

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS NATURAL Y  
PETROQUIMICA**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

**OPTIMIZACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO  
USANDO AGENTES DE SOSTÉN ULTRALIVIANOS (ULWP) EN  
EL NOROESTE PERUANO**

**TEODORO RONALD DE LA CRUZ MARIN**

**PROMOCION 1991 – 1**

**LIMA – PERU**

**2006**

<b>I</b>	<b>SUMARIO</b>
<b>II</b>	<b>INTRODUCCION</b>
<b>III</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS</b>
<b>III.1</b>	<b>AGENTES DE SOSTEN EN FRACTURAS BASE AGUA</b>
<b>III.2</b>	<b>MEJORA DEL TRANSPORTE DEL AGENTE DE SOSTEN EN FRACTURAS BASE AGUA</b>
<b>III.3</b>	<b>AGENTES DE SOSTEN ULTRALIVIANOS (ULWP)</b>
<b>III.4</b>	<b>MONOCAPAS PARCIALES</b>
<b>III.5</b>	<b>OPTIMIZACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA CON AGENTES DE SOSTÉN ULTRALIVIANOS (ULWP)</b>
<b>IV</b>	<b>SELECCIÓN DE POZOS</b>
<b>V</b>	<b>EXPERIENCIA DE CAMPO</b>
<b>VI</b>	<b>ANÁLISIS ECONOMICO</b>
<b>VII</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>
<b>VIII</b>	<b>GRAFICOS Y TABLAS</b>
<b>IX</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>
<b>X</b>	<b>ANEXOS</b>

## **I      SUMARIO**

El desarrollo reciente de agentes de sostén ultralivianos (ULWP) de alta resistencia, usados en el proceso de fracturas hidráulicas, ha optimizado la longitud de fractura efectiva mejorando el flujo de petróleo y gas dentro del hueco del pozo para su producción. Debido a la baja densidad, el agente de sostén se asienta cuatro veces más lento que la arena convencional en el agua, se aumenta la capacidad de transporte del fluido, lo cual permite lograr mayores longitudes de fractura empaquetadas y mayores conductividades que las producidas por los agentes de sostén convencionales acarreados con el uso de sistemas de fluidos gelificados y reticulados. Dado el reciente éxito con los agentes de sostén ultralivianos observados en campos maduros de USA en reservorios de baja permeabilidad, con mecanismos de empuje por gas disuelto similares a los del Noroeste del Perú y ampliamente sustentados en diversos trabajos técnicos presentados en la SPE desde Septiembre del 2004, la empresa gestora de esta nueva tecnología, propuso su aplicación, previa selección de pozos a las diversas empresas operadoras del Noroeste del Perú.

El presente trabajo muestra el sustento teórico, las consideraciones para el diseño de fractura con este tipo de material, y ejemplos prácticos de cómo se viene aplicando por primera vez en el Perú y Latinoamérica, así como su evaluación económica, las conclusiones y recomendaciones.

## II INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico ha experimentado una diversidad de innovaciones y avances técnicos desde su aparición a fines de los años 1940's. La industria de petróleo y gas continúa confiando en el fracturamiento para desarrollar recursos en yacimientos maduros y otras áreas con producción económica marginales.

En su forma más pura, el fracturamiento hidráulico ofrece un medio para quebrar la formación con presión de un fluido y crear un paso altamente conductivo para el flujo, extendiéndose lateralmente a partir del hueco del pozo para incrementar la producción. Luego se coloca un agente de sostén en la fractura para asegurar que el paso del flujo permanezca abierto después que la presión del tratamiento hidráulico haya cesado.

Los avances técnicos de las pasadas dos décadas, principalmente se enfocaban al desarrollo de fluidos de fractura cada vez más limpios y eficientes, básicamente sistemas de polímeros gelificados y reticulados.

La tecnología del agente de sostén, de otro lado, no ha sido beneficiado en el mismo grado de investigación e innovación. Esto debido a las limitaciones físicas de colocar estos agentes de sostén en toda la extensión de las fracturas.

Históricamente, la industria ha buscado fluidos "ideales" que maximizen el transporte del agente de sostén, y que minimizen el daño a la formación y logren una máxima conductividad empaquetada.

Con el desarrollo del nuevo agente de sostén ultraliviano (ULWP), además de lograr una mayor conductividad, puede usarse con fluidos base agua

ligeramente gelificados y no reticulados logrando un fluido más limpio y más económico optimizando de esta manera el fracturamiento hidráulico.

Con los agentes de sostén ultralivianos se han abierto nuevas oportunidades para el fracturamiento hidráulico de pozos en campos maduros de baja permeabilidad como los nuestros en el Noroeste del Perú.

### III ASPECTOS TÉCNICOS

#### III.1 AGENTES DE SOSTEN EN FRACTURAS BASE AGUA

Hemos reconocido desde hace mucho tiempo que el agua sin gelificar es uno de los más limpios y económicos fluidos de fractura que existen. Donde la compatibilidad lo permita y la pérdida por escurrimiento sea mínima, ha habido un interés sustancial de usar agua no gelificada como fluido principal de fractura. Estos tratamientos son conocidos como fracturamientos base agua, “water fracs”, “slick-water fracs”.

Citemos brevemente algunas **ventajas** del uso de agua como fluido de fractura:

- Operacional y químicamente más estables.
- Generación de longitudes de fracturas más largas.
- Costos menores que con tratamientos convencionales.

Y también algunas de sus **desventajas** más significativas:

- Limitada a bajas concentraciones de arena.
- Potencial rápido de arenamiento (“screenout”)
- Longitudes de fractura efectivas cortas.
- Declinación de producción más rápidas que con trabajos convencionales de diseños similares.
- Pobre transporte del agente de sostén.

Básicamente todas las desventajas asociadas con el fracturamiento usando fluidos base agua son síntomas de un pobre transporte del agente de sostén.

Así, si el agente de sostén pudiera ser acarreado en forma efectiva por el agua, las consecuencias potencialmente negativas serían disminuidos grandemente o eliminadas totalmente.

En un término más simple la habilidad de un fluido de acarrear o transportar una partícula, es proporcional a la velocidad de asentamiento de la partícula relativa al fluido circundante. Debido a que el fluido en cuestión es el agua (Newtoniano), la velocidad terminal de asentamiento ( $V_t$ ) de cualquier partícula puede ser estimada usando la ley de Stokes:

Ecuación. N° 1:

$$V_t = ( \rho_p - \rho_f ) g_c d_p^2 / 18 \mu_f$$

Donde:

$\rho_p$  = Densidad de la partícula

$\rho_f$  = Densidad del fluido

$g_c$  = Cte. de gravitación de la tierra.

$d_p$  = Diámetro de la partícula

$\mu_f$  = Viscosidad del fluido

Examinando la ley de Stokes variable por variable para encontrar una manera de disminuir la velocidad de asentamiento de las

p rticulas en el fluido, los investigadores llevaron a una mejora del transporte del agente de sostén, como se explica a continuación.

### **III.2 MEJORA DEL TRANSPORTE DEL AGENTE DE SOSTEN EN FRACTURAS BASE AGUA**

El método más común para reducir las velocidades de asentamiento es disminuir el diámetro de la partícula ( $d_p$ ) del agente de sostén. Esto es particularmente efectivo debido a que el término diámetro está elevado al cuadrado en la fórmula de Stokes, así si el diámetro es reducido a la mitad, la velocidad de asentamiento es acortada por un factor de cuatro. Sin embargo, esta técnica tiene sus límites, debido a que la conductividad del agente de sostén es también proporcional al diámetro, con un exponente que es (desafortunadamente) mayor que dos. Esto significa que el beneficio ganado en disminuir la velocidad de asentamiento, es contrarrestado por la disminución de la conductividad de la fractura.

Similarmente, otras variables en la ley de Stokes fueron examinadas. Razonando, la viscosidad ( $\mu_f$ ) del fluido podría ser incrementada para reducir la velocidad terminal de asentamiento del agente de sostén, pero el gelificado del fluido niega los beneficios de fracturar con agua.

Alterar la densidad del fluido ( $\rho_f$ ) es demasiado impráctico, ya que para lograr una paridad con la densidad de la arena , se tendría

que encontrar una fuente económica de fluido no dañante de 22.1 lb/gl.

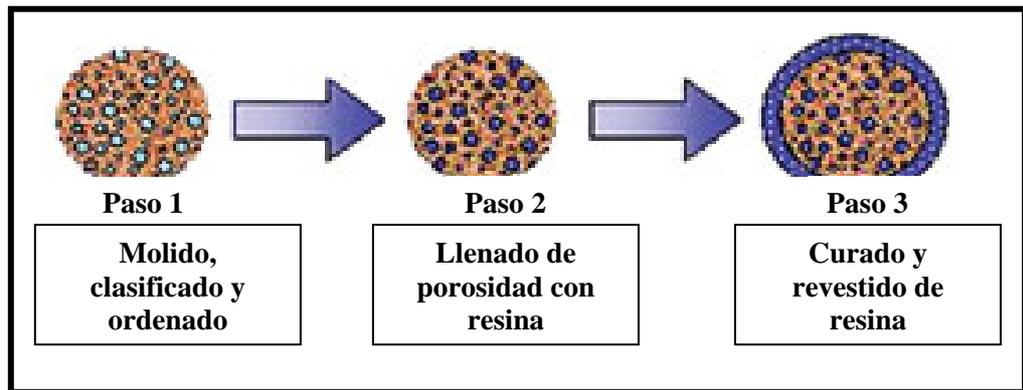
Este proceso de eliminación determina que el modo más práctico para mejorar el transporte del agente de sostén en el agua es disminuir la densidad del agente de sostén hasta aproximarla a la densidad del fluido de transporte. Obviamente, desde que el fluido es agua, se requiere un agente de sostén que tenga una gravedad específica cerca de la unidad. El material debe tener la capacidad de proveer una adecuada conductividad y soportar un amplio rango de temperatura y de esfuerzo de cierre (“closure stress”).

### **III.3 AGENTES DE SOSTEN ULTRALIVIANOS (ULWP)**

La búsqueda del agente de sostén con las características mencionadas, llevó a los investigadores a manufacturar un ***agente de sostén compuesto de partículas orgánicas duras (substrato de celulosa), en base a semillas de nuez que fueron impregnadas y encapsuladas con resina.***

La naturaleza orgánica del substrato de celulosa, proveyó de la porosidad que pudo ser llenado con resina de baja densidad para lograr resistencia y baja gravedad específica.

La partícula entera fue revestida con una película de resina y tratada para protegerla de la degradación (curada) y añadirle resistencia adicional al cierre. Ver **Fig. 1.**



**FIG. 1** Manufactura del agente de sostén.

El resultado de este proceso es un agente de sostén con características muy similares en conductividad que la arena Ottawa (Jordan), pero con una gravedad específica de 1.25 g/cc . La arena tiene una gravedad específica de 2.65 g/cc, y los mejores agentes de sostén manufacturados pueden tener una gravedad específica tan altas como 3.5 g/cc.

Esta diferencia de densidad significa que la nueva partícula que compone el agente de sostén se asentará a una tasa más lenta que su similar de arena en agua fresca.

La disminución en la velocidad de asentamiento se traducirá en una distancia mayor de transporte del agente de sostén.

Adicionalmente, cuando las partículas de baja densidad sean colocadas en salmuera saturada de 10 lb/gln (S.G. = 1.2), la velocidad de asentamiento resultante será tan baja que las partículas prácticamente flotarán en el fluido.



**FIG. 2 Diferencias entre la velocidad de asentamiento de agentes de sostén convencionales respecto a los de baja densidad, (1=Bauxita, 2=Ottawa, 3 y 4= ULWP .**

La foto mostrada en la **Fig. 2** ilustra la diferencia sustancial en la tasa de asentamiento exhibida por dos agentes de sostén convencionales vs. dos agentes de sostén ultralivianos (ULWP) en una solución estática de salmuera de 9.5 lb/gln.

Los materiales de agente de sostén de malla 20/40 , de izquierda a derecha, son bauxita, arena Ottawa, los ultralivianos (ULWP) con G.E de 1.75 y 1.25 respectivamente. Los tubos llenos de salmuera fueron invertidos justo dos segundos antes de tomar la foto, en un ambiente controlado.

