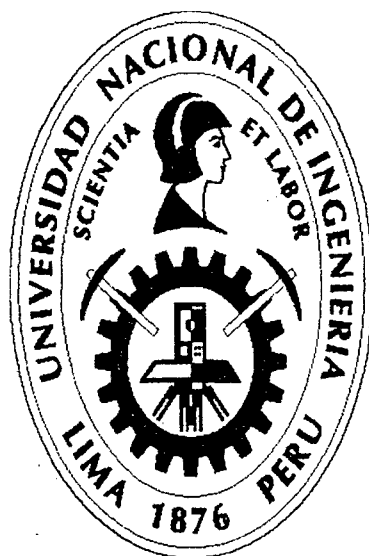


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO TIPO TSO (TIP SCREEN OUT)  
APLICADA EN FORMACIONES DE ELEVADA PERMEABILIDAD”**

**TESIS**

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

**ELABORADO POR:**

**DANIEL JUDA RODRIGUEZ VILCHEZ**

**PROMOCION 2009 – 1:**

**LIMA – PERU  
2014**

**Digitalizado por:**

**Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse**

## Dedicatoria

A Dios.

Por permitirme llegar a este momento  
tan especial en mi vida.

A mis queridos padres

A quienes debo todo en la Vida, Por  
su paciencia, apoyo, cariño y  
comprensión.

A mi hijo Abel y a mi esposa

A quienes adoro.

A Pelayo mi abuelo.

Por su sabiduría.

## Agradecimiento

A mis queridos profesores quienes me infundieron conocimiento, respeto y experiencia en la toma de mis decisiones.

A mis tíos por su apoyo incondicional y por ser ejemplos de vida.

A mi gran amigo Luchito Garcia quien siempre estuvo para darme sus consejos.

A mi querida BJ Services que me dio la oportunidad de crecer técnicamente.

## SUMARIO

Este proyecto de tesis está enfocado a mostrar que la aplicación de una técnica de fracturamiento no convencional conocida como Teep Scren Out (TSO), puede ser utilizada con éxito en formaciones con buena permeabilidad, en las cuales las fracturas hidráulicas no son habitualmente consideradas. Formaciones que gozando de esta propiedad de roca-fluido suelen ser excelentes candidatos a fracturarse hidráulicamente. Para ello se deben tener en cuenta consideraciones diferentes a las tomadas en tratamientos clásicos en formaciones de baja permeabilidad, para las cuales prima la longitud de fractura sobre los otros parámetros de fractura tales como el ancho.

Este trabajo detalla el proceso seguido en el diseño, optimización, ejecución y resultados posteriores a un tratamiento del tipo TSO llevado a cabo en una formación de elevada permeabilidad.

El pozo ABL-01 fue perforado, teniendo como uno de sus objetivos principales la formación Z-7, con permeabilidad del orden de 150 md, la producción inicial del pozo fue de 1200 BOPD que cayó sustancialmente hasta los 450 BOPD.

Según los datos de producción con que se cuenta, solamente una parte del intervalo cañoneado se encontraría produciendo.

## ÍNDICE

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTO.....	ii
SUMARIO.....	iii
INDICE.....	iv

CAPITULO I : PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	Pag 1
--	-------

1.1 ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	Pag 1
1.1.1 INFORMACIÓN DE RESERVORIOS.....	Pag 1
1.1.2 COMPLETACIÓN DEL POZO.....	Pag 2
1.1.3 INFORMACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....	Pag 4
1.1.4 DATOS DE PRODUCCIÓN.....	Pag 8

### 1.2 HIPÓTESIS DEL PROYECTO.

CAPITULO II : MARCO TEÓRICO - ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	Pag 13
--	--------

2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	Pag 13
2.2 SISTEMA POZO, FRACTURA, RESERVORIO.....	Pag 16
2.3 NÚMERO DE PROPANTE.....	Pag 18
2.4 CONDUCTIVIDAD ÓPTIMA DE FRACTURA.....	Pag 22
2.5 PROPIEDADES DE LAS FORMACIONES DERIVADAS DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....	Pag 24
2.6 MODELOS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA.....	Pag 31
2.7 FRACTUAMIENTO TIPO TSO.....	Pag 36

2.8	MINIFRAC, STEP RATE TEST Y ANÁLISIS DE DECLINACIÓN..	Pag 42
2.9	FLUIDOS DE FRACTURA.....	Pag 53
2.10	AGENTES DE SOSTÉN.....	Pag 62
CAPÍTULO III :	METODOLOGÍA .....	Pag 68
3.1	ANÁLISIS DE INGENIERÍA.....	Pag 68
3.1.1	ANÁLISIS NODAL.....	Pag 68
3.1.2	AJUSTE DEL ESTADO INICIAL DEL POZO.....	Pag 69
3.1.3	SENSIBILIZACIÓN DE LONGITUD Y ANCHO DE FRACTURA.....	Pag 71
3.1.4	COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO ESPERADO	Pag 73
3.2	DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE ROCA	Pag 74
3.3	DISEÑO DE FRACTURA HIDRÁULICA.....	Pag 75
3.3.1.	SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO.....	Pag 75
3.3.2.	SELECCIÓN DEL AGENTE DE SOSTÉN.....	Pag 78
3.3.3.	SECUENCIA DE BOMBEO.....	Pag 79
3.3.4.	COMPORTAMIENTO DE PRESIONES Y CRECIMIENTO DE FRACTURA.....	Pag 81
3.3.5.	BOMBEO DE CALIBRACIÓN – MINIFRAC.....	Pag 83
3.4	ASPECTOS OPERATIVOS.....	Pag 87
3.4.1	EQUIPAMIENTO NECESARIO.....	Pag 87
3.4.2	BOMBEO DEL TRATAMIENTO.....	Pag 88
CAPITULO IV	: EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	Pag 92
CAPITULO V	: RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.	Pag 96
CAPITULO VI	: BIBLIOGRAFÍA.....	Pag 98

## CAPITULO I : PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1 ANTECEDENTES DEL PROYECTO

El pozo ABL - 01 fue perforado teniendo entre sus objetivos principales a la formación Z - 7 cuyo tope se localiza a una profundidad de 7146 ft. El pozo fue completado con Liner de 7", cañoneado frente a la formación Z-7 utilizando cargas de elevada penetración con una densidad de disparo de 6 spf y puesta en producción a través de tubería de producción de 3 ½". La producción inicial alcanzo en promedio un valor de 1200 BOPD, la que ha descendido desde entonces hasta llegar después de 2 años a una producción de 450 BOPD.

#### 1.1.1 INFORMACIÓN DE RESERVORIOS

La formación Z-7 es un reservorio de petróleo negro (Black Oil), inicialmente bajo saturado, con una presión de burbuja de 2619 psi y presión inicial de reservorio de 3281 psi. De los resultados de ensayos de presión se determinó que la permeabilidad promedio en la zona de interés es de 150 md, y que además el reservorio se encuentra dañado con un valor de  $s = 3$ . Luego de los análisis PVT se encontró que el crudo es de 23.14 °API.

**Tabla #1: Datos de Reservorios**

	<b>Nombre del reservorio</b>	<b>Z-7</b>
<b>Reservorios</b>	Tope (ft)	7146
	Base (ft)	7224
	Net Pay (ft)*	66
	Presión de Reservorio	3281
	Compresibilidad	5.8E-6

	Temperatura de reservorio (°F)	146°F
	Presión de Burbuja	2619 psi
	Permeabilidad	150 md
	Porosidad promedio (%)	0.18
	So (%)	55
	Sw (%)	25
	API	23.14
	Viscosidad @ T reservorio	2.36 cp
	Bo	1.129

Fuente: Elaboración Propia

### 1.1.2 COMPLETACIÓN DEL POZO:

El pozo esta completado y cementado hasta una profundidad total de 7941 ft. Componen su configuración un casing superficial de 13 3/8", seguido de uno de 9 5/8" y además frente a la formación de interés Z - 7 se bajó y cemento un Liner de 7" 23 # con tope @ 5613 ft.

Se ha punzado la formación con cargas de elevada penetración (Se está considerando que en promedio los disparos deberían generar un alcance de 25 pulgadas de longitud) en tres secciones diferentes con una sola corrida de la herramienta de punzonamiento:



Zonas baleadas:

**7146' – 7182', 7188' – 7196' y 7202' – 7224':** La densidad de punzados fue de 6 tiros por pie en toda la arena neta productiva.

Para producir el pozo se bajó una sarta del tipo dual, uno de cuyos brazos produce desde la formación de interés Z-7, con tubería de producción de 3 ½ pulgadas de 23 libras por pie tal como se muestra en la figura inferior.

