbolita 20/40	2736 md-ft
Sin Bauxita 20/40	3672 md-ft

Tabla 27 Conductividad versus Esfuerzo

La siguiente gráfica, muestra los valores estimados de permeabilidad en la zona empaquetada versus el esfuerzo de cierre. Los siguientes resultados asumen un empaquetamiento y concentración final de material sustentante en la fractura de 1,3 lb/sq.ft.

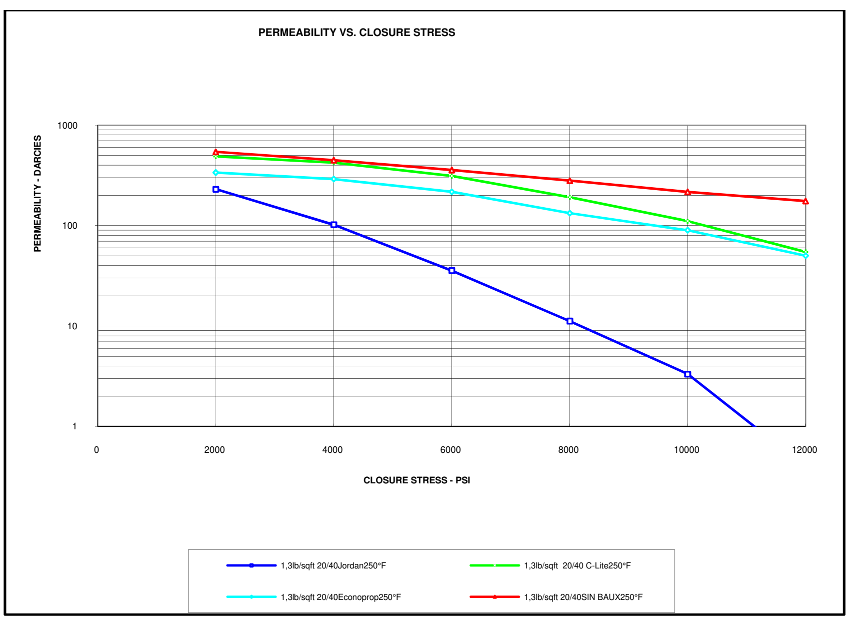


Figura 4.2 Permeabilidad versus Esfuerzo

Los resultados se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

Material Soportante	Permeabilidad @ 6000 psi (Esfuerzos de cierre)
Arena 20/40 Jordan	35 Darcies
EconoProp 20/40	212 Darcies
Carbolite 20/40	218 Darcies
Sin Bauxita 20/40	358 Darcies

Tabla 28 Permeabilidad versus Esfuerzo

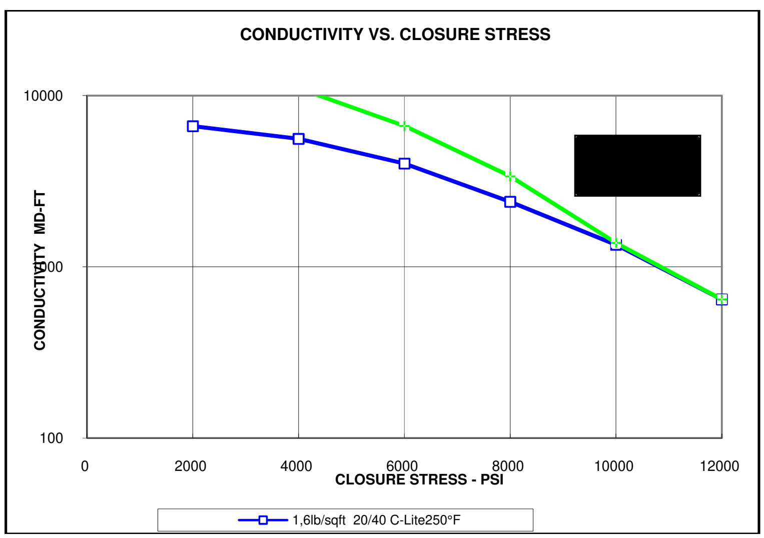
Como se puede observar en la gráfica, los mejores valores de permeabilidad son obtenidos por la bauxita y la carbolita. Para este caso en el que el valor del esfuerzo al cierre no debe ser mayor a 6000 psi, considerando que la presión del yacimiento es de 1589 psi y que el yacimiento se encuentra a una profundidad de 9758 ft media de la arena.

Conclusión: Usando el simulador “FracCADE”, los mejores valores de conductividad y permeabilidad de la fractura fueron obtenidos mediante la utilización de la Bauxita 20/40 y Carbolita 20/40, siendo más conductiva la carbolita. Con respecto a la permeabilidad de la fractura empaquetada, ambas tienen valores similares y bastante altos. Schlumberger teniendo en cuenta la experiencia de trabajos anteriores, recomienda en este caso la utilización de la Carbolita 20/40 como material soportante, por su buena conductividad.