### III.4 MONOCAPAS PARCIALES

Un área importante de interés para el entendimiento del éxito del uso del agente de sostén ultraliviano, es la creación de las monocapas parciales.

En 1959, Darin y Huitt presentaron un documento SPE 1291 titulado “**Efecto de una monocapa parcial de un agente de sostén sobre la capacidad de flujo de una fractura**”, discutiendo los resultados de un estudio sobre los factores que afectan la conductividad de la fractura.

El estudio describe las diferencias entre los extremos de una fractura abierta y una fractura empaquetada, en la cual el espacio entre las caras de la fractura está completamente llena con una única o múltiples capas de agente de sostén.

Darin y Huitt demostraron que hay una concentración areal debajo de la monocapa completa de agente de sostén en la cual la conductividad resultante es mucho mayor que en la monocapa completa. Ver **Fig. 3**

Fig. 4-24 Fracture conductivity vs. load pressure - 20-40 mesh sand, hard formation.

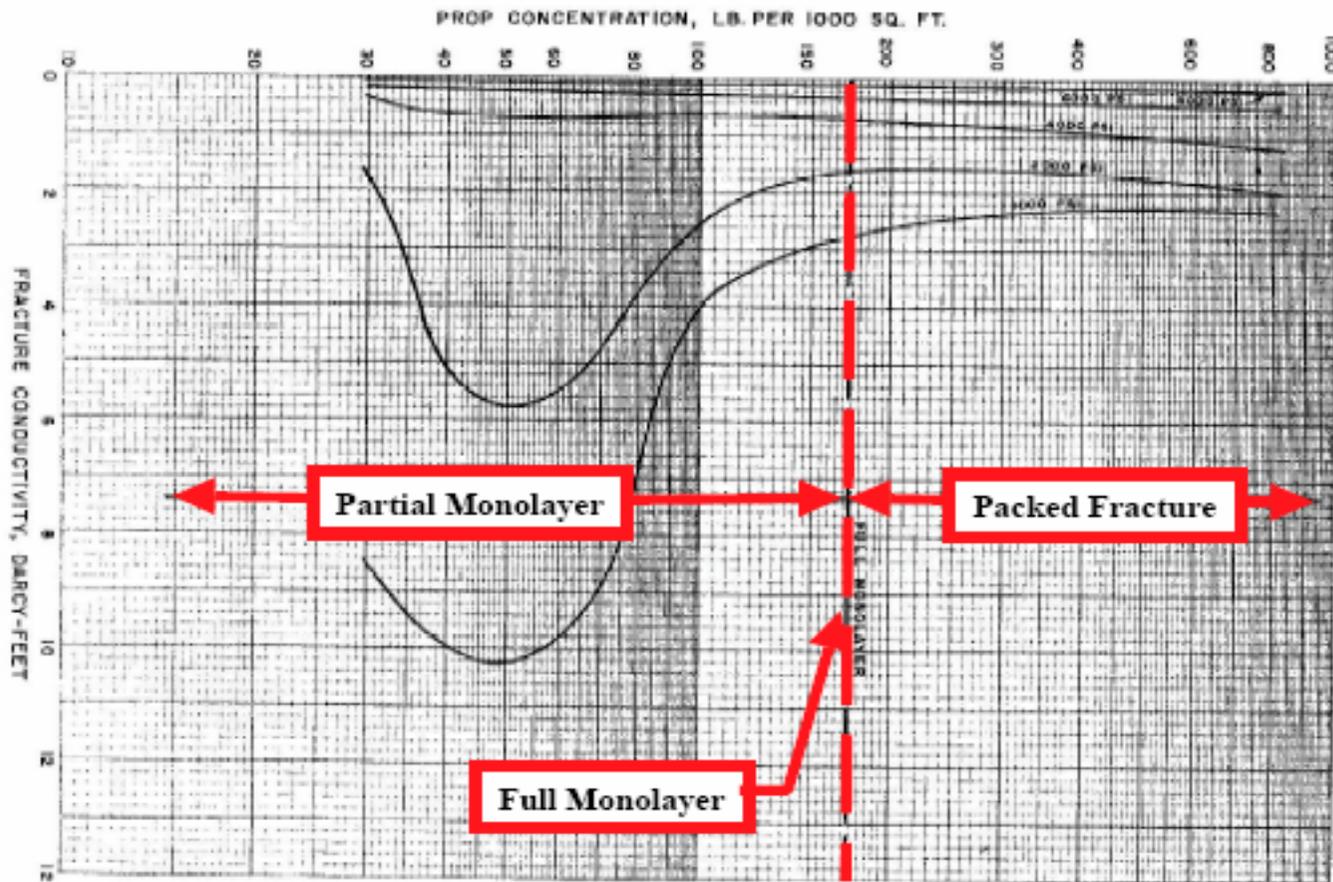


Fig. 3 Conductividad vs. Concentración del agente de sostén

La **Ecuación Nr. 2** aproxima la concentración areal requerida para crear una monocapa parcial con un agente de sostén particular

**Ecuación N° 2**

$$\mathbf{Ca = 5.20 \times ( 1 - \phi ) \times G.Ep \times Dp}$$

Donde:

**Ca** = Mínima concentración areal requerida para obtener una monocapa completa (lb./ft<sup>2</sup>)

$\phi$  = Mínima porosidad obtenida del paquete de agente de sostén (fracción)

**GEp** = Gravedad específica del agente de sostén.

**Dp** = diámetro promedio del agente de sostén (pulg)

Si bien estos resultados fueron ratificados en el laboratorio, en la práctica ha sido muy difícil de obtener el empaquetamiento con monocapas parciales debido al pobre transporte de los fluidos de fractura disponibles.

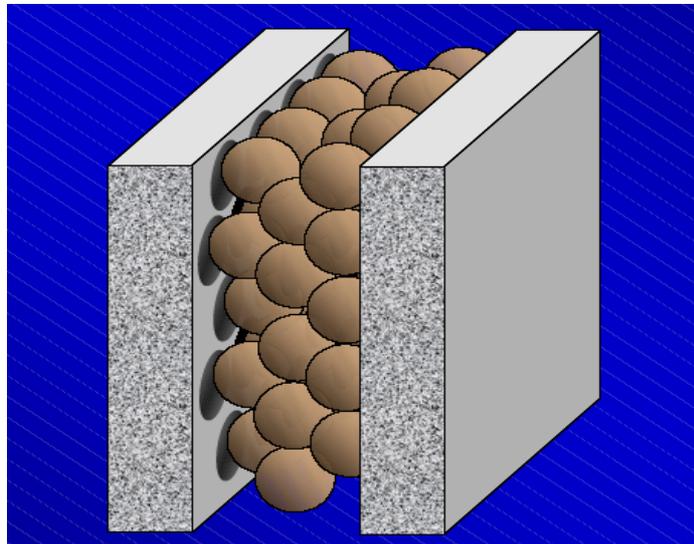
Se cree que, esta vez, la creación de las monocapas parciales pueden ser exitosas por estas razones:

- 1) Los fluidos gelificados son usados para transportar lateralmente al agente de sostén. Con los agentes de sostén ultralivianos la viscosidad del fluido no es necesaria.

- 2) Cuando los fluidos no viscosificados son usados (en agua o con agua gelificada ligeramente), los agentes de sostén convencionales se asientan rápidamente y la distribución varía demasiado para crear una monocapa. Esto no aplica a los nuevos agentes de sostén ultralivianos.

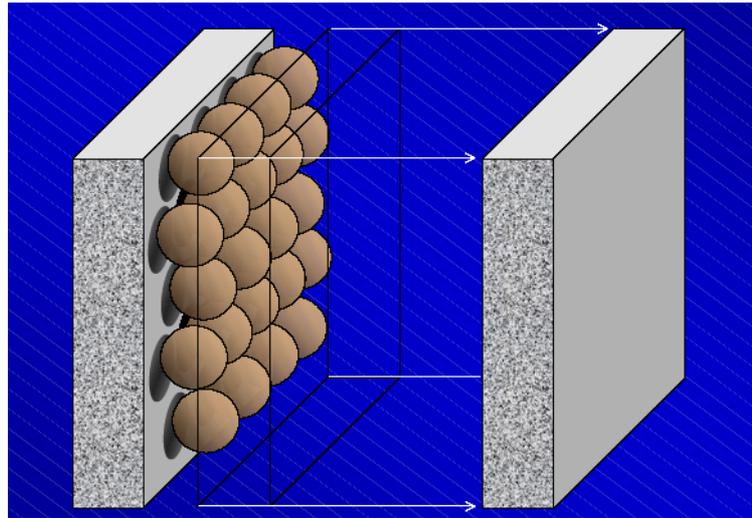
El concepto detrás de la creación de una monocapa parcial es colocar al agente de sostén en un ancho de fractura igual al diámetro de una partícula.

En la **Fig. 4** se tiene una representación de un corte de una fractura empaquetada.



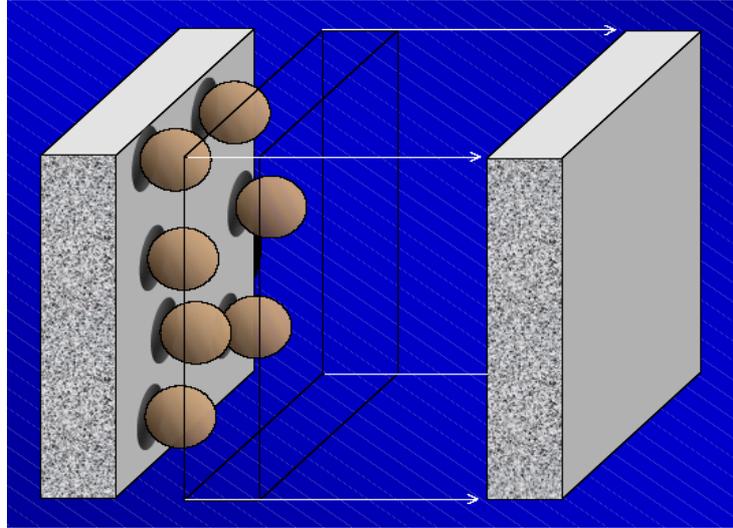
**Fig. 4** Corte de una fractura empaquetada

La **Fig. 5** muestra una fractura conteniendo una monocapa completa.



**Fig. 5 Monocapa completa**

Los investigadores, históricamente han tratado de determinar la concentración óptima del agente de sostén, justo debajo de lo que requeriría una monocapa completa, para maximizar la conductividad resultante mientras se usa una mínima cantidad de agente de sostén. Desarrollándose de esta manera el concepto de la creación de una monocapa parcial que como se aprecia en la **Fig. 6** nos permita lograr una alta conductividad con baja concentración de agente de sostén.



**Fig. 6 Monocapa parcial**

Este concepto derivado a partir de condiciones de laboratorio, probó ser muy difícil de obtener en el campo debido a las limitaciones tecnológicas de esos días.

El análisis de los resultados recientes post-fracturas combinados con una examen de la concentración areal estimada del agente de sostén, nos induce a pensar que estamos creando una monocapa parcial con los agentes de sostén ultralivianos.

### **III.5 OPTIMIZACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA CON AGENTES DE SOSTÉN ULTRALIVIANOS**

La efectividad de un tratamiento de fractura hidráulica depende de varios factores:

- (1) La longitud empaquetada de la fractura.
- (2) La conductividad de la fractura empaquetada (definida como el producto del ancho de la fractura con la permeabilidad) y
- (3) La altura empaquetada de la fractura, especialmente la posición del agente de sostén relativo a la formación productiva.

Estos factores a su vez dependen del fluido y de las características del agente de sostén y de la cantidad y la manera de su inyección dentro de la fractura.

Para entender el transporte del agente de sostén dentro de la fractura, uno primero necesita examinar la secuencia de eventos en un tratamiento de fractura.