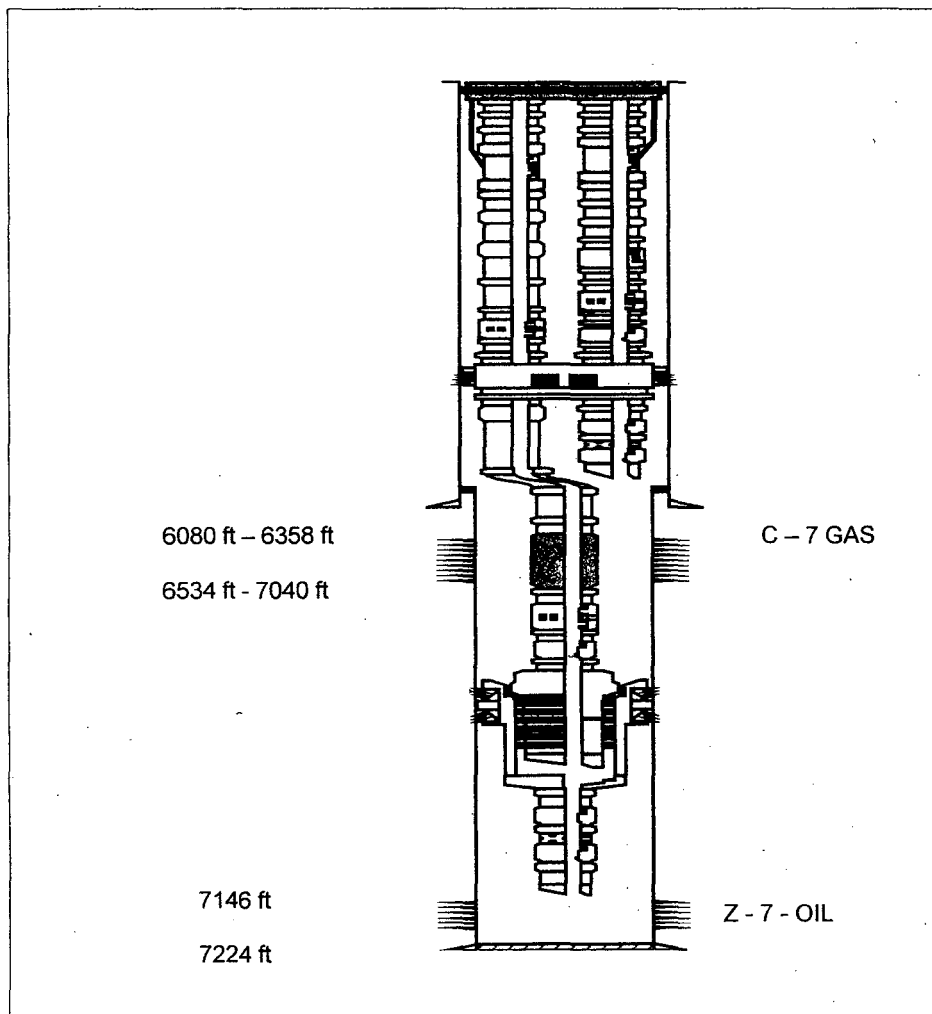


Fig #1. Esquema de Completación de Pozo

### **1.1.3 INFORMACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS.**

#### **– Registro @ Pozo Abierto**

El aspecto más resaltante que muestra este perfil es la presencia de una zona permeable en el intervalo que comprende desde 7200 ft @ 7255 ft de profundidad. Adicionalmente, puede notarse la presencia de una zona de agua desde 7230 ft.

El registro de resistividad diferencia claramente las zonas de crudo de las demás, estas zonas fueron bien identificadas y punzadas en su momento para ponerlas en producción en la completación inicial del pozo.

Durante la estimulación por fracturamiento hidráulico el diseño deberá contemplar el cuidado adecuado para no conectar la zona acuífera definida según el análisis del registro de resistividad, así mismo el fluido de fractura deberá incorporar en su formulación aditivos para control de agua, no-emulsificantes y acuo-humectantes.

#### **– Registro @ Pozo Forrado**

El análisis del registro para determinar la integridad del pozo y la calidad del cemento detrás del casing, nos indica que no habría ninguna complicación con la realización del fracturamiento hidráulico.

El registro CBL muestra una amplitud promedio de 3 mv en todo el registro de cemento, con dos zonas aisladas con picos de 8 mv. Valores idóneos para la

ejecución del fracturamiento ya que garantizan la existencia de un excelente anillo de cemento alrededor del casing.

El registro VDL confirma un buen cemento adherido a la formación, pues se muestra todo el arreglo de ondas desde la onda compresional hasta la onda Stonley llegando al detector ubicado a 5 ft, confirmando una buena adherencia cemento – formación.

**Según el análisis de los registros eléctricos, tenemos un buen cemento, para soportar los esfuerzos generados durante el tratamiento, además la colocación de un packer y tapón deben ser considerados de tal manera que el crecimiento de la fractura no implique comunicar la zona acuífera, en la Figura se muestra una ubicación tentativa del packer y tapón, obligando a iniciar la fractura en la zona punzada más somera y creciendo sin tocar el acuífero.**