4.4.3 Selección del Tamaño del Material Soportante

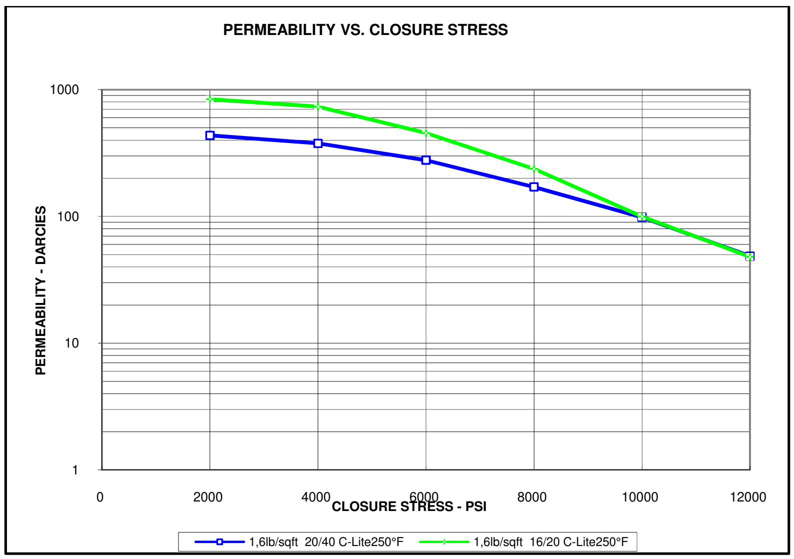
Para la selección del tamaño, se utilizó el mismo software., realizando un análisis de sensibilidad trabajando básicamente con los dos tamaños que por experiencia aplicarían en este caso Carbolita 20/40 y 16/20.

La siguiente gráfica muestra los resultados:



Como se puede ver en la gráfica, los mejores resultados obtenidos se encuentran utilizando Carbolita 16/20 (Conductividad = 6644 md-ft @ 6000 psi clossure stress). Para la Carbolita 20/40 el valor de conductividad es de 4007 md-ft @ 6000 psi de closure stress, necesario para este trabajo.

Como se observa en la gráfica, lo más aconsejable sería el uso de la malla 16/20 pero por razones de tamaño de arena de formación, Schlumberger recomienda utilizar la malla 20/40.



La gráfica anterior, muestra una significativa ganancia con respecto a la permeabilidad obtenida con un empaquetamiento de 1.6 lbs/sq.ft. El valor logrado utilizando Carbolita 20/40 es de 278 Darcies, comparado con el obtenido con Carbolita 16/20 de 445 Darcies, referenciándola siempre a 6000 psi de “closure stress”.

Estas respuestas eran de esperarse debido al tamaño más grande de la Carbolita 16/20; sin embargo, debido a que en los trabajos anteriores de este tipo se realizaron con Carbolita obteniendo buen resultado como agente de sostén se recomienda utilizar Carbolita 20/40 la misma que es más de acuerdo con el esfuerzo de la formación.

4.4.3 Esquema de Bombeo

El diseño preliminar se realizó para obtener una longitud empacada alrededor de 33.5 pies y una conductividad de 12543 md-ft.

Descripción del Trabajo						
Nombre de la etapa	**Tasa de Bombeo** (bbl/min)	**Nombre del Fluido**	**Volumen por Etapa de Fluido** (gal)	**Concentración del gel.** (lb/mgal)	**Tipo de Soportante**	**Conc. Prop.** (PPA)
PAD	14.0	YF140.1HTD	6500	40.0		0.0
0.5 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	0.5
1.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	1.0
2.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	2.0
3.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	3.0
4.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	4.0
5.0 PPA	14.0	YF140 HTD w/	1100	40.0	16/20 C-Lite	5.0
6.0 PPA	14.0	YF140 HTD w/	1300	40.0	16/20 C-Lite	6.0
7.0 PPA	14.0	YF140 HTD w/	1400	40.0	16/20 C-Lite	7.0
FLUSH	14.0	WF120	3522	20.0		0.0

Total de Fluidos		
11500 gal	De	YF140.1HTD
3800 gal	De	YF140 HTD w/
3522 gal	De	WF120
Total Soportante		
33600 lb	De	16/20 C-Lite

Tabla 29 Esquema de bombeo PRH-08

4.4.4 Resultados de la simulación del fracturamiento

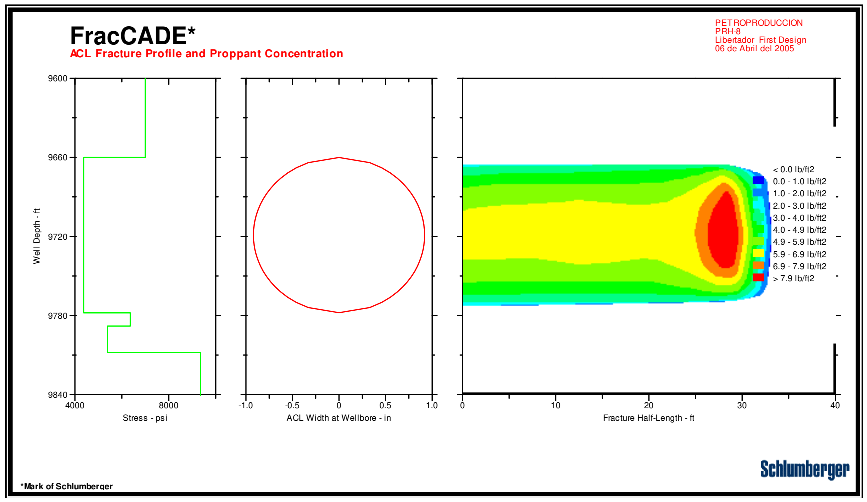
Lo siguiente son los resultados de la simulación del Software **FracCADE,** usando un modelo Pseudo 3-D Vertical. La conductividad efectiva y Fcd Efectivo son calculados basados en intervalos disparados con alturas netas positivas.

La simulación del diseño para el intervalo propuesto, indica lo siguiente:

Geometría de Fractura		
		Diseño
Longitud de Fractura	Pies	117.8
Altura de Fractura	Pies	33.5
Ancho de Fractura	Pulg.	0.455
Conductividad Promedia	md-ft	17009
FCD		3,4
Presión Neta	psi	2254
Máxima presión en superficie	psi	3160

Tabla 30 Resultados de la simulación del fracturamiento

4.4.4.1 Grafico del perfil de la fractura y concentración de soportante.



4.4.4.2 Estimado de Comportamiento de Presiones de trabajo