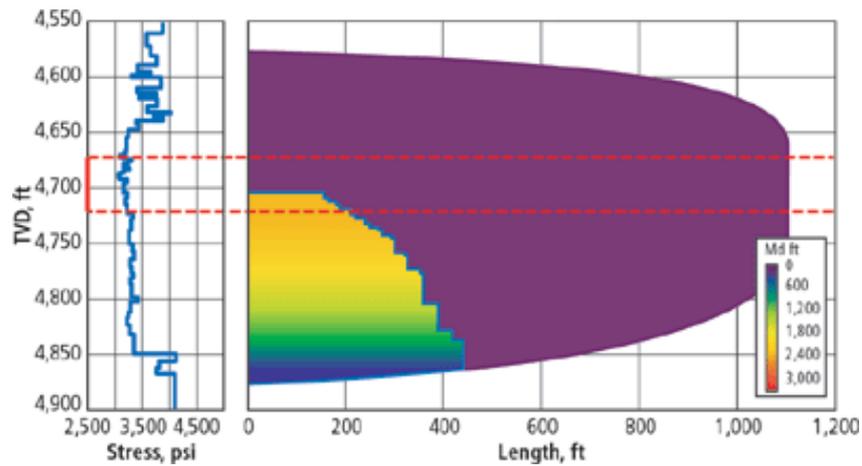
- i) El primer fluido inyectado dentro de la fractura se llama colchón ó “pad”. Este fluido tiene baja viscosidad y no contiene agente de sostén.
- ii) El segundo fluido, llamado fluido de fractura, es introducido mezclado con el agente de sostén. La concentración usualmente empieza a bajos valores y se incrementa a lo largo del tratamiento.

El “pad” ó colchón va penetrando a la formación por la punta de la fractura, seguido por la mezcla que se va escurriendo, quedando el agente de sostén en la fractura incrementando su concentración gradualmente.

En términos de longitud empaquetada, la disminución de la velocidad de asentamiento de un agente de sostén ultraliviano, rinde una fractura más larga de la que es posible obtener con arena convencional en una fractura con agua.

La **Fig. 7** representa una distribución típica del agente de sostén post-fractura, en la cual la arena creó un banco de agente de sostén o duna adyacente al hueco del pozo. La conductividad de este paquete de arena es usualmente más alta debido a las altas concentraciones areales asociadas con este tipo de distribución del agente de sostén.

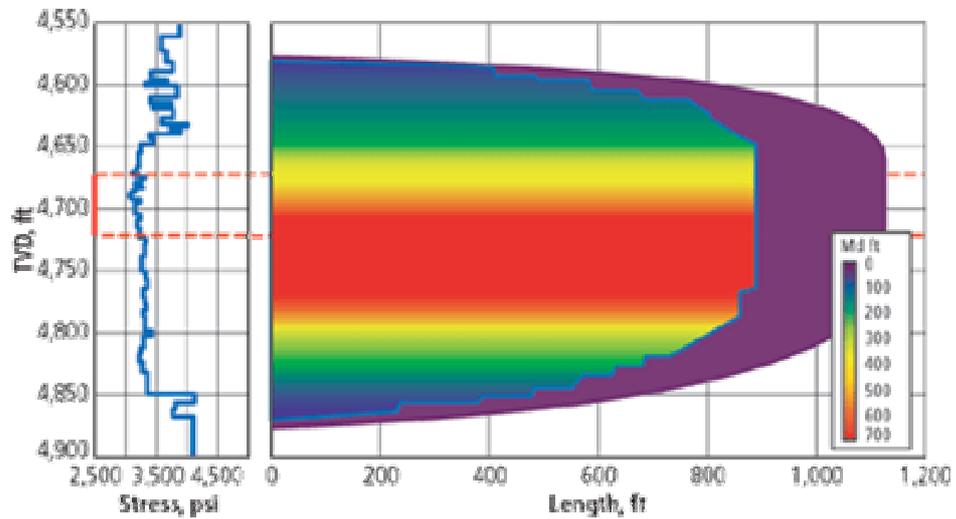
Sin embargo, la figura también ilustra que no fue empaquetada la totalidad del intervalo de interés, y la longitud empaquetada efectiva no es óptima, dada la longitud hidráulica creada.



**FIG. 7** Distribución típica de un agente de sostén convencional postfractura.

Este tipo de tratamiento de fractura sobre una zona de baja permeabilidad resultaría en una producción que declinaría más rápidamente y no drenaría todo el espesor neto de la zona de interés. Para mejorar la performance de la completación representada en la **Fig. 7**, se decidió tomar ventaja del casi inexistente asentamiento del agente de sostén ultraliviano en una salmuera de 10 ppg usado como fluido de transporte.

La **Fig. 8** representa el perfil de fractura resultante del mismo ejemplo usado en el escenario de una fractura base agua. Sin embargo, con este tratamiento simulado, en el cual los volúmenes de fluido bombeados son idénticos al ejemplo previo, la masa de agente de sostén ultraliviano colocado fue de 1/5 del ejemplo con arena. Adicionalmente, esta masa de agente de sostén más pequeña fue bombeada en salmuera filtrada de 10 ppg.



**Fig. 8 Perfil de fractura simulado resultante de una fractura base agua y un agente de sostén ultraliviano (ULWP).**

Las partículas de baja densidad son acarreadas sin el excesivo asentamiento asociado con las fracturas típicas con agua.

Este escenario también resultó en una completación en la cual todo el espesor del intervalo de interés fue abierto y empaquetado, creando una longitud empaquetada efectiva de alrededor a cuatro veces mayor que el ejemplo de la arena.

La conductividad resultante es más baja que el de la arena, pero dada la baja permeabilidad de los pozos candidatos, la longitud de fractura creada domina los resultados de la completación.

Este tipo de tratamiento está probado en forma efectiva en la re-estimulación de pozos viejos con baja permeabilidad, y en la estimulación de arenas marginales que han sido dejados de lado debido a factores económicos. Estos resultados han sido también observados en pozos previamente fracturados con agentes de sostén convencionales.

Los nuevos agentes de sostén ultralivianos han sido también usados para tratar pozos de baja performance usados en la inyección de agua en campos maduros que han sido previamente estimulados.

#### **IV SELECCIÓN DE POZOS**

Las consideraciones básicas para la selección de pozos que van a ser fracturados usando el agente de sostén ultraliviano, son las mismas que se tienen en cuenta para candidatos a fracturamientos base agua:

**Reservas:** La existencia de las reservas recuperables suficientes.

**Presión de reservorio:** Necesaria en la formación luego del tratamiento.

**Permeabilidad Efectiva:** Debido a que el único modo que el fracturamiento hidráulico pueda incrementar la producción es incrementar la permeabilidad efectiva, es obvio que la permeabilidad de la sección productiva es de gran importancia. La experiencia ha indicado que los mayores éxitos se han dado para formaciones con permeabilidades menores que 150 md.

**Tipo de Reservorio:** Habiéndose bombeado cerca a veinte tratamientos con el agente de sostén ultraliviano en el Noroeste, la preferencia se inclina a las areniscas Talara, pero teóricamente debe funcionar en cualquier reservorio uniformemente distribuido y de baja permeabilidad.

**Resistencia al cierre (Clossure Stress):** Debemos tener en cuenta los rangos de aplicación para el agente de sostén ultraliviano siguientes:

- El agente de sostén ultraliviano de G.E 1.25 provee resistencia al cierre hasta 5000 psi.
- El agente de sostén ultraliviano de G.E. 1.75 provee resistencia al cierre hasta 8000 psi.

**Temperatura:** Rango de temperaturas de fondo hasta 225 °F (107 °C).

**Simulación de fractura:** Luego de la selección del pozo, y la recopilación de datos de reservorio necesarios, se utilizará un simulador de fractura para buscar la más alta conductividad en función de la concentración de agente de sostén que nos dé una **concentración areal cercana a 0.06 lb/ft<sup>2</sup>**. Este valor determinado en laboratorio, nos garantizará que tengamos una monocapa parcial en la fractura creada.

**Diseño Óptimo:** Luego de las corridas de análisis , se llega al diseño óptimo con valores similares al mostrado en la **Tabla Nr. 1:**

**Tabla 1: Ejemplo de Diseño óptimo**

	FLUIDO		RATE (bpm)	AGENTE DE SOSTEN		
	Volumen (Gal)	TIPO		DOSIF. (#/Gal)	TIPO	CANTIDAD Sxs
LLENADO	1,000	GEL LINEAL 25	7			
MINIFRAC	2,500	GEL LINEAL 25	16			
DECLINACION 20-30'						
COLCHON	15,000	GEL LINEAL 25	16			
1ra DOSIF.	4,200	GEL LINEAL 25	16	0.2	LiteProp 125 16/25	8
2da DOSIF.	4,200	GEL LINEAL 25	16	0.4	LiteProp 125 16/25	17
3ra DOSIF.	8,400	GEL LINEAL 25	16	0.6	LiteProp 125 16/25	50
						0
						0
DESPLAZ.	1,500	GEL LINEAL 25	0			
						<b>76</b>

Caudal:	<b>16 BPM</b>		
Acumular:	<b>929 BLS</b>	Sks en Formac.	<b>76</b>

**Ejemplo de aplicación:**

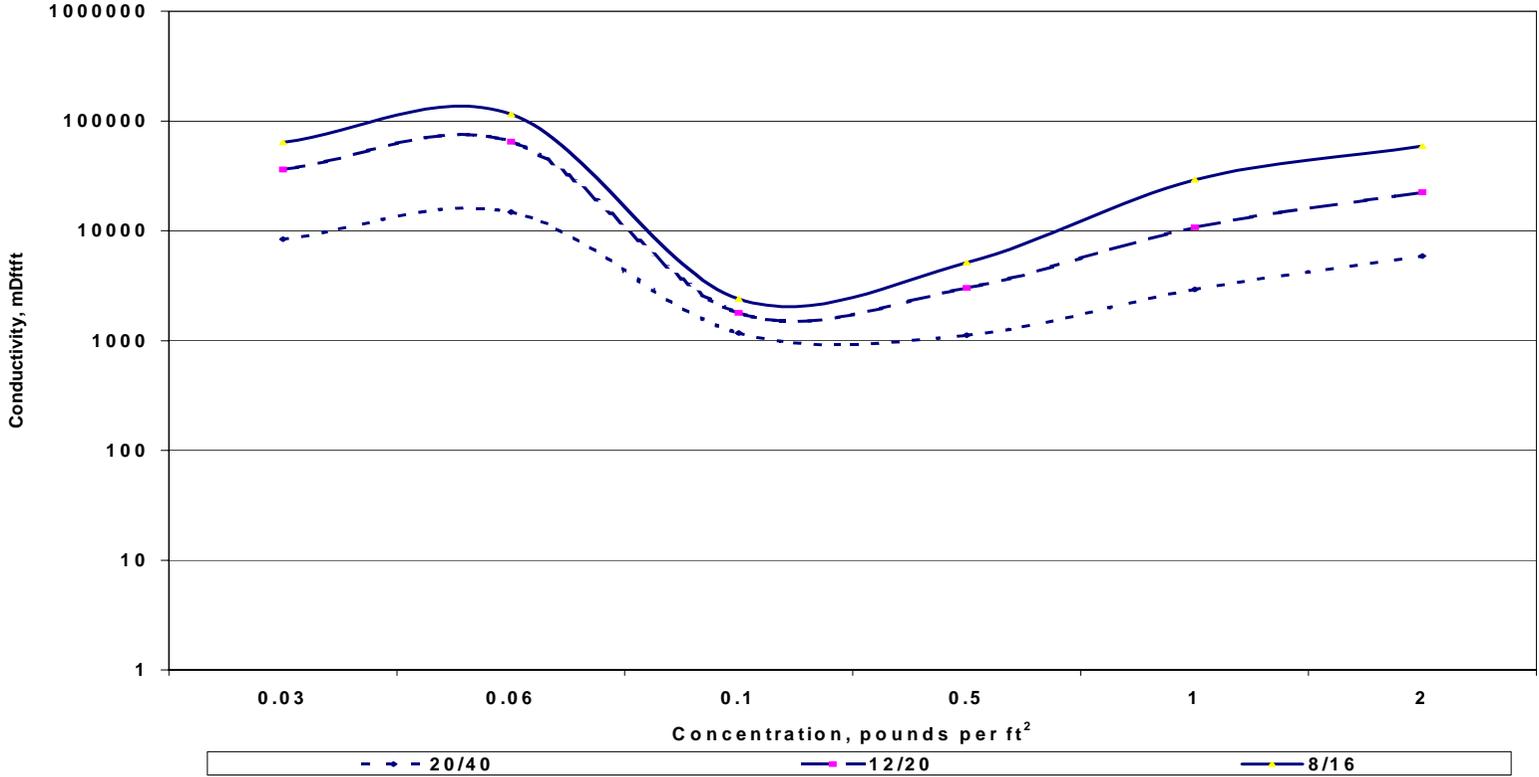
Se muestra en el anexo, el diseño optimizado de la fractura del pozo P-22 Coyonitas, utilizando el simulador FracProPT .