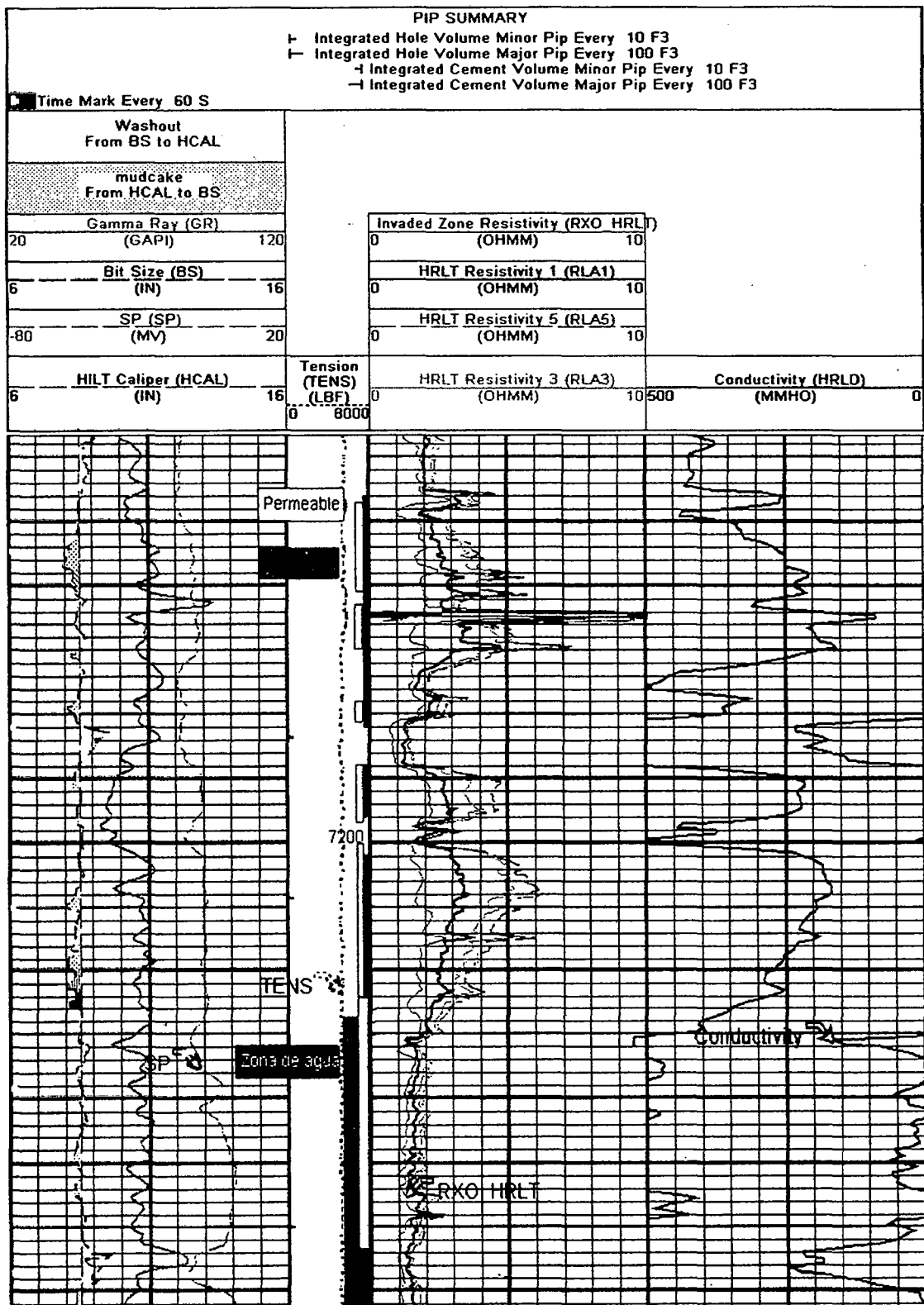


Fig # 2. Registros: Pozo Abierto

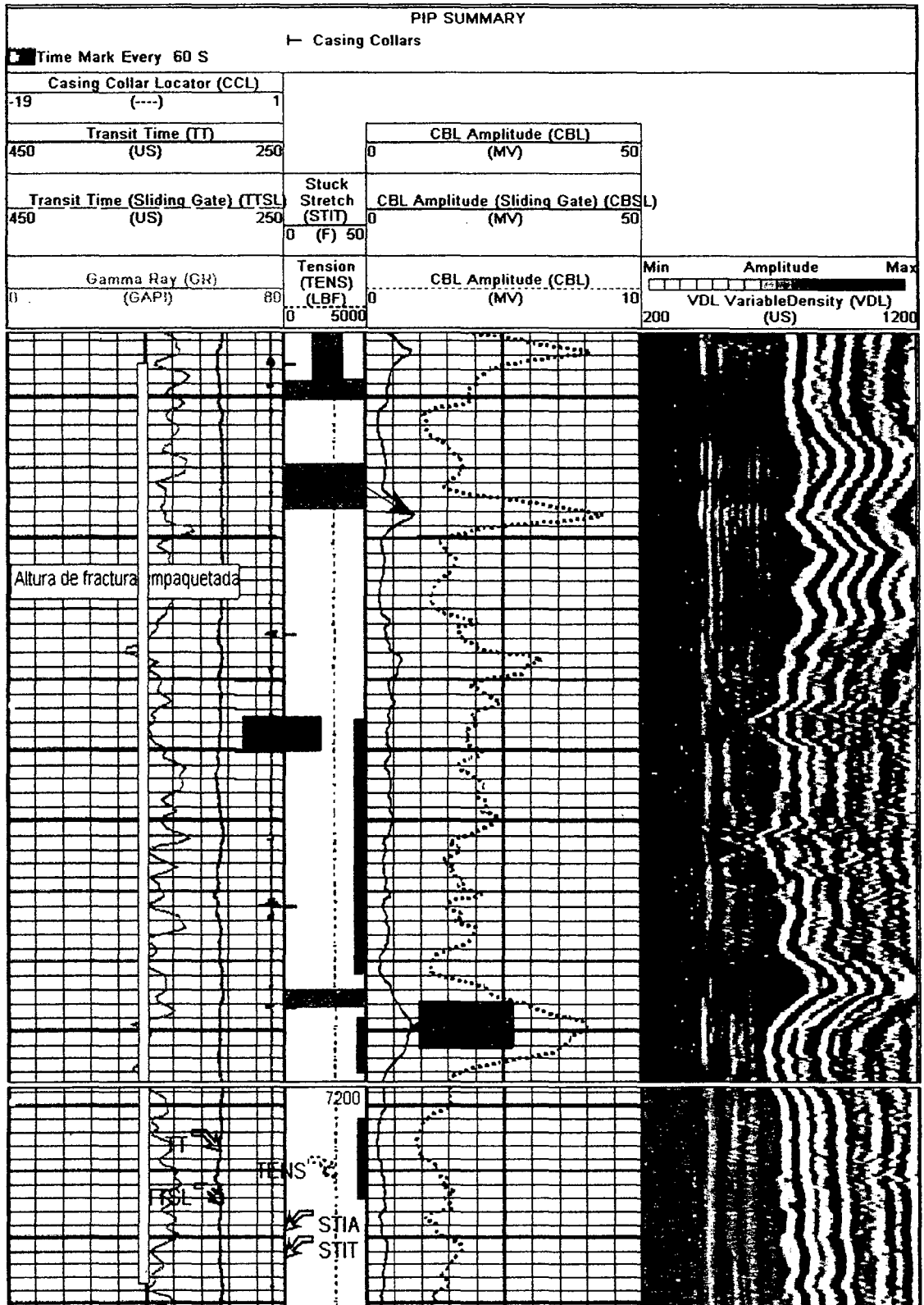


Fig # 3. Registros: Pozo Entubado

### 1.1.4 DATOS DE PRODUCCIÓN:

Dentro de la categoría datos de producción tenemos los de flujo de fases, tomados durante la prueba de los registros de PLT corrido en el pozo, según este último y como se detalla abajo, solamente la zona superior de las tres zonas punzadas se encontraría produciendo; esto es, solamente 26.5 ft de arena neta petrolífera se encuentran aportando de un total de 66 ft punzados.