El diseño fué hecha para el intervalo 3063'-3028' de la formación Talara, utilizando como fluido de fractura un gel lineal 20 y 3000 lbs de agente de sostén ultraliviano de 1.25 g/cc , el caudal propuesto es de 15 bpm y la presión esperada es de 2000 psi.

La longitud total de fractura para una ala es de 183 pies, y la altura empaquetada es de 151 pies, el ancho promedio es de 0.15 pulg. La concentración areal de 0.06 lb/ft<sup>2</sup>. La presión neta esperada es de 404 psi.

Los valores de conductividad esperados para este tipo de arena no pueden ser determinados por el simulador, por lo que debemos utilizar la Figura Nr. 9 que muestra un gráfico determinado en el laboratorio en función de diversas presiones de cierre y concentraciones de agente de sostén ultraliviano.

**Grafico Nr. 8: Relación encontrada en ensayos de laboratorio entre Conductividad y Concentración para diversos tamaños de arena Brady a 100 F y 1000 PSI**



### Comparación de diseño con arena convencional:

Un aspecto saltante es que el volumen de agente de sostén ultraliviano necesario es aproximadamente 1/10 de la arena convencional como podemos apreciar en la Tabla 2 presentada.

**TABLA 2 :COMPARACION DE GEOMETRIAS DE FRACTURA Y COSTOS**

		LiteProp 14/30	ARENA 20/40	ARENA 16/30	ARENA 12/20
<b>INTERVALO</b>		<b>1740' - 1794'</b>	<b>1740' - 1794'</b>	<b>1740' - 1794'</b>	<b>1740' - 1794'</b>
<b>FORMACION</b>		San Cristobal	San Cristobal	San Cristobal	San Cristobal
<b>ALTURA NETA (TMD)</b>	ft	60	60	60	60
<b>CLOSURE STRESS</b>	psi	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>	<b>800</b>
<b>GRADIENTE DE FRACTURA</b>	psi/ft	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>ARENA</b>	sx		400	400	400
<b>Lbs LiteProp</b>	lbs	4000			
<b>FLUIDO</b>		Slick water 2000	Spectra 3000	Spectra 3000	Spectra 3000
<b>VOLUMEN TRATAMIENTO</b>	gls	8900	9000	9000	9000
<b>LONGITUD CREADA</b>	ft	<b>190</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>
<b>ALTURA CREADA</b>	ft	298	249	249	249
<b>CONCENTRACION AREAL</b>	lb/ft2	0.053	0.96	0.97	0.96
<b>ANCHO FRACTURA</b>	in	0.012	0.086	0.086	0.086
<b>CONDUCTIVIDAD</b>	mD-ft	<b>4000 - 5000</b>	<b>742</b>	<b>1294</b>	<b>3170</b>
<b>FCD</b>		1.8	19.2	33	80
<b>COSTOS</b>					
<b>SERVICIOS</b>	US\$	<b>10,600</b>	<b>11,332</b>	<b>11,332</b>	<b>11,332</b>
<b>PRODUCTOS</b>	US\$	<b>8,676</b>	<b>10,375</b>	<b>13,600</b>	<b>13,600</b>
<b>TOTAL</b>	US\$	<b>19,276</b>	<b>21,707</b>	<b>24,932</b>	<b>24,932</b>

## **V EXPERIENCIA DE CAMPO**

### **Pozo 9184 (9 de Febrero 2005).**

Ubicado en el yacimiento Carrizo ( Petrobras Energía)

4000 lb ULWP-1.25- 385 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

El pozo 9184 fué cronológicamente el primer pozo tratado con un agente de sostén ultraliviano en el Perú y Sudamérica, usando concentraciones de 0.4 PPG y 0.6 PPG, la respuesta de la producción del pozo fue de un aumento del 50 % luego del tratamiento.

### **Pozo Lo 16-11 (25 de Febrero 2005)**

Ubicado en el yacimiento Lobitos en operaciones costafuera (Petrotech Peruana).

5000 lb ULWP -1.25- 400 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

### **Pozo 7619 (2 de Abril 2005)**

Ubicado en el yacimiento Taiman (Petrobras Energía)

3 etapas:

2400 lbs ULWP -1.25- 320 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

3000 lbs ULWP -1.25- 380 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

2800 lbs ULWP -1.25- 340 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

**Pozo 6291 (12 de Abril 2005)**

Ubicado en el yacimiento Reventones (Petrobrás Energía)

En 4 etapas:

3000 lbs ULWP -1.25- 380 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

2800 lbs ULWP -1.25- 340 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

3200 lbs ULWP -1.25- 350 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

3100 lbs ULWP -1.25- 315 bbls gel lineal 20, caudal: 17.5 BPM

**Pozo 7972 (21 de Junio 2005)**

Ubicado en el yacimiento Taiman (Petrobrás Energía)

3 etapas:

2600 lbs ULWP -1.25- 310 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

3110 lbs ULWP -1.25- 333 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

2600 lbs ULWP -1.25- 286 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

**Pozo 2468 (25 de Junio 2005)**

Ubicado en el yacimiento Taiman (Petrobrás Energía)

1 etapa:

3000 lbs ULWP -1.25- 410 bbls gel lineal 20, caudal: 15 BPM

**Pozo 1538 (24 de Julio 2005)**

Ubicado en el yacimiento Taiman (Petrobrás Energía)

2 etapas:

3000 lbs ULWP -1.25- 310 bbls gel lineal 20, caudal: 15 BPM

3000 lbs ULWP -1.25- 333 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

**Pozo P-28 (25 de Agosto 2005)**

Ubicado en el yacimiento La Tuna (Petrobrás Energía)

2 etapas:

3560 lbs ULWP -1.25- 405 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

5100 lbs ULWP -1.25- 452 bbls gel lineal 20, caudal: 18 BPM

**Pozo 6359 (03 de Setiembre 2005)**

Ubicado en el yacimiento La Tuna (Petrobrás Energía)

2 etapas:

6300 lbs ULWP -1.25- 476 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

5100 lbs ULWP -1.25- 476 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

**Pozo 7481 (08 de Setiembre 2005)**

Ubicado en el yacimiento Taiman (Petrobrás Energía)

1 etapa:

6300 lbs ULWP -1.25- 571 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

### **Pozo UU-11 (10 de Diciembre 2005)**

Ubicado en el yacimiento Peña Negra (Petrotech Peruana )

2 etapas:

8040 lbs ULWP -1.25- 552 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

4500 lbs ULWP -1.25- 319 bbls gel lineal 20, caudal: 16 BPM

En el anexo presentamos un modelo tipo de los reportes post jobs operacionales con los resultados generados por el simulador de fractura con la data real adquirida en el pozo 6291 luego de fracturar 4 etapas con el agente de sostén ultraliviano.

Se muestra también en la **Tabla N° 3** un resumen con los valores promedios de volúmenes y caudales obtenidos de las experiencias en el Noroeste del Perú (Talara) aplicando agentes de sostén ultralivianos.

**Tabla 3 : Resumen de volúmenes y caudales promedios aplicando agentes de sostén ultraliviano en el Noroeste del Perú:**

# Pozos	Volumen (Bbls)	Fluido	Agente de sostén (1 sx=100 lbs)	Caudal Prom(BPM)	Observaciones
17 Noroeste Onshore	340	Agua gelificada (Gel lineal 20)	ULWP -1.25-14/30- 30 sx	16	0.4 – 0.6 ppg Aceptable Performance, sigue evaluación
3 Noroeste Offshore	385	Agua gelificada (Gel lineal 20)	ULWP -1.25-14/30- 40 sx	16	0.4 – 0.6 ppg Aceptable Performance, sigue evaluación

## V ANÁLISIS ECONOMICO

El análisis económico de un tratamiento de fractura generalmente tiene tres requisitos básicos:

- (1) Evaluar la producción de petróleo y/o gas y la recuperación que se espera a partir de varias longitudes de fractura y conductividades para un reservorio dado y relacionar éstos a los **ingresos** en el flujo de caja.
- (2) Determinar los requisitos del tratamiento de fractura para lograr la longitud de fractura y conductividades relacionándolos a los **costos**.
- (3) Seleccionar la longitud de fractura y conductividad donde los **ingresos** y **costos** se combinen para dar un máximo retorno económico.

Idealmente un simulador de performance de un reservorio nos predecirá la producción y recuperación para varias longitudes de fractura y conductividades. A partir de estos datos, se puede desarrollar un estimado de ingresos para varias longitudes de fractura.

Para obtener el costo total del proyecto se debe considerar un tiempo de doce meses para determinar el impacto económico que resultaría de la suma de la inversión inicial y los costos fijos de operación.

Finalmente, el resumen comparativo del análisis económico de un tratamiento típico de fractura con arena convencional y otro con agente de sostén ultraliviano nos da los siguientes resultados:

		<b>ULWP 125</b>	<b>Arena Brady 20/40</b>
Servicios (M \$)	:	10.6	11.332
<u>Productos (M \$)</u>	:	<u>8.676</u>	<u>10.375</u>
Inversión Total (M \$)	:	19.276	21.707
VAN al 15% (M \$)	:	89.24	78.15
TIR (%)	:	180	142
Pay Out (Meses)	:	10.2	15.3
Precio del Crudo (\$/Bbl.)	:	20	20
G/I (\$/\$) descontado	:	4.63	3.6

Considerando un límite económico de 10 BOPD para ambos casos, la vida productiva del pozo será de un periodo aproximado de 10 años.

Luego de realizar la corrida económica se puede apreciar los parámetros económicos siguientes: el tiempo de retorno de la inversión es de 10.2 meses para el ULWP y de 15.3 meses para la arena convencional y además que la relación beneficio-costos es de casi \$ 5 dólares por dólar invertido para el primer caso. Se ha considerado un precio de crudo de \$20.00/Bbl , pero ya que el precio actual del crudo bordea los \$ 70/Bbl y sigue en alza, el beneficio real es mucho mayor.

## **VI CONCLUSIONES:**

- Se ha desarrollado un nuevo agente de sostén ultraliviano de alta resistencia que permite mayor cobertura areal efectiva para un mejor mantenimiento de la conductividad.
- Los agentes de sostén ultralivianos comparados con la arena y agentes de sostén convencionales, requieren menor masa para lograr volúmenes de fractura equivalentes.
- Los agentes de sostén ultralivianos mejoran la capacidad de transporte del fluido, logrando mayores longitudes de fractura empaquetadas que las producidas por las arenas convencionales acarreados con el uso de sistemas de fluidos con polímeros.
- La facilidad de transporte de los agentes de sostén ultralivianos eliminan la necesidad de altas tasas de bombeo necesarios para evitar la decantación prematura de los agentes de sostén convencionales, reduciendo de esta manera los costos de estimulación.
- El fluido base agua no viscosificado utilizado para transporte de los agentes de sostén ultralivianos es más económico y menos dañino para la permeabilidad del reservorio si se le compara con los fluidos usuales a base de cadenas de polímeros.
- Los pozos tratados con bajas concentraciones del nuevo agente de sostén ultraliviano, experimentan una considerable estimulación, lo cual sería un indicativo de estar confirmándose la teoría propuesta por Darin y Huitts sobre la producción a través de monocapas parciales.

- La relativamente baja presión de cierre experimentada en las locaciones del Noroeste peruano, (debajo de 5000 psi), hace que el uso de los agentes de sostén ultraliviano aparezcan como una lógica mejora en la estimulación de estos reservorios que caen en la categoría en la cual la aplicación de una monocapa parcial debe proveer una mejora en la producción.
- Los agentes de sostén ultralivianos muestran excelente resistencia a la presión de cierre y se pueden bombear en diversos fluidos, desde agua gelificada hasta espumas, salmueras livianas a pesadas, y sistemas de muy baja carga polimérica, lineales o reticulados.

## **VII RECOMENDACIONES:**

- Ya que estamos aún dentro de la curva de aprendizaje habiendo obtenido mejoras en la producción muy significativas en algunos casos, se recomienda mayores estudios con este nuevo tipo de agente de sostén, a fin de normalizar su uso para diferentes tipos de reservorios, fluidos de tratamiento, etc., actualizando y analizando la base de datos que se está generando y sacar mejor provecho en aplicaciones de esta nueva tecnología.