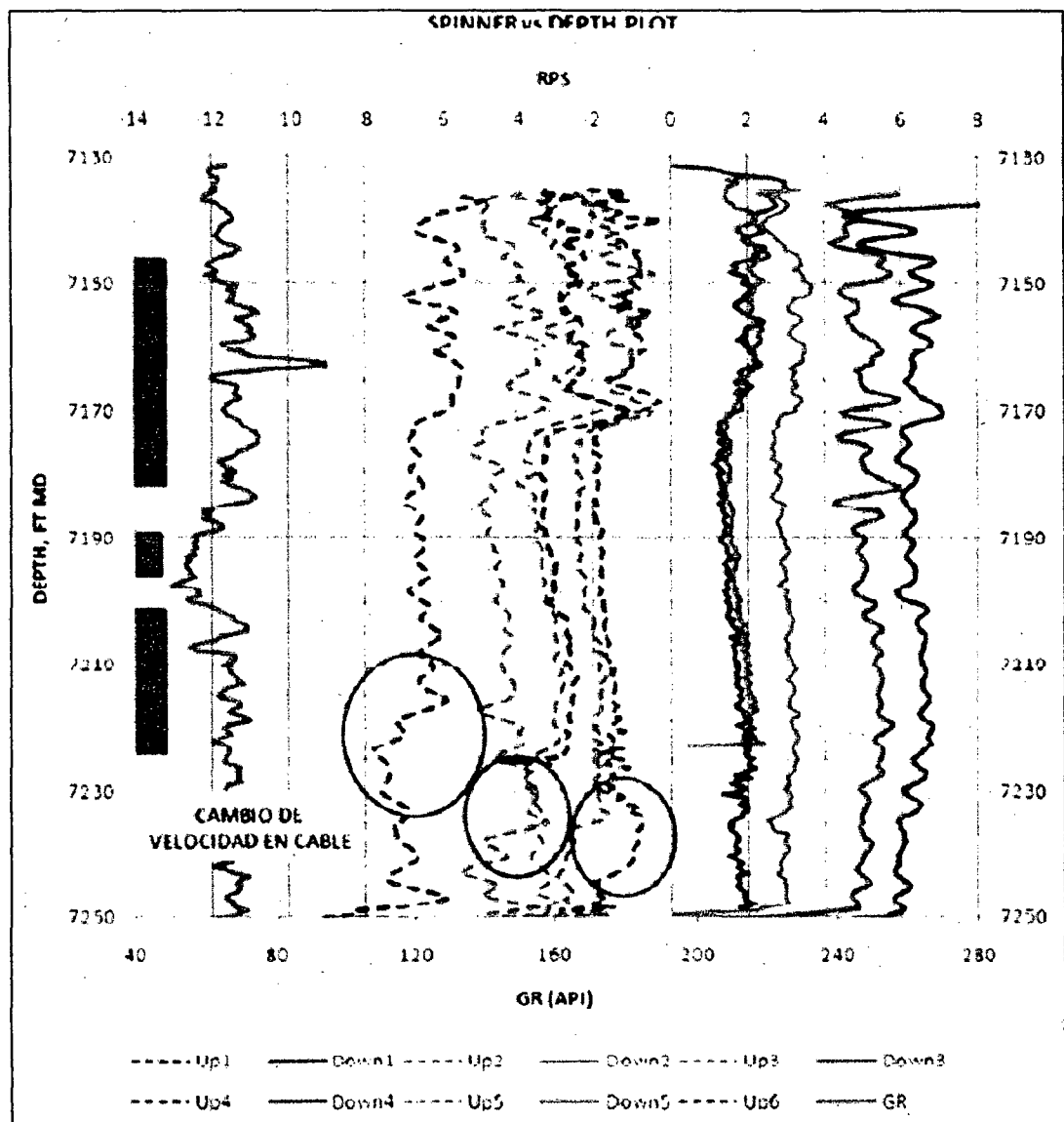


Fig # 4. Registro PLT

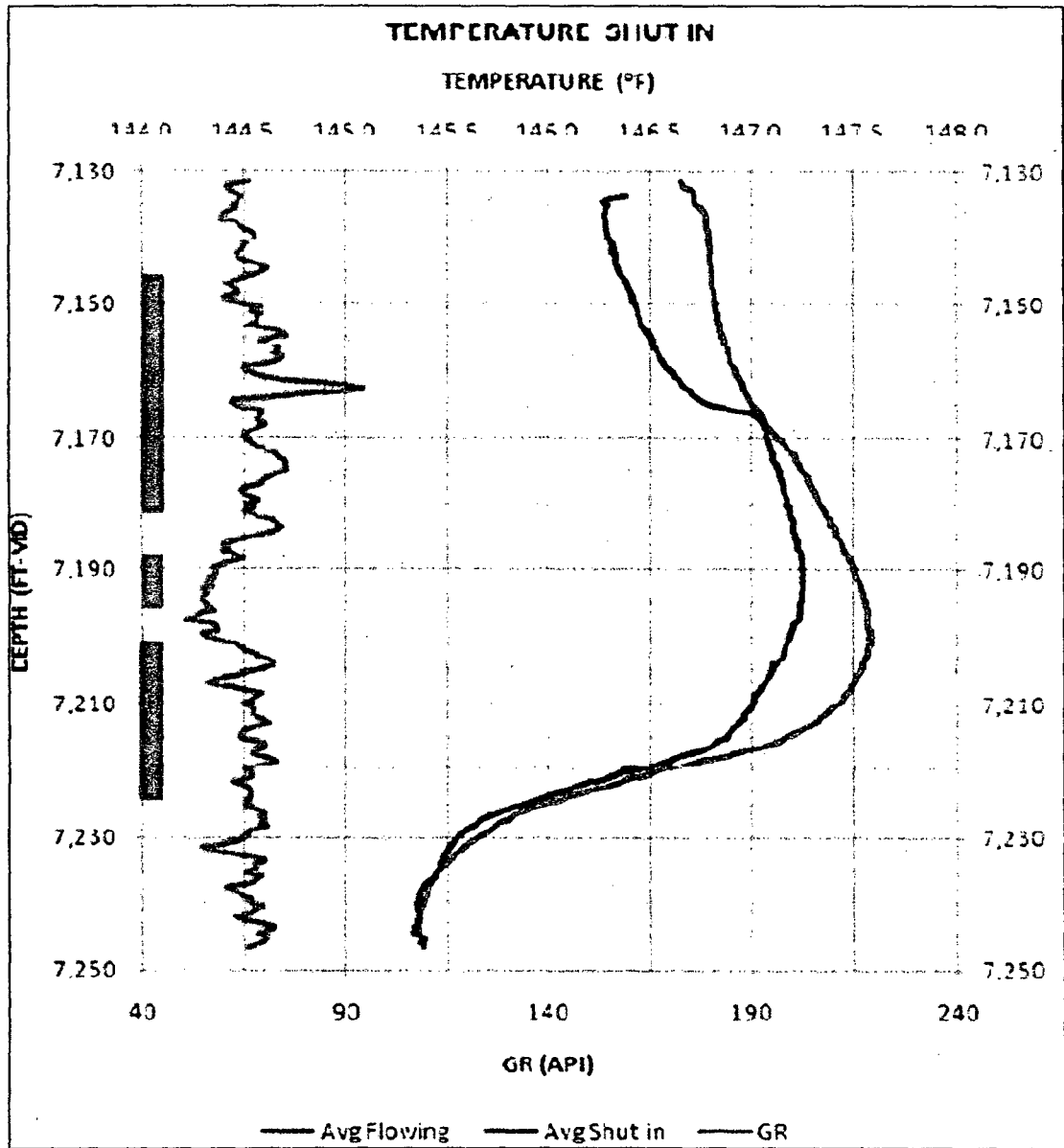


Fig # 5. Registro de Temperaturas

Resumen de Contribución por Intervalo:

- PERFORADOS SUPERIORES (7146ft – 7182ft) Se asume que 26.5 ft de todo el intervalo está contribuyendo al flujo
- PERFORADOS INTERMEDIOS (7188ft – 7196ft) No contribuye al flujo.
- PERFORADOS INFERIORES (7202ft – 7224ft) No hay contribución al flujo.

Las propiedades físicas de la formación Z-7; según el registro eléctrico y según análisis mineralógico mostrado abajo, no muestra mayores variaciones en todo su espesor. Lo resaltante en el análisis mineralógico es la presencia de un 3% de clorita lo que nos impediría pensar en una acidificación como método de estimulación para esta formación.

Tabla # 2: Abundancia de Arcillas

Depth (ft)	RELATIVE CLAY ABUNDANCE Normalized to 100%					
	Illite + Mica	Kaolinite	Chlorite	Illite/Smect. (I/S)	%Smectite in I/S	Smectite
7025	7	3	1	0	0	89
7039	7	4	Tr	0	0	89
7146	4	4	3	0	0	89
7157	5	3	1	0	0	91
7193	11	3	Tr	86	85-95	0
7212	6	2	1	91	85-95	0
7227	10	2	Tr	0	0	88

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de gradientes de presión por zonas tanto con el pozo cerrado como con el pozo abierto a producción, confirmarían los resultados del PLT, quedando la formación Zorritos aportando como se muestra en la figura.



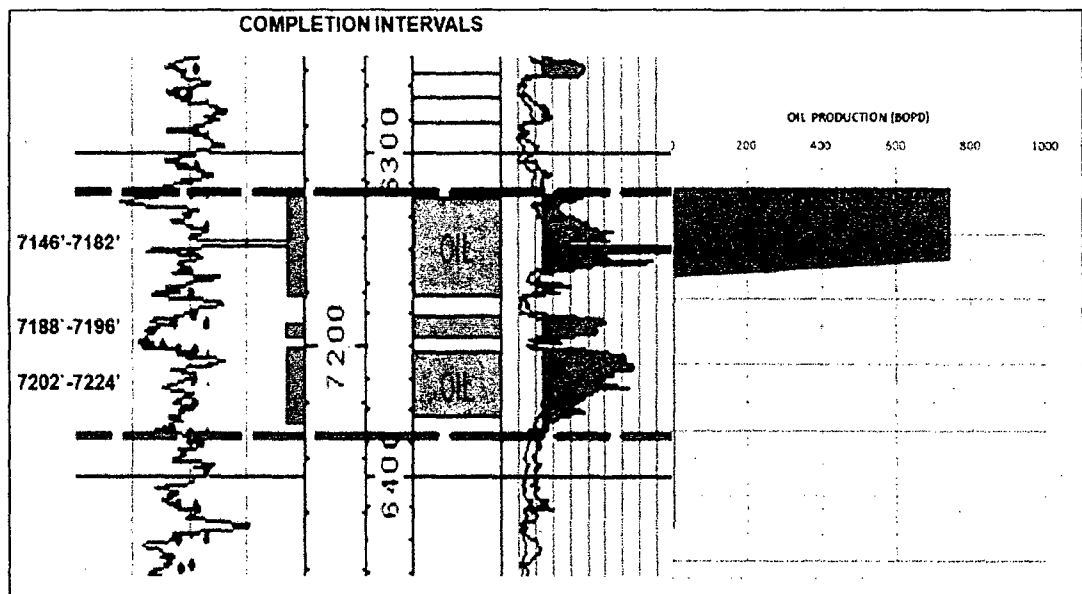


Fig # 6. Flujo de los 26.5 ft que estarían produciendo.

El análisis efectuado en función de la información disponible, nos revela que la parte inferior del reservorio no se encontraría produciendo, esto según los siguientes aspectos:

- \_ Los registros de producción PLT indican que solamente 26.5 ft superiores de un total de 66 ft perforados, estarían aportando fluido.
- \_ Los registros eléctricos no mostrarían variación significativa en las propiedades petrofísicas a lo largo del espesor de la formación.

Los principales riesgos que debemos contemplar al optar como método de estimulación, un fracturamiento hidráulico tipo TSO son:

- Presencia de una importante zona de agua a 7230 ft, que condicionaría el eventual crecimiento en altura de una fractura hidráulica.
- \_ Elevada temperaturas que pudiesen tener efectos nocivos sobre el fluido de fractura.
- \_ Elevada pérdida de fluido, debido a la alta permeabilidad de la formación.