## VIII BIBLIOGRAFIA

- **“ULTRALIGHTWEIGHT PROPPANTS: A FIELD STUDY IN THE BIG SANDY FIELD OF EASTERN KENTUCKY”**. SPE 98006 D.E. Kendrick, SPE, BJ SERVICES, and M.P. Puskar, and S.T. Schlotterbeck,SPE,Equitable Production (SEPT-2005)
- **“THE EFFECT OF USING A LIGHTWEIGHT PROPPANT IN TREATMENT OF A LOW-PERMEABILITY, DRY GAS RESERVOIR: A CASE STUDY”**. SPE 97998 D.Posey SPE, B.Strickland, SPE, BJ Services (SEPT-2005)
- **“LOW- DENSITY PROPPING AGENTS IMPROVE HYDRAULIC FRACTURING IN THE PERMIAN BASIN”**. Randall Edgeman, BJ Services Co., Midland Texas
- **“MAXIMIZING FRACTURE CONDUCTIVITY WITH PROPPANT PARTIAL MONOLAYERS : THEORETICAL CURIOSITY OR HIGHLY PRODUCTIVE REALITY?”**. SPE 90698 Harold D.Brannon, Mark R. Maolne, allan R.Rickards, William D.Wood, J.Randall Edgeman, BJ Services Company (SEPT-2004)
- **“FIELD APPLICATION OF NEW LIGHTWEIGHT PROPPANT IN APPALACHIAN TIGHT GAS SANDSTONES”**. SPE 91469 Rogers Myers, Jimmy Potratz, BJ Services Company (SEPT-2004)
- **“HIGH STRENGTH, ULTRA-LIGHTWEIGHT PROPPANT LENDS NEW DIMENSIONS TO HYDRAULIC FRACTURING APPLICATIONS”**. SPE 84308 Rickards, A.R., Brannon,H.D. , Wood, W.D., and Stephenson, C.J. (OCT-2003)

- **“EFFECT OF A PARTIAL MONOLAYER OF PROPPING AGENT ON FRACTURE FLOW CAPACITY”**. SPE 1291-G, Darin, S.Huitt, J.L (OCT-1959)
  
- [http://www.bjservices.com/website/Bjinvest.nsf/Website/2003AnnualReport/\\$file/2003AR.pdf?OpenElement](http://www.bjservices.com/website/Bjinvest.nsf/Website/2003AnnualReport/$file/2003AR.pdf?OpenElement)
  
- **“SELECTION AND EVALUATION OF WELLS FOR HYDRAFRAC TREATMENT”** The Oil and Gas Journal, Joe W. Maly ,Tom E.Morton . Halliburton Co.
  
- [http://www.bjservices.com/website/ps.nsf/0/5D81D9E52F8D416B86256F6900634458/\\$file/LiteProp+125+Ultra-Lightweight+Proppant.pdf](http://www.bjservices.com/website/ps.nsf/0/5D81D9E52F8D416B86256F6900634458/$file/LiteProp+125+Ultra-Lightweight+Proppant.pdf)
  
- **“RECENT ADVANCES IN HYDRAULIC FRACTURING”**. SPE Monograph Volume 12 . John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr.

## VIII ANEXOS

# FracproPT 10.2 Hydraulic Fracture Analysis

Date: September 2, 2005  
 Well Name: P-22  
 Location: COYONITAS  
 Formation: TALARA  
 Job Date: 16/07/2005 04:24:05 p.m.  
 Filename: P-22 COYON Talara (3063'-3028')

Table 1: Fracture Geometry Summary\*

<b>Fracture Half-Length (ft)</b>	212	<b>Propped Half-Length (ft)</b>	183
<b>Total Fracture Height (ft)</b>	208	<b>Total Propped Height (ft)</b>	151
<b>Depth to Fracture Top (ft)</b>	2923	<b>Depth to Propped Fracture Top (ft)</b>	2942
<b>Depth to Fracture Bottom (ft)</b>	3132	<b>Depth to Propped Fracture Bottom (ft)</b>	3093
<b>Equivalent Number of Multiple Fracs</b>	1.0	<b>Max. Fracture Width (in)</b>	0.27
<b>Fracture Slurry Efficiency**</b>	0.67	<b>Avg. Fracture Width (in)</b>	0.15
		<b>Avg. Proppant Concentration (lb/ft<sup>2</sup>)</b>	0.06

\* All values reported are for a single fracture at a model time of 48.52 min (end of Stage 8 Shut-in after Main frac flush)

\*\* Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 7, Main frac flush)

Table 2: Fracture Conductivity Summary\*

<b>Avg. Conductivity** (mD-ft)</b>	0.0	<b>Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)</b>	0.011
<b>Dimensionless Conductivity**</b>	0.00	<b>Ref. Formation Permeability (mD)</b>	0.0412
<b>Proppant Damage Factor</b>	0.50	<b>Proppant Permeability (mD)</b>	228261
<b>Apparent Damage Factor***</b>	0.03	<b>Proppant Embedment (monolayers)</b>	0.37
<b>Total Damage Factor</b>	0.51		

\* All values reported are for a single fracture. Actual conductivity could be higher if equivalent multiple fractures have been modeled

\*\* Total Damage Factor and Proppant Embedment have been applied

\*\*\* Apparent Damage due to non-Darcy and multi-phase flow

Table 3: Fracture Pressure Summary\*

<b>Model Net Pressure** (psi)</b>	404	<b>BH Fracture Closure Stress (psi)</b>	2357
<b>Observed Net Pressure** (psi)</b>	0	<b>Closure Stress Gradient (psi/ft)</b>	0.770
<b>Hydrostatic Head*** (psi)</b>	1326	<b>Avg. Surface Pressure (psi)</b>	3855
		<b>Max. Surface Pressure (psi)</b>	3928

\* Averages and maxima reported for Main Frac stages

\*\* Values reported for the end of the last pumping stage (Stage 7, Main frac flush)

\*\*\* Value reported for clean fluid

Table 4: Operations Summary\*

<b>Total Clean Fluid Pumped (bbls)</b>	258.4	<b>Total Proppant Pumped (klbs)</b>	3.0
<b>Total Slurry Pumped (bbls)</b>	265.2	<b>Total Proppant in Fracture (klbs)</b>	3.0
<b>Pad Volume (bbls)</b>	30.9	<b>Avg. Hydraulic Horsepower (hp)</b>	1512
<b>Pad Fraction (% of Slurry Vol)**</b>	16.9	<b>Max. Hydraulic Horsepower (hp)</b>	1539
<b>Pad Fraction (% of Clean Vol)**</b>	16.3		
<b>Primary Fluid Type</b>	LINEAR_20_G W-32	<b>Primary Proppant Type</b>	Liteprop 125
<b>Secondary Fluid Type</b>		<b>Secondary Proppant Type</b>	

\* Averages and maxima reported for Main Frac stages Totals reported for all injections combined.

\*\* Based on following volume ratio of stage types: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), and excluding flush.

Table 5: Hydraulic Fracture Growth History\*

End of Stage #	Stage Type	Time (mm:ss)	Fracture Half-Length (ft)	Fracture Height (ft)	Fracture Width at Well (in)	Avg. Fracture Width (in)	Model Net Pressure (psi)	Slurry Efficiency	Equivalent Number of Multifracs
1	Water injection	3:25	79	98	0.118	0.076	260	0.58	1.0
2	Minifrac	5:40	105	125	0.216	0.136	357	0.70	1.0
3	Shut-in	25:40	127	119	0.019	0.010	40	0.06	1.0
4	Main frac pad	27:36	128	114	0.152	0.093	265	0.35	1.0
5	Main frac slurry	34:06	163	162	0.323	0.196	398	0.62	1.0
6	Main frac slurry	37:33	182	186	0.357	0.210	403	0.66	1.0
7	Main frac flush	38:30	187	192	0.365	0.213	404	0.67	1.0
8	Shut-in	48:30	212	208	0.273	0.145	320	0.56	1.0

\* All values reported are for a single fracture and at the end of each stage

Table 6: Propped Fracture Properties by Distance from the Well

Distance from Well (ft)	Max. Fracture Width (in)	Avg. Fracture Width (in)	Fracture Conductivity (mD-ft)	Cumulative*** Multifrac Conductivity** (mD-ft)	Proppant Concentration (lb/ft <sup>2</sup> )	Cumulative*** Multifrac Proppant Conc. (lb/ft <sup>2</sup> )
15.9	0.272	0.145	4.3	4.3	0.09	0.09
31.8	0.269	0.144	3.9	3.9	0.08	0.08
47.6	0.265	0.142	3.3	3.3	0.08	0.08
63.5	0.260	0.139	2.5	2.5	0.08	0.08
79.4	0.253	0.135	1.6	1.6	0.08	0.08
95.3	0.243	0.130	0.8	0.8	0.07	0.07

\* Width and proppant concentration values reported are for a single fracture that is closed on proppant.

\*\* Fracture conductivity reported for total proppant damage of 0.51 and 0.37 monolayers of proppant embedment per fracture.

\*\*\* Cumulative multifrac conductivity and proppant concentration reported for 1.0 equivalent multiple fractures

Table 7: Proppant Distribution by Stage\*

Stage #	Proppant Type	Proppant Stage Concentration (ppg)	Distance from Wellbore (ft)	Avg. Proppant Concentration (lb/ft <sup>2</sup> )	Avg. Proppant Volume Fraction
1	Has Leaked Off				
2		0.00	196.3	0.00	0.000
3	Has Leaked Off				
4		0.00	189.4	0.00	0.000
5	Liteprop 125	0.40	139.3	0.04	0.046
6	Liteprop 125	0.60	47.6	0.09	0.059

\* All values reported are for a single fracture at a model time of 48.52 min

Table 8: Fluid Properties by Stage

Stage #	Fluid Type	Slurry Rate (bpm)	Distance from Wellbore (ft)	Avg. Fluid Temperature (°F)	Avg. Fluid Viscosity (cp)	Avg. Shear Rate (1/sec)
1	Has Leaked Off					
2	LINEAR_20_GW-32	16.00	196.3	80	24.0	0.0
3	Has Leaked Off					
4	LINEAR_20_GW-32	16.00	189.4	79	25.9	0.0
5	LINEAR_20_GW-32	16.00	139.3	78	26.1	0.0
6	LINEAR_20_GW-32	16.00	47.6	75	26.7	0.0

\* All values reported are for a single fracture at a model time of 48.52 min

Table 9: Design Treatment Schedule

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop. (klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Wellbore Fluid			2% KCL	634				
1	Water injection	3:25	LINEAR_20_GW-32	1008	0.00	0.0	7.00	
2	Minifrac	5:40	LINEAR_20_GW-32	1512	0.00	0.0	16.00	
3	Shut-in	25:40	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	
4	Main frac pad	27:36	LINEAR_20_GW-32	1300	0.00	0.0	16.00	
5	Main frac slurry	34:06	LINEAR_20_GW-32	4200	0.40	1.7	16.00	Liteprop 125
6	Main frac slurry	37:33	LINEAR_20_GW-32	2200	0.60	1.3	16.00	Liteprop 125
7	Main frac flush	38:30	LINEAR_20_GW-32	634	0.00	0.0	16.00	
8	Shut-in	48:30	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	

Design clean volume (bbls)  
Design slurry volume (bbls)

258.4  
265.3

Design proppant pumped (klbs)

3.0

Table 10: Proppant and Fluid

<b>Material</b>	<b>Quantity</b>	<b>Units</b>	<b>Unit Cost (\$)</b>	<b>Discnt (%)</b>	<b>Cost (\$)</b>
<b>LINEAR_20_GW-32</b>	258.4	bbbls	0.00	0.0	0.00
<b>Liteprop 125</b>	3.00	klbs	190.00	0.0	570.00

Treatment Totals calculated from design schedule

Proppant and Fluid Subtotal: 570.00 (\$)

Table 11: Additional Items

<b>Item</b>	<b>Quantity</b>	<b>Units</b>	<b>Unit Cost (\$)</b>	<b>Discnt (%)</b>	<b>Cost (\$)</b>
<b>Basic Charge</b>	1.00		4000.00	0.0	4000.00

Additional Items Subtotal: 4000.00 (\$)

Total: 4570.00 (\$)

Table 12: Leakoff Parameters

<b>Reservoir type</b>	User Spec	<b>Reservoir fluid compressibility (1/psi)</b>	9.00e-06
<b>Filtrate to pore fluid perm. ratio, Kp/KI</b>	1.00	<b>Reservoir viscosity (cp)</b>	1.20
<b>Reservoir pore pressure (psi)</b>	785	<b>Porosity</b>	0.13
<b>Initial fracturing pressure (psi)</b>	2867	<b>Gas Leakoff Percentage (%)</b>	0.00

**Reservoir Parameters**

Reservoir temperature (°F)	84.00
Depth to center of Perfs (ft)	3061
Perforated interval (ft)	5
Initial frac depth (ft)	3061

Table 13: Layer Parameters

Layer #	Top of zone (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Total Ct (ft/min <sup>1/2</sup> )	Pore Fluid Perm. (mD)
1	0.0	2700	0.900	2.0e+06	0.32	0.000e+00	0.00e+00
2	3000.0	2348	0.780	2.8e+06	0.26	9.123e-04	1.56e-01
3	3020.0	2329	0.770	2.9e+06	0.25	1.950e-03	1.00e+00
4	3030.0	2730	0.900	2.0e+06	0.32	0.000e+00	0.00e+00
5	3037.0	2376	0.780	2.8e+06	0.26	1.617e-03	5.98e-01
6	3055.0	2357	0.770	2.9e+06	0.25	4.828e-04	4.12e-02
7	3067.0	2397	0.780	2.8e+06	0.26	0.000e+00	0.00e+00
8	3080.0	2772	0.900	2.0e+06	0.32	0.000e+00	0.00e+00

Table 14: Lithology Parameters

Layer #	Top of zone (ft)	Lithology	Fracture Toughness (psi-in <sup>1/2</sup> )	Composite Layering Effect
1	0.0	L	800	1.00
2	3000.0	TS	550	1.00
3	3020.0	TM	500	1.00
4	3030.0	L	800	1.00
5	3037.0	TS	550	1.00
6	3055.0	TM	500	1.00
7	3067.0	TS	550	1.00
8	3080.0	L	800	1.00

Table 15: Drilled Hole Configuration

Length (ft)	Segment Type	Eff Diam (in)	Bit Diam (in)
5300	Open Hole	9.200	8.500

Table 16: Casing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Casing ID (in)	Casing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
5300	Cemented Casing	5.012	5.500	14.000	J-55

Table 17: Surface Line and Tubing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Tubing ID (in)	Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
2000	Tubing	2.441	2.875	6.400	J-55
1330	Tubing	1.853	2.375	6.200	

Total frac string volume (bbls) 15.1  
 Pumping down Tubing

Table 18: Perforated Intervals

	Interval #1
Top of Perfs - TVD (ft)	3058
Bot of Perfs - TVD (ft)	3063
Top of Perfs - MD (ft)	3058
Bot of Perfs - MD (ft)	3063
Perforation Diameter (in)	0.400
# of Perforations	15

Table 19: Path Summary

Segment Type	Length (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	Dev (deg)	Ann OD (in)	Ann ID (in)	Pipe ID (in)
Tubing	2000	2000	2000	0.0	0.000	0.000	2.441
Tubing	1058	3058	3058	0.0	0.000	0.000	1.853

Table 20: Near-Wellbore Friction & Perforation Friction

<b>Time (mm:ss)</b>	<b>Flowrate #1 (bpm)</b>	<b>Flowrate #2 (bpm)</b>	<b>Near- Wellbore Friction (psi)</b>	<b>Perforation Friction Multiplier</b>	<b>Perfs Effectively Open</b>
<b>0:00</b>	10.00	0.00	10	10.00	4.74

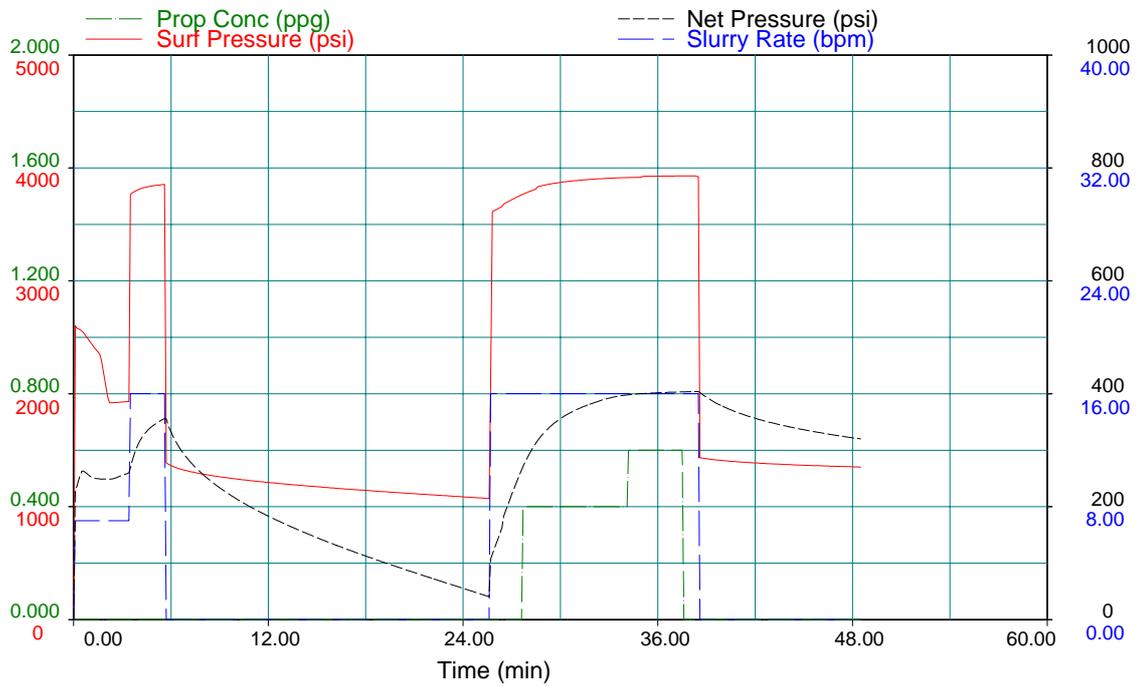


Figure 1 Fracturamiento for Title, Subtitle, Date

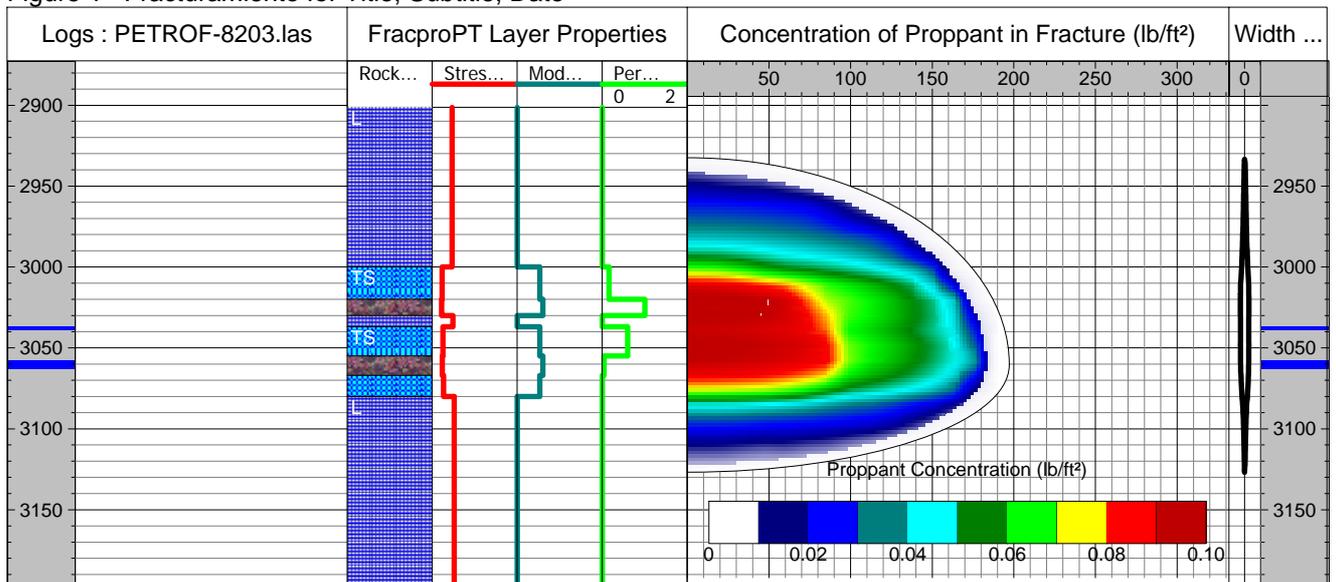


Figure 2 Fracture Profile with Logs and Layers for Title, Subtitle, Date

**INFORME OPERACIONAL POST FRACTURA**

**FLUIDO: GEL LINEAL 20**

**POZO : 6291 – REVENTONES  
ECHINO REPETIDO**

**PRIMERA ETAPA: (3325'-3313')  
PETROBRAS ENERGIA**

**POZO 6291 REVENTONES  
PETROBRAS ENERGIA**

**FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

**MINIFRAC:**

Volumen de llenado del Pozo	24 Bbl.
Volumen de Minifrac	30 Bbl.
Rate	10 bpm
ISIP	1020 psi
Gradiente de Fractura	0.75 psi/ft
Presión en Punzados	35.81 psi
Numero de Punzados efectivos	6.52 jets
Eficiencia de fluido	56 %

**FRACTURAMIENTO**

• **Parámetros de Bombeo**

Casing	5 1/2", N-80, 20 lb/ft
Rate	16 bpm.

• **Parámetros de Formación**

Formación	ECHINO REPETIDO
Intervalo	3325'-3313' (MD)
Presión de Reservorios	850 psi
Permeabilidad Promedio	1.12 mD
Porosidad	12 %
Compresibilidad de fluidos	6.00E-06 1/psi
Viscosidad	0.87 cp.

• **Parámetros de Fractura**

Malla	14/30
Longitud empaquetada	154 ft
Tope de fractura	3248 ft (MD)
Base de fractura	3440 ft (MD)
Ancho fractura	0.01 in
Concentración Areal	0.05 lb/ft <sup>2</sup> - 0.06 lb/ft <sup>2</sup>

# REPORTE DE TRABAJO

## INFORME TECNICO DE TRABAJO - FRACTURACION

Fecha	11/04/05	Base	Somatito	Fluido	Gel Lineal 20
Compañía	Petrobras Energia			Formación	Echino Rep
Pozo N°	6291	Area	Reventones	N° Perfor.	45 D.Escop. 4"
Contratista	SDP PTX 6			Casing.	5 1/2", N-80, 20 lb/ft Tapón @ 3450'
Cía. Baleo	Wales	Distancia al pozo	10 millas	Tubing	2 7/8", J-55, 6.5 lb/ft Packer @ 3074'

EQUIPOS-PERSONAL	
Unidades Bombeo - Operadores	1415-1459-565 / VELASCO-PIZARRO
Unidad Mezcladora - Operador	BD901 / L.SIRLUPU-M.OVIEDO
Unidades Auxiliares - Operadores	401-404 / W.CRUIZ
Personal de Mantenimiento	J.CHORRES
Supervisor BJ Services	M.FEIJOO Supervisor Cliente M.FELIX

ETAPA N°	INTERVALO	P. Media	H neta:							
1	3325'-3313'	3319	19							
HORA	BBL MEZCLA	BBL LIMPIO	DOSIFICACION	MALLA	SKS	ACUM	LIMPIO	MEZCLA	DESCRIPCION	BLS
12:24	24	24	Llenado de pozo				24	24		GEL LINEAL
	36	36	MINIFRAC				60	60		GEL LINEAL
	0						60	60		
13:55	60	60	PAD	14/30	0	0	120	120		GEL LINEAL
	104	100	0.4	14/30	17	17	220	224		GEL LINEAL
	52	50	0.6	14/30	13	30	270	276		GEL LINEAL
	24	24	DESPLAZA		0	30	294	300		GEL LINEAL
14:10	FIN DE BOMBEO									