## **1.2 HIPÓTESIS DEL PROYECTO.**

El método de estimulación más adecuado a ejecutarse en la formación Z-7 del pozo ABL – 01 bajo los antecedentes anteriormente expuestos sería la técnica de fracturamiento Hidráulico en la modalidad Tip Screen Out (TSO), ideal para formaciones de elevada permeabilidad, en la cual se logra mayor concentración de propante en un corto alcance de la fractura y un ancho mayor a los habitualmente conseguidos en tratamientos convencionales.

## **CAPITULO II : MARCO TEÓRICO - ESTIMULACIÓN DE POZOS.**

El objetivo principal de la estimulación de pozos es incrementar la productividad como resultado de la remoción del daño o al bypaseo del mismo en la vecindad de la pared de pozo y el incremento de la conductividad de la formación. Las técnicas de estimulación comúnmente utilizadas incluyen el fracturamiento hidráulico y la acidificación matricial. Estas técnicas son desarrolladas esperando un incremento en los barriles producidos por psi gastados al impulsarlos, debido a la disminución del drawdown.

No es necesario explicar el beneficio de incrementar el caudal de producción. Sin embargo el beneficio de disminuir el drawdown es menos obvio, este incluye efectos beneficiosos tales como disminución de la producción de finos - arena y de la conificación de agua.

### **2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.**

En la discusión de la productividad de un pozo específico, se piensa en una relación lineal entre el caudal de producción y la energía utilizada para realizar este propósito.

$$q = J dp$$

Donde la constante de proporcionalidad J es llamada índice de productividad (PI). Durante su vida productiva un pozo está sujeto a varios cambios en las condiciones de flujo, pero las idealizaciones más importantes son condicione de flujo a caudal de producción constante y a presión de Drawdown constante.

$$\Delta p = \frac{\alpha_1 \beta q \mu}{2\pi k h} P_D \quad \dots\dots\dots \text{Caudal constante}$$

$$q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\alpha_1 \beta \mu} q_D \quad \dots\dots\dots \text{Drawdown constante}$$

Donde k es la permeabilidad de la formación, h es el espesor neto productivo, β es el factor de volumen de formación, μ la viscosidad del fluido y α1 es una constante de conversión, cualquiera el caudal o el drawdown son especificados para definir la variable adimensional. La tabla siguiente muestra algunas de las soluciones conocidas de la ecuación de la difusividad.

Tabla # 3. Regímenes de Flujo en un pozo vertical no dañado

Flow Regime	$\Delta p$	$p_D (= 1/q_D)$
Transient (infinite acting reservoir)	$p_i - p_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{1}{4t_D}\right)$ , where $t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_r r_w^2}$
Steady state	$p_e - p_{wf}$	$p_D = \ln(r_e/r_w)$
Pseudo-steady state	$\bar{p} - p_{wf}$	$p_D = \ln(0.472 r_e/r_w)$

Fuente: Unified Fracture Design (Michael Economides)

Debido a la naturaleza radial del flujo, la mayor parte de la caída de presión ocurre cerca al pozo, por ende cualquier tipo de daño en esta región incrementa sustancialmente la pérdida de presión, el impacto del daño cercano al pozo puede ser representado por el factor Skin s, agregado en la presión adimensional para expresar la producción del pozo.

El skin es otra idealización que contempla el aspecto más importante del daño cercano al pozo: La pérdida de presión adicional causada por el daño se puede relacionar inmediatamente al caudal de producción.

El skin puede ser considerado como una medida de que tan bueno es un pozo. Si el pozo está dañado el factor skin es positivo. La estimulación de pozos incrementa el índice de productividad, por ello es razonable ver cualquier tipo de estimulación como un método para reducir el factor skin, generalmente llegando a obtener valores negativos luego de los tratamientos de fracturamiento hidráulico debido a la imposición de una nueva forma conductiva, por ello la manera correcta de referirnos al daño debería ser factor pseudo skin indicando que la estimulación causo algún cambio estructural en el perfil de flujo tanto como la remoción del daño. Es de crucial importancia para el diseño de fracturas hidráulicas el índice de productividad en estado pseudo-estable.

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{2\pi k h}{\alpha_1 \beta \mu} J_D$$

Donde  $J_D$  es llamado índice de productividad adimensional.

Para un pozo localizado en el centro de un área de drenaje radial, el índice de productividad adimensional con flujo en estado pseudo estable es:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + s}$$

En el caso de una fractura empacada, hay varios modos de incorporar el efecto de la estimulación dentro del índice de productividad. Una de ellas puede ser el concepto del factor Pseudo Skin  $s_f$  inicialmente postulada por Prats.

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + s_f}$$

Otro modo puede ser el concepto de radio equivalente.

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right)}$$

Por lo tanto se puede decir que el índice de productividad adimensional es una función de la geometría del volumen de drenaje y de los parámetros de fractura logrados.

## 2.2 SISTEMA POZO – FRACTURA - RESERVORIO.

Si consideramos una fractura vertical penetrando completamente en una capa de arena neta con espesor  $h$ , como se muestra en la Figura siguiente:

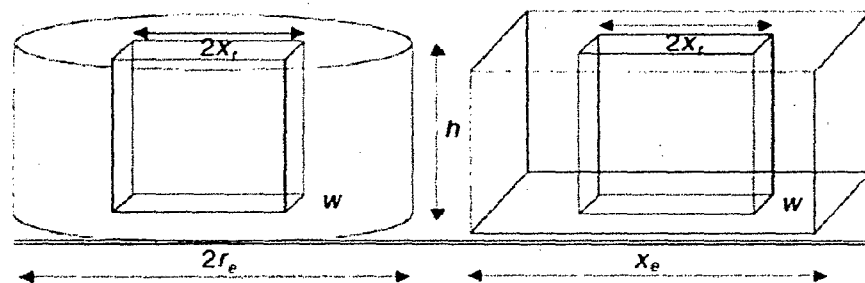


Fig # 7. Fractura en una Área de drenaje Circular y Rectangular.

Se debe notar que en realidad el área de drenaje puede ser circular o rectangular sin embargo para la mayoría de formas el volumen de drenaje es una aproximación razonable. El uso de  $r_e$  o  $x_e$  es solamente por motivos de conveniencia.

La relación entre el área de drenaje  $A$ , el radio de drenaje  $r_e$  y la longitud del lado de drenaje  $x_e$ , está dado por:

$$A = r_e^2 \pi = x_e^2$$

Para un pozo vertical que se encuentra intersectando por una fractura vertical la cual penetra completamente desde el fondo hasta el tope del volumen de drenaje rectangular, la efectividad en la colocación de la fractura depende del radio de penetración en la dirección  $l_x$ , y de la conductividad adimensional de la fractura  $C_{fD}$ .

$$l_{xD} = \frac{2x_f}{x_e} \quad \text{radio de penetración en la dirección } x.$$

$$C_{fD} = \frac{K_f W}{K x_f} \quad \text{conductividad adimensional de la fractura.}$$

Donde  $x_f$  es una de las alas de la fractura,  $x_e$  es la longitud del lado del área cuadrada de drenaje.  $K$  es la permeabilidad de la formación.  $K_f$  es la permeabilidad del agente de sostén empacado y  $w$  es el ancho promedio de la fractura empaquetada.

### 2.3 NÚMERO DE PROPANTE.

La llave para formular una optimización técnica significativa es hacer que la penetración y la conductividad adimensional de la fractura (a través del ancho) sea competente para el mismo recurso: El volumen empacado. Una vez que el reservorio, las propiedades y cantidad de agente sostén son determinados se tiene el reto de optimizar el ancho y la longitud. El volumen empacado disponible propone una restricción en el uso de los dos números adimensionales (radio de penetración y conductividad adimensional de la fractura). Para manipular de manera más eficiente las propiedades de la fractura, se introduce la variable del número de propante adimensional como se indica a continuación.

$$N_{prop} = l_{xD}^2 C_{fD} \quad \text{Número de Propante}$$

El número de propante es una combinación de los dos parámetros adimensionales el radio de penetración y la conductividad adimensional de la fractura. Si sustituimos en las ecuaciones respectivas se tendrá:

$$N_{prop} = \frac{2 K_f V_{prop}}{K V_{res}}$$

Donde:

$K_f$  : permeabilidad efectiva del agente de sostén empacado en md.

$V_{prop}$  : volumen del agente de sostén en  $ft^3$

$V_{res}$  : volumen de drenaje disponible en el reservorio en  $ft^3$



La ecuación anterior indica el significado físico del número de propante, el cual es la relación entre el volumen de la fractura empacada al volumen del reservorio multiplicada por 2 veces la relación entre las permeabilidades del propante y la formación.