DATOS DEL TRABAJO				FLUIDOS MEZCLADOS			
Apertura	0 psi			Gel Lineal 20			380 bbl
Ruptura	2150 psi	@	3.5 bpm	Viking Frac M 2000			bbl
Pre-stdg	1750 psi	@	10.0 bpm	PRODUCTOS UTILIZADOS			
Standing	1020 psi	Gf:	0.75 psi/pie	Liteprop 125 malla 14/30			3000 lb
10 minutos	0 psi	Declina.	100 %	KCl, inhib. arcillas	2 %		2640 lb
				X-Cide 207, bacteric.	0.5 pptg		9 lb
Final	2900 psi	@	16 BPM	NE-118, surfact.	0.5 gptg		7 gal
Parada	1250 psi			GW-27, gelificante	20 pptg		300 lb
Promedio	3250 psi	Caudal	16.0 bpm	Ac. Bórico, buffer	1 pptg		16 lb
Mínima	2880 psi	Potencia	1275 hhp	GBW-5, ruptor	2 pptg		25 lb
Máxima	4270 psi	Total Bomb.	294 bls				
05 minutos	1070 psi	Carrying	270 bls				

HSE	OBSERVACIONES
Sin Novedad	Prueba de líneas con 5,000 psi.
	Se incrementó en 10 bbls el volumen de Pad debido a mayor declinación de presión.
	Se realizo fractura según programa.
	Agua utilizada, PH= 7.60 , Cloruros=1200 mg/l , Salin=1,980 ppm. Temp.muestra:79 F
	GEL LINEAL: Cloruros= 10,400 mg/l; Salinidad= 17,160 ppm.Viscosidad embudo: 32 seg (Vol: 940 ml) PH=7.56

BJ SERVICES

CLIENTE

## SIMULACIÓN POST FRACTURA

# FracproPT 10.2 Hydraulic Fracture Analysis

Date: July 13, 2005  
 Well Name: EA-6291  
 Location: REVENTONES  
 Formation: ECHINO REPETIDO  
 Job Date: PRIMERA ETAPA  
 Filename: EA6291- Etapa-I-real

Table 21: Fracture Geometry Summary\*

<b>Fracture Half-Length (ft)</b>	169	<b>Propped Half-Length (ft)</b>	154
<b>Total Fracture Height (ft)</b>	267	<b>Total Propped Height (ft)</b>	192
<b>Depth to Fracture Top (ft)</b>	3174	<b>Depth to Propped Fracture Top (ft)</b>	3248
<b>Depth to Fracture Bottom (ft)</b>	3441	<b>Depth to Propped Fracture Bottom (ft)</b>	3440
<b>Equivalent Number of Multiple Fracs</b>	1.0	<b>Max. Fracture Width (in)</b>	0.02
<b>Fracture Slurry Efficiency**</b>	0.56	<b>Avg. Fracture Width (in)</b>	0.01
		<b>Avg. Proppant Concentration (lb/ft<sup>2</sup>)</b>	0.05

\* All values reported are for a single fracture at a model time of 61.00 min (middle of Stage 8 Shut-in after Main frac flush)

\*\* Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 7, Main frac flush)

Table 22: Fracture Conductivity Summary\*

<b>Avg. Conductivity** (mD-ft)</b>	0.0	<b>Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)</b>	0.010
<b>Dimensionless Conductivity**</b>	0.00	<b>Ref. Formation Permeability (mD)</b>	1.12
<b>Proppant Damage Factor</b>	0.10	<b>Proppant Permeability (mD)</b>	195593
<b>Apparent Damage Factor***</b>	0.11	<b>Proppant Embedment (monolayers)</b>	0.41
<b>Total Damage Factor</b>	0.20		

\* All values reported are for a single fracture. Actual conductivity could be higher if equivalent multiple fractures have been modeled

\*\* Total Damage Factor and Proppant Embedment have been applied

\*\*\* Apparent Damage due to non-Darcy and multi-phase flow

Table 23: Fracture Pressure Summary\*

<b>Model Net Pressure** (psi)</b>	645	<b>BH Fracture Closure Stress (psi)</b>	1991
<b>Observed Net Pressure** (psi)</b>	720	<b>Closure Stress Gradient (psi/ft)</b>	0.600
<b>Hydrostatic Head*** (psi)</b>	1438	<b>Avg. Surface Pressure (psi)</b>	3221
		<b>Max. Surface Pressure (psi)</b>	4258

\* Averages and maxima reported for Main Frac stages

\*\* Values reported for the end of the last pumping stage (Stage 7, Main frac flush)

\*\*\* Value reported for clean fluid

Table 24: Operations Summary\*

<b>Total Clean Fluid Pumped (bbls)</b>	283.6	<b>Total Proppant Pumped (klbs)</b>	2.9
<b>Total Slurry Pumped (bbls)</b>	290.2	<b>Total Proppant in Fracture (klbs)</b>	2.9
<b>Pad Volume (bbls)</b>	60.1	<b>Avg. Hydraulic Horsepower (hp)</b>	1196
<b>Pad Fraction (% of Slurry Vol)**</b>	28.6	<b>Max. Hydraulic Horsepower (hp)</b>	1574
<b>Pad Fraction (% of Clean Vol)**</b>	27.7		
<b>Primary Fluid Type</b>	LINEAR_20_G W-32	<b>Primary Proppant Type</b>	LiteProp 125 16/25
<b>Secondary Fluid Type</b>		<b>Secondary Proppant Type</b>	

\* Averages and maxima reported for Main Frac stages Totals reported for all injections combined.

\*\* Based on following volume ratio of stage types: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), and excluding flush.

Table 25: Hydraulic Fracture Growth History\*

End of Stage #	Stage Type	Time (mm:ss)	Fracture Half-Length (ft)	Fracture Height (ft)	Fracture Width at Well (in)	Avg. Fracture Width (in)	Model Net Pressure (psi)	Slurry Efficiency	Equivalent Number of Multifracs
1	Minifrac	2:16	60	58	0.078	0.042	269	0.23	1.0
2	Minifrac	5:16	100	106	0.147	0.081	322	0.39	1.0
3	Shut-in	20:38	0	0	0.004	0.003	-9	0.00	1.0
4	Main frac pad	24:55	108	182	0.150	0.097	652	0.74	1.0
5	Main frac slurry	31:39	144	237	0.195	0.126	654	0.61	1.0
6	Main frac slurry	34:57	156	253	0.209	0.136	655	0.57	1.0
7	Main frac flush	36:27	161	259	0.210	0.136	645	0.56	1.0
8	Shut-in	85:39	169	267	0.019	0.010	241	0.05	1.0

\* All values reported are for a single fracture and at the end of each stage

Table 26: Propped Fracture Properties by Distance from the Well

Distance from Well (ft)	Max. Fracture Width (in)	Avg. Fracture Width (in)	Fracture Conductivity (mD·ft)	Cumulative*** Multifrac Conductivity** (mD·ft)	Proppant Concentration (lb/ft <sup>2</sup> )	Cumulative*** Multifrac Proppant Conc. (lb/ft <sup>2</sup> )
15.4	0.019	0.010	0.0	0.0	0.06	0.06
30.9	0.019	0.010	0.0	0.0	0.06	0.06
46.3	0.018	0.010	0.0	0.0	0.06	0.06
61.7	0.018	0.010	0.0	0.0	0.06	0.06
77.1	0.017	0.009	0.0	0.0	0.06	0.06
92.6	0.016	0.009	0.0	0.0	0.05	0.05
108.0	0.014	0.008	0.0	0.0	0.05	0.05
123.4	0.013	0.007	0.0	0.0	0.04	0.04
138.9	0.011	0.006	0.0	0.0	0.04	0.04
154.3	0.008	0.004	0.0	0.0	0.03	0.03

\* Width and proppant concentration values reported are for a single fracture that is closed on proppant.

\*\* Fracture conductivity reported for total proppant damage of 0.20 and 0.41 monolayers of proppant embedment per fracture.

\*\*\* Cumulative multifrac conductivity and proppant concentration reported for 1.0 equivalent multiple fractures

Table 27: Actual Treatment Schedule

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop. (klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Wellbore Fluid			KCL_2	952				
1	Minifrac	4:47	LINEAR_20_GW-32	630	0.00	0.0	6.61	
2	Minifrac	7:47	LINEAR_20_GW-32	1549	0.00	0.0	12.29	
3	Shut-in	23:09	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	
4	Main frac pad	27:26	LINEAR_20_GW-32	2525	0.00	0.0	14.04	
5	Main frac slurry	34:10	LINEAR_20_GW-32	4254	0.40	1.7	15.62	LiteProp 125 16/25
6	Main frac slurry	37:28	LINEAR_20_GW-32	2053	0.60	1.2	15.66	LiteProp 125 16/25
7	Main frac flush	38:58	LINEAR_20_GW-32	882	0.00	0.0	14.00	LiteProp 125 16/25
8	Shut-in	88:10	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	

Total Clean Fluid Pumped (bbls)  
 Total Slurry Pumped (bbls)  
 Model run time (min)

283.4  
 290.2  
 61.0

Actual proppant pumped (klbs)  
 Actual proppant in fracture (klbs)  
 Avg. Proppant Concentration (ppg)

2.9  
 2.9  
 0.30

Table 28: Design Treatment Schedule

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop. (klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Wellbore Fluid			KCL_2	952				
1	Minifrac	4:53	LINEAR_20_GW-32	800	0.00	0.0	8.00	
2	Minifrac	8:16	LINEAR_20_GW-32	1700	0.00	0.0	12.00	
3	Shut-in	38:16	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	
4	Main frac pad	42:26	LINEAR_20_GW-32	2100	0.00	0.0	12.00	
5	Main frac slurry	51:05	LINEAR_20_GW-32	4200	0.40	1.7	12.00	LiteProp 125 16/25
6	Main frac slurry	55:29	LINEAR_20_GW-32	2100	0.60	1.3	12.00	LiteProp 125 16/25
7	Main frac flush	56:59	LINEAR_20_GW-32	750	0.00	0.0	12.00	
8	Shut-in	66:59	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	

Design clean volume (bbbls)  
Design slurry volume (bbbls)

277.4  
284.1

Design proppant pumped (klbs)

2.9

Design Schedule totals may not correspond to actual job totals.

Table 29: Proppant and Fluid

Pumping Stage	Material	Quantity	Units
Minifrac	LINEAR_20_GW-32	59.5	bbbls
Main frac pad	LINEAR_20_GW-32	50.0	bbbls
Main frac slurry	LINEAR_20_GW-32	150.0	bbbls
	LiteProp 125 16/25	2.94	klbs
Main frac flush	LINEAR_20_GW-32	17.9	bbbls

Treatment Totals calculated from design schedule

Table 30: Leakoff Parameters

<b>Reservoir type</b>	User Spec	<b>Reservoir fluid compressibility (1/psi)</b>	6.00e-05
<b>Filtrate to pore fluid perm. ratio, Kp/KI</b>	10.00	<b>Reservoir viscosity (cp)</b>	0.87
<b>Reservoir pore pressure (psi)</b>	850	<b>Porosity</b>	0.12
<b>Initial fracturing pressure (psi)</b>	2500	<b>Gas Leakoff Percentage (%)</b>	0.00

## Reservoir Parameters

Reservoir temperature (°F)	115.00
Depth to center of Perfs (ft)	3319
Perforated interval (ft)	12
Initial frac depth (ft)	3319