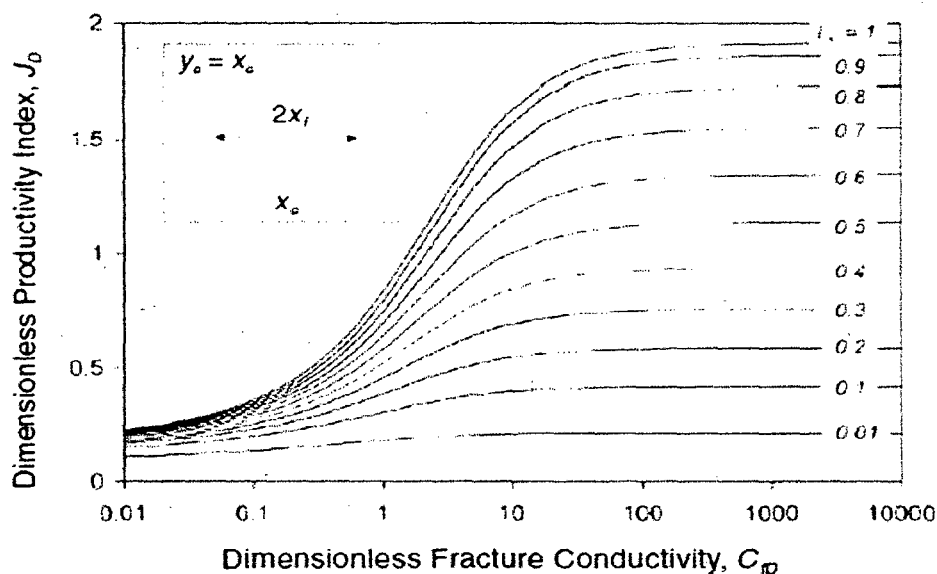


Fig # 8: grafico tradicional de JD vs CfD con  $l_x$  como parámetro

Luego de haber definido el número de propante, el grafico anterior puede mostrarse teniendo como parámetro  $N_{prop}$ , según se muestra en las Figuras siguientes.

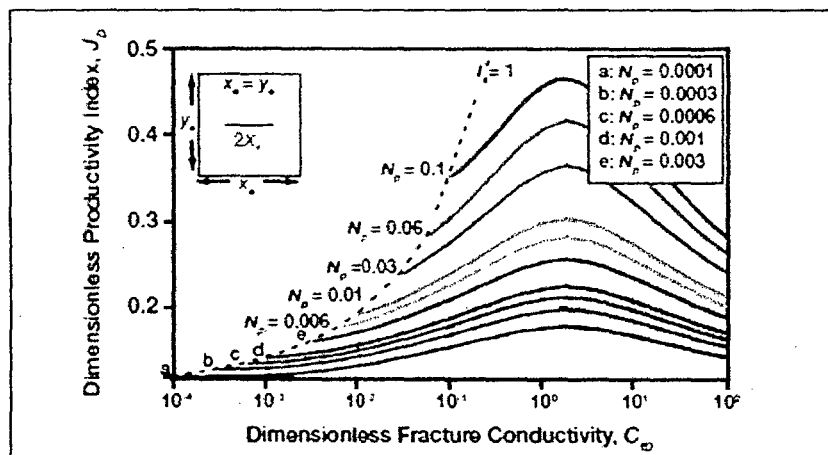


Fig # 9. Optimización para  $N_{prop}$  menores a 0.1

Uno de los principales resultados que se pueden observar de estos gráficos es que para  $N_{prop}$  menores a 0.1 el óptimo valor en el diseño es alcanzar siempre un  $C_{FD}$  de 1.6.

Para valores de  $N_{prop}$  por arriba de 0.1 los valores de  $C_{FD}$  a obtener también aumentan, debido a que no se puede tener un valor mayor de 1 como radio de penetración adimensional. Por lo tanto, cuando la fractura alcanza el límite del reservorio, el bombeo de agente de sostén incrementa el ancho de fractura.

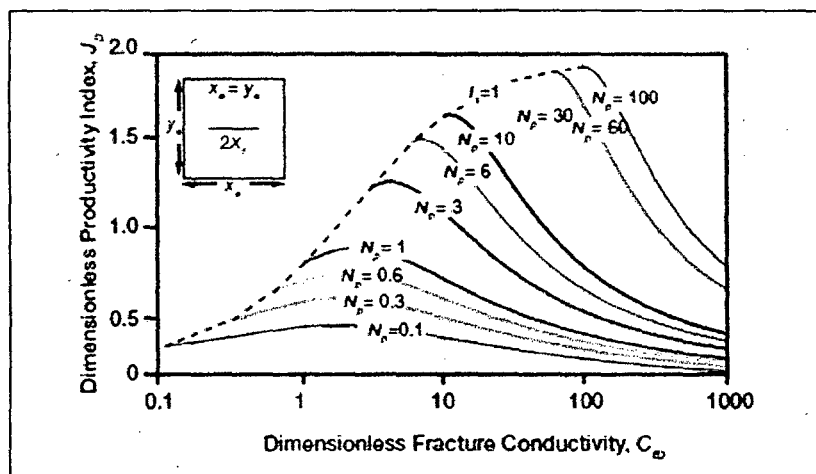


Fig # 10. Optimización para  $N_{prop}$  mayores a 0.1

En formaciones de media y alta permeabilidad (mayores a 50 md) es prácticamente imposible alcanzar valores de  $N_{prop}$  mayores a 0.1, es así que para tratamientos de frac pack, los valores típicos varían entre 0.0001 y 0.01. Por lo tanto, para formaciones de elevada permeabilidad la conductividad adimensional óptima siempre debe ser de 1.6.

El máximo valor posible para  $N_{prop}$  es de 1, alrededor de  $J_D$  de 0.9. El índice de producción adimensional en un pozo vertical no dañado se encuentra por lo general entre 0.12 y 0.14.

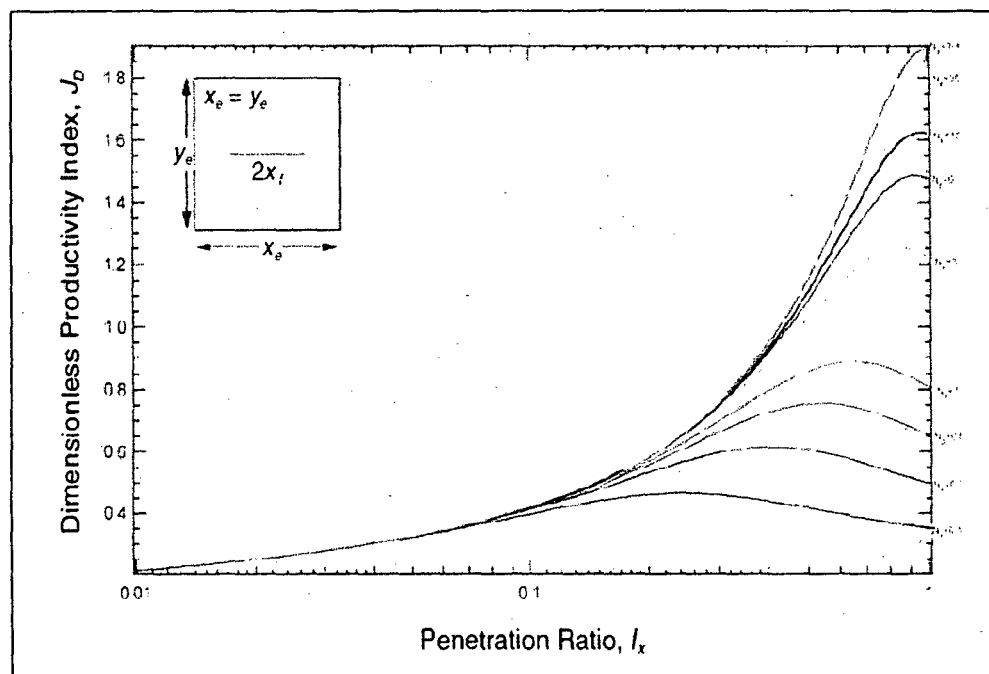


Fig # 11. Máximos valores de  $N_{prop}$

## 2.4 CONDUCTIVIDAD ÓPTIMA DE FRÁCTURA

Para el contexto en el cual ( $N_{prop} < 0.1$ ), el problema físico de optimización que debemos formular es: maximizar el índice de productividad en estado de flujo pseudo-estable, seleccionando la longitud y ancho de la fractura dado el volumen empacado constante:

$$V_f = w \times h \times X_f$$

Seleccionando  $C_{fD}$  como la variable sobre la cual se debe decidir, la longitud de la fractura, puede expresarse como:

$$X_f = \left( \frac{V_f K_f}{C_{fD} h K} \right)^{1/2}$$

De acuerdo a Cinco Ley y Samaniego con la introducción del factor de Pseudoskin, el índice de productividad adimensional será:

$$J_D = \frac{1}{\text{Ln} \left( \frac{0.472 r_e}{X_f} \right) + f}$$

Donde  $f$  es el factor pseudo-skin.

Sustituyendo  $X_f$  en la ecuación para  $J_D$  se tendrá:

$$J_D = \frac{1}{\text{Ln} (0.472 r_e + 0.5 \text{Ln} \frac{h k}{V_f k_f} + (0.5 \text{Ln} C_{fD} + f))}$$

Donde la única variable conocida es  $C_{fD}$ , el máximo índice de productividad ocurrirá cuando la cantidad en paréntesis sea mínima.

$$y = 0.5 \ln C_{fD} + f$$

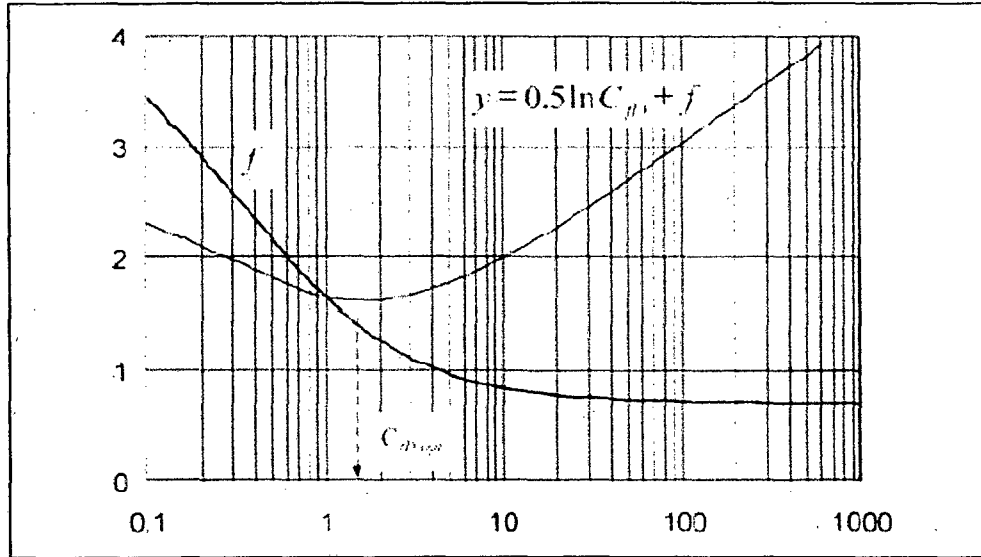


Fig # 12. El factor pseudo skin de Cinco Ley y la función ( y )

En la figura el valor mínimo para la función (y) ocurre cuando  $C_{fD}$  alcanza el valor de 1.6 que vendría a ser el óptimo.

El óptimo valor para la longitud de la fractura puede ser calculado de la ecuación para  $C_{fD} = 1.6$  :

$$X_f = \left( \frac{V_f k_f}{1.6 h k} \right)^{1/2}$$

y consecuentemente el ancho promedio óptimo será:

$$w = \left( \frac{1.6 V_f k}{h k_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{h X_f}$$

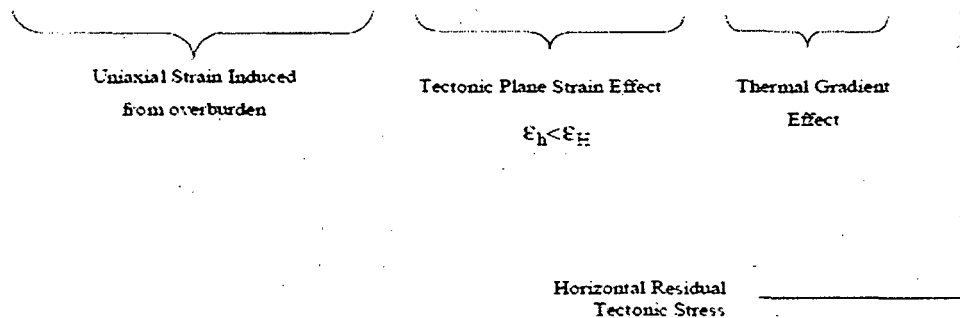
## 2.5 PROPIEDADES DE LAS FORMACIONES DERIVADAS DE REGISTROS ELÉCTRICOS.

Uno de los objetivos a conseguir con la información disponible de registros eléctricos para el diseño de un fracturamiento hidráulico es calcular el esfuerzo mínimo horizontal que para efectos de este estudio será considerado semejante a la presión de cierre y la gradiente de fractura de la formación.

La ecuación que representa el esfuerzo horizontal mínimo es la suma de varios tipos de esfuerzos como se muestra abajo:

$$\sigma_h = \frac{\gamma}{(1-\gamma)} (\sigma_{ob} - \alpha P) + \alpha P + \frac{E \epsilon_h}{(1-\gamma^2)} + \frac{\gamma E \epsilon_H}{(1-\gamma^2)} + \frac{E \alpha_T}{(1-\gamma) dT}$$

+  $\alpha_{TEC}$



La ecuación anterior indica que la gradiente de fractura de la formación es función de la relación de Poisson, la constante poro-elástica de Biot, la gradiente de sobrecarga, la profundidad y el esfuerzo residual tectónico.

### Volumen de Lutita ( $V_{sh}$ ).

La determinación del contenido de lutita en la formación es esencial para cálculos de una porosidad efectiva precisa. Aunque no existe una herramienta de registro único para medir  $V_{sh}$  con exactitud, se puede hacer la aproximación con el uso de algunos indicadores de lutita. Los dos mejores indicadores son la diferencia de la porosidad obtenida de los registros de densidad y neutron, así como el registro de rayos gamma.

$$V_{sh} = \frac{(\phi_n - \phi_d)}{(\phi_{nsh} - \phi_{dsh})} \quad \text{Density-Neutron}$$

$$I_{sh} = \frac{(GR - GR_{cl})}{(GR_{sh} - GR_{cl})} \quad \text{Gamma Ray}$$

Donde

GR : respuesta al registro de rayos gama en la zona de interés

GR<sub>cl</sub> : respuesta al registro de rayos gama en arenisca limpia.

GR<sub>sh</sub> : respuesta al registro de rayos gama en la zona de 100% de lutita

I<sub>sh</sub> : índice de lutita

La ecuación de densidad-neutron no se debe utilizar cuando exista gas o se sospecha de su existencia, ya que el gas distorsiona las respuestas que otorga el registro neutrón. I<sub>sh</sub> puede variar desde cero hasta 1.0 en arenas limpias a lutitas, respectivamente. Si la densidad de la formación no varía con el

contenido de arcilla,  $V_{sh}$  será igual a  $I_{sh}$ . Sin embargo, si el contenido de arcilla aumenta en presencia de un incremento de la densidad bulk, una relación más aplicable es:

$$V_{sh} = I_{sh} \cdot \left( \frac{\rho}{\rho_{sh}} \right)^3$$

Donde

$\rho$  : densidad de la formación de interés

$\rho_{sh}$  : la densidad en la zona cercana a 100% lutita

A menudo no se toman registros de densidad y por ende se debe utilizar correlaciones empíricas que relacionan a  $I_{sh}$  con  $V_{sh}$ , Estas correlaciones se han dado para diferentes épocas de deposición sedimentaria.

$$V_{sh} = 0.083 \cdot \left( 2^{3.7 \cdot I_{sh} - 1} \right) \quad \text{Rocas clásticas terciarias}$$

$$V_{sh} = 0.33 \left( 2^{2 \cdot I_{sh} - 1} \right) \quad \text{Rocas mesozoicas y más antiguas}$$

### Porosidad Efectiva ( $\phi_e$ ).

Ahora que se tiene un método para calcular el contenido de lutita, se puede proceder a determinar la porosidad efectiva de una zona de interés



determinada. La densidad y la porosidad a partir del neutron, deben ser corregidas primero debido al contenido de arcilla de la siguiente forma:

$$\phi_{dc} = \phi_d - V_{sh} * \phi_{dsh}$$

$$\phi_{nc} = \phi_n - V_{sh} * \phi_{nsh}$$

Donde

$\phi_{dsh}$  = Promedio de porosidad del registro de densidad en una zona 100% de lutita.

$\phi_{nsh}$  = Promedio de porosidad del registro neutron en una zona 100% lutita.