Table 31: Layer Parameters

Layer #	Top of zone (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Total Ct (ft/min <sup>1/2</sup> )	Pore Fluid Perm. (mD)
1	0.0	2191	0.684	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
2	3204.0	1986	0.620	2.5e+06	0.25	9.491e-04	6.90e-02
3	3206.0	1988	0.620	2.5e+06	0.25	2.738e-03	1.41e+00
4	3208.0	1989	0.620	2.5e+06	0.25	1.448e-03	1.82e-01
5	3210.0	2215	0.689	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
6	3222.0	2062	0.640	2.4e+06	0.25	1.686e-04	2.00e-03
7	3224.0	2225	0.690	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
8	3228.0	2001	0.620	2.5e+06	0.25	2.563e-03	1.05e+00
9	3230.0	2067	0.640	2.4e+06	0.25	2.912e-04	6.00e-03
10	3232.0	2230	0.689	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
11	3238.0	2072	0.640	2.4e+06	0.25	3.144e-04	7.00e-03
12	3240.0	2074	0.640	2.4e+06	0.25	1.193e-04	1.00e-03
13	3242.0	2010	0.620	2.5e+06	0.25	3.283e-03	4.60e+00
14	3244.0	2238	0.690	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
15	3246.0	2077	0.640	2.4e+06	0.25	3.030e-04	6.50e-03
16	3248.0	2241	0.684	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
17	3306.0	2050	0.620	2.5e+06	0.25	2.769e-03	1.50e+00
18	3308.0	1985	0.600	2.6e+06	0.24	3.560e-03	1.19e+01
19	3310.0	2118	0.640	2.4e+06	0.25	4.018e-04	1.15e-02
20	3312.0	2053	0.620	2.5e+06	0.25	3.579e-03	1.29e+01
21	3314.0	1988	0.600	2.6e+06	0.24	3.230e-03	3.99e+00
22	3316.0	1990	0.600	2.6e+06	0.24	2.844e-03	1.72e+00
23	3318.0	1991	0.600	2.6e+06	0.24	2.603e-03	1.12e+00
24	3320.0	1992	0.600	2.6e+06	0.24	2.373e-03	7.73e-01
25	3322.0	1993	0.600	2.6e+06	0.24	2.467e-03	8.98e-01
26	3324.0	1994	0.600	2.6e+06	0.24	2.832e-03	1.68e+00
27	3326.0	2062	0.620	2.5e+06	0.25	2.591e-03	1.10e+00
28	3328.0	2296	0.690	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
29	3332.0	2066	0.620	2.5e+06	0.25	3.413e-03	6.81e+00
30	3334.0	2300	0.688	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
31	3354.0	2079	0.620	2.5e+06	0.25	7.529e-04	4.20e-02
32	3356.0	2081	0.620	2.5e+06	0.25	2.101e-03	5.08e-01
33	3358.0	2317	0.687	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
34	3384.0	2166	0.640	2.4e+06	0.25	8.439e-05	5.00e-04
35	3386.0	2336	0.689	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
36	3392.0	2171	0.640	2.4e+06	0.25	4.347e-04	1.35e-02
37	3394.0	2104	0.620	2.5e+06	0.25	1.972e-03	4.18e-01
38	3396.0	2173	0.640	2.4e+06	0.25	1.884e-04	2.50e-03

Layer #	Top of zone (ft)	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's modulus (psi)	Poisson's ratio	Total Ct (ft/min <sup>1/2</sup> )	Pore Fluid Perm. (mD)
39	3398.0	2175	0.640	2.4e+06	0.25	1.461e-04	1.50e-03
40	3400.0	2346	0.680	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00
41	3500.0	2240	0.640	2.4e+06	0.25	8.439e-05	5.00e-04
42	3502.0	2416	0.690	1.8e+06	0.30	0.000e+00	0.00e+00

Table 32: Lithology Parameters

Layer #	Top of zone (ft)	Lithology	Fracture Toughness (psi-in <sup>1/2</sup> )	Composite Layering Effect
1	0.0	L	900	1.00
2	3204.0	EM	450	1.00
3	3206.0	EM	450	1.00
4	3208.0	EM	450	1.00
5	3210.0	L	900	1.00
6	3222.0	ES	500	1.00
7	3224.0	L	900	1.00
8	3228.0	EM	450	1.00
9	3230.0	ES	500	1.00
10	3232.0	L	900	1.00
11	3238.0	ES	500	1.00
12	3240.0	EA	500	1.00
13	3242.0	EM	450	1.00
14	3244.0	L	900	1.00
15	3246.0	ES	500	1.00
16	3248.0	L	900	1.00
17	3306.0	EM	450	1.00
18	3308.0	EL	400	1.00
19	3310.0	ES	500	1.00
20	3312.0	EM	450	1.00
21	3314.0	EL	400	1.00
22	3316.0	EL	400	1.00
23	3318.0	EL	400	1.00
24	3320.0	EL	400	1.00
25	3322.0	EL	400	1.00
26	3324.0	EL	400	1.00
27	3326.0	EM	450	1.00
28	3328.0	L	900	1.00
29	3332.0	EM	450	1.00
30	3334.0	L	900	1.00
31	3354.0	EM	450	1.00
32	3356.0	EM	450	1.00
33	3358.0	L	900	1.00
34	3384.0	ES	500	1.00
35	3386.0	L	900	1.00
36	3392.0	ES	500	1.00
37	3394.0	EM	450	1.00
38	3396.0	ES	500	1.00
39	3398.0	ES	500	1.00
40	3400.0	L	900	1.00
41	3500.0	ES	500	1.00
42	3502.0	L	900	1.00

Table 33: Drilled Hole Configuration

Length (ft)	Segment Type	Eff Diam (in)	Bit Diam (in)
4000	Open Hole	8.500	8.500

Table 34: Casing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Casing ID (in)	Casing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
4180	Cemented Casing	4.778	5.500	20.000	N-80

Table 35: Surface Line and Tubing Configuration

Length (ft)	Segment Type	Tubing ID (in)	Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade
3100	Tubing	2.441	2.875	6.500	N-80

Total frac string volume (bbbls) 22.7  
 Pumping down Tubing

Table 36: Perforated Intervals

	Interval #1
Top of Perfs - TVD (ft)	3313
Bot of Perfs - TVD (ft)	3325
Top of Perfs - MD (ft)	3313
Bot of Perfs - MD (ft)	3325
Perforation Diameter (in)	0.320
# of Perforations	39

Table 37: Path Summary

Segment Type	Length (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	Dev (deg)	Ann OD (in)	Ann ID (in)	Pipe ID (in)
Tubing	3100	3100	3100	0.0	0.000	0.000	2.441
Casing	213	3313	3313	0.0	0.000	0.000	4.778

Table 38: Near-Wellbore Friction & Perforation Friction

Time (mm:ss)	Flowrate #1 (bpm)	Flowrate #2 (bpm)	Near-Wellbore Friction (psi)	Perforation Friction Multiplier	Perfs Effectively Open
7:14	15.50	0.00	118	35.81	6.52
23:00	15.50	0.00	118	35.81	6.52
28:00	15.50	0.00	0	28.00	7.37
30:00	15.50	0.00	0	20.00	8.72

Table 39: Minifrac Analysis

Plot	Est. ISIP (psi)	ISIP Gradient (psi/ft)	Surf ISIP (psi)	Est. Closure Pressure (psi)	Closure Stress Gradient (psi/ft)	Surf Closure Pressure (psi)	Fracture Closure Time (min)	Dim'less Fracture Closure Time	Implied Slurry Efficiency (%)	Est. Net Pressure (psi)
<b>Injection/Shut-in #1</b>										
<b>Log-Log Plot</b>	2680	0.808	1241	2264	0.682	826	19.66	1.70	50.110	417
<b>Horner Plot</b>	2680	0.808	1241	1976	0.595	539	36.24	3.14	60.788	705

ISIP and Closure Pressure are determined from: Bottomhole Data

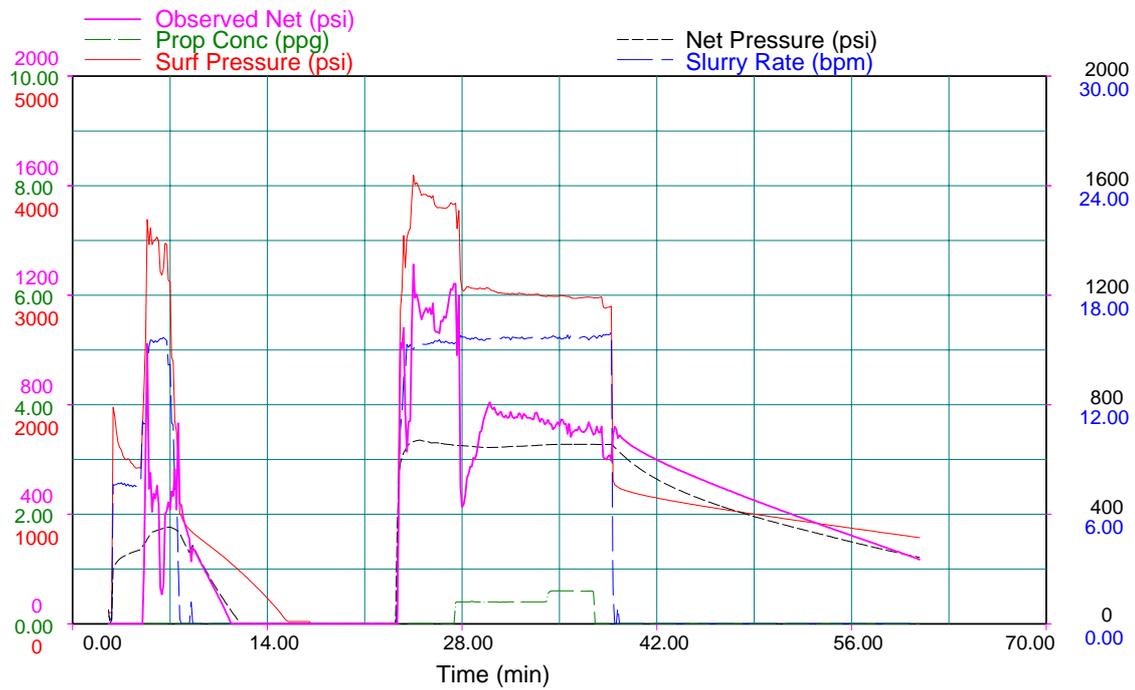


Figure 3 Presiones, FRACTURAMIENTO LITEPROP,

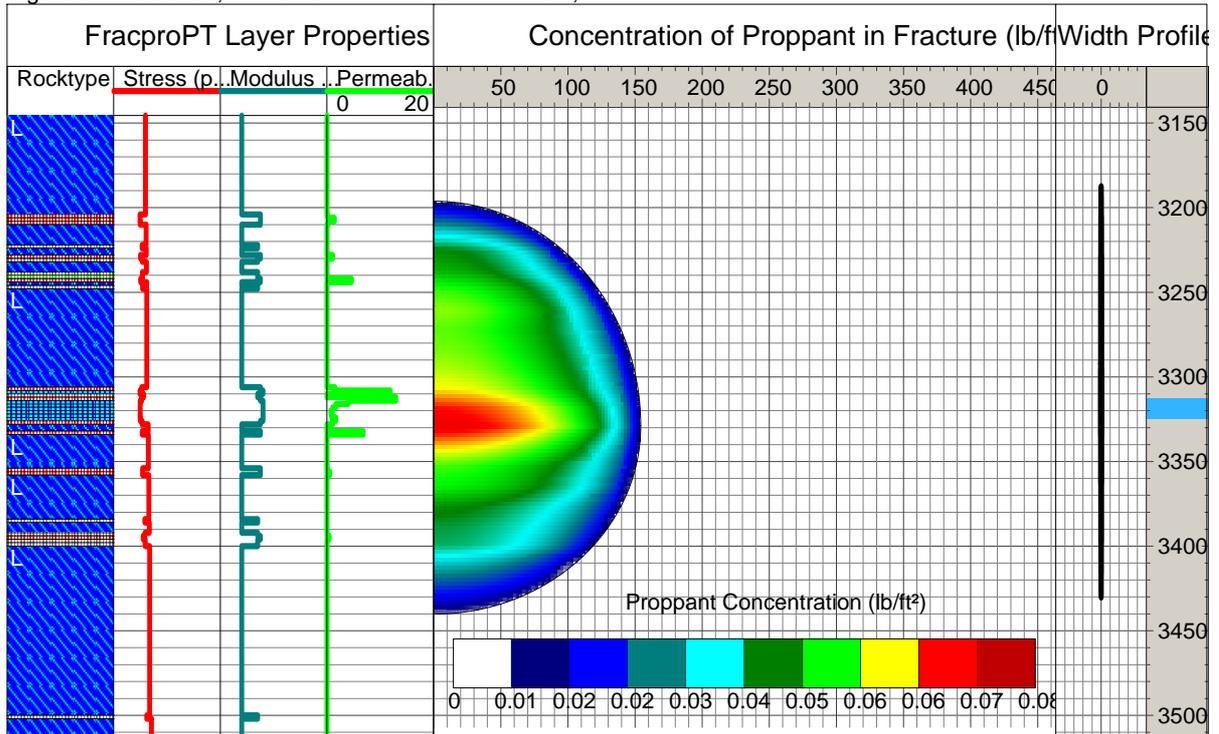


Figure 4 Fracture Profile with Logs and Layers, FRACTURAMIENTO LITEPROP,