Si no existe gas presente, la porosidad efectiva se puede determinar como:

$$\phi_e = \frac{(\phi_{dc} + \phi_{nc})}{2}$$

Si existe presencia de gas la ecuación a utilizar sería:

$$\phi_e = \sqrt{\frac{(\phi_{dc}^2 + \phi_{nc}^2)}{2}}$$

### **Relación de Poisson (v).**

La relación de Poisson es definida como la relación entre la compresión y la elongación. Cuando una roca es comprimida en una dirección por alguna fuerza F, no solamente se comprime en esa dirección sino que también se elonga en la dirección perpendicular a la fuerza aplicada.

La relación de Poisson ( $\nu$ ) se define como:

$$\nu = - \frac{\left( \frac{d - d^*}{d} \right)}{\left( \frac{l - l^*}{l} \right)}$$

Las siguientes ecuaciones pueden utilizarse en el cálculo de la relación de Poisson en función de los datos sísmicos con que se cuentan y el conocimiento de las formaciones locales:

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{v_p}{v_s} \right)^2 - 1}{\left( \frac{v_p}{v_s} \right)^2 - 1} \qquad \nu = \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{T_s}{T_p} \right)^2 - 1}{\left( \frac{T_s}{T_p} \right)^2 - 1}$$

Donde

$v_p$  = es la velocidad de la onda compresional en ft/seg.

$v_s$  = es la velocidad de onda de corte en ft/seg.

T = son las lentitudes de las ondas en seg-ft.

De-Hua Han y Castagna desarrollaron correlaciones empíricas para areniscas que contengan impurezas de arcilla.

Para areniscas con intercalación de lutitas (De-Hua Han), con un error de 3 a 5%.

$$V_p = 5.59 - 6.93\phi_t - 2.18V_{sh}$$

$$V_s = 3.52 - 4.91\phi_t - 1.89V_{sh}$$

• Vp y Vs ambas están en km/seg.

### Módulo de Young (E)

EL módulo de Young de una roca o más frecuentemente llamado el coeficiente de proporcionalidad E, está relacionado al módulo de cizalla (G) de una roca y a la relación de Poisson según la ecuación siguiente:

$$E = 2G(1+\nu)$$

En un material homogéneo y elástico con presencia de cierta porosidad, el registro sísmico puede ser usado para determinar el módulo de cizalla con la ecuación siguiente:

$$G = a\rho_b v_s^2$$

Donde:

G = Modulo en M psi

a = 1.346 E-8

v<sub>s</sub> = La velocidad de onda de corte ft/seg

ρ<sub>b</sub> = densidad bulk g<sub>m</sub>/cc

Módulos de Young derivados de los registros acústicos se definen como módulo dinámico, mientras que los medidos en el laboratorio son módulos estáticos. Hay diferencias de opinión en cuanto a la validez de la utilización de

cualquiera de las mediciones en el modelamiento de una fractura con un consenso general de que el módulo estático es más adecuado para la estimación del ancho de las fracturas hidráulicas. Módulos dinámicos son generalmente mayores que los módulos estáticos. Existen trabajos para correlacionar módulos dinámicos a estáticos con buenos resultados en cores, obteniendo un perfil de módulos de Young calibrados a través del procesamiento de una onda sónica u otra correlación para los datos dinámicos.

$$E = 0.0054 \cdot \text{DTC}^2 - 0.982 \cdot \text{DTC} + 48.054$$

$$E = 23.5 \phi_n^2 - 28.3 \phi_n + 10.1$$

Donde

DTC = la lentitud compresional

$\phi_n$  = porosidad neutrón

En la ausencia de datos de cores disponibles, tres correlaciones empíricas desarrolladas por Lacy y Morales – Marcinew que pueden ser usadas.

### L. Lacy Correlation

Areniscas:

$$E_s = 0.0293(E_d)^2 + 0.4533E_d$$

Lutitas:

$$E_s = 0.0428(E_d)^2 + 0.2334E_d$$

Areniscas, Lutitas, Limolitas, dolomitas:

$$E_s = 0.018(E_d)^2 + 0.422E_d$$

## 2.6 MODELOS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA.

Los modelos de ingeniería para describir la propagación de una fractura hidráulica combinan elasticidad, flujo de fluido, balance de materiales y en algunos casos un criterio adicional de propagación.

Se puede relacionar la longitud y el ancho de fractura considerando insignificantes los efectos de filtrado, asumiendo que la fractura crece en dos alas iguales verticales y perpendicularmente al esfuerzo mínimo.

### Perkins – Kern Ecuación de Ancho de Fractura (Elíptico)

El modelo PKN asume la altura de la fractura constante, postula que la presión neta en la punta de la fractura es cero, además aproxima la velocidad lineal del fluido en cualquier locación y se basa en el caudal de inyección dividido por el área seccional. La sección transversal de la fractura resulta en una elipse con el ancho proporcional a la altura de la fractura.

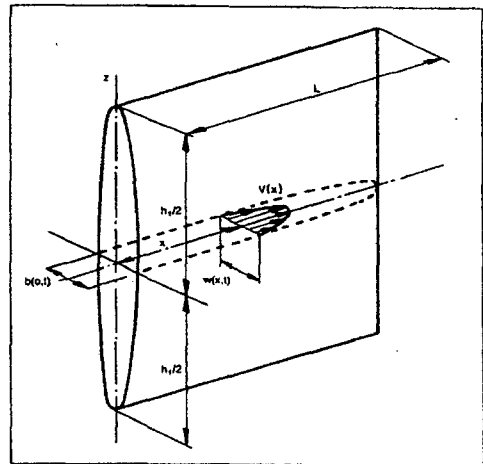


Fig # 13. Modelo PKN

La presión de fondo se incrementa ligeramente con la longitud de la fractura.

En realidad el caudal de flujo en la fractura es menor al de inyección no solamente debido a que parte del fluido se pierde por filtrado sino también debido al incremento del ancho de la fractura con el tiempo.

## Khristianovich – Zheltov – Geertsma – deKlerk Ecuación de Ancho (Rectangular)

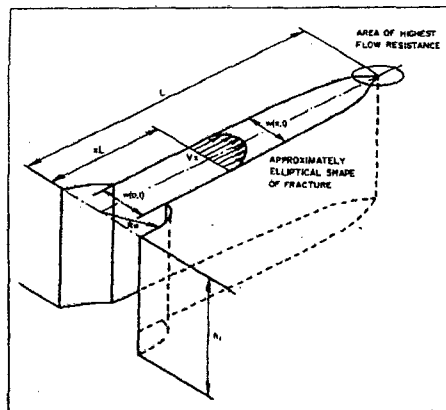


Fig # 14. Modelo KGD

En este modelo la altura de la fractura es constante y el ancho es proporcional a la longitud de fractura, se asume el ancho constante en el mismo eje vertical, el concepto físico señala que las caras de la fractura se deslizan libremente en el tope y en la base de la capa, la sección de la fractura resultante es un rectángulo.

La presión de fondo decrece levemente con la longitud de la fractura.

### Modelo Radial

La altura se asume directamente proporcional a la longitud  $h_f = 2x_f (= 2 r_f$ , el radio de la fractura). Mientras que el cálculo del ancho de fractura es sensible a como el fluido entra en la fractura, un modelo razonable puede ser postulado por analogía el cual resulta en el mismo ancho promedio que en PKN.

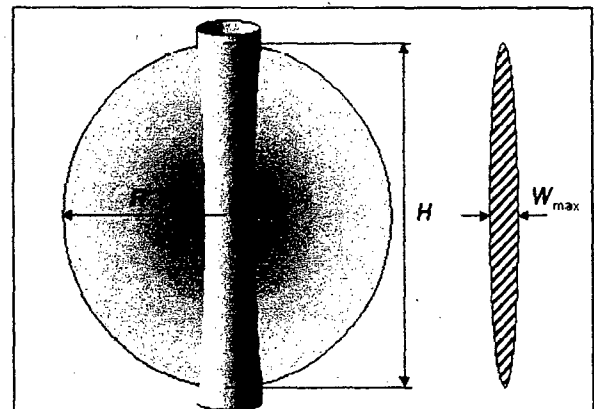


Fig # 15 Modelo Radial

## NOLTE Y SMITH – PREDICCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA DEL PERFIL DE PRESIONES.

Nolte y Smith introdujeron un método para el análisis de la respuesta de la formación durante el bombeo, para interpretar la geometría de fractura que se genera. Se basa en las ecuaciones desarrolladas para los modelos 2D. PKN asume que la presión neta es una función del tiempo.

$$\text{Log } P_n = e \log t + \text{Constante}$$

Esto indica que en ploteo de  $\log P_n$  vs  $\log t$ , según PKN la geometría de fractura será una línea recta de pendiente  $e$ , el cual tiene límites según:

$$\frac{1}{4n' + 4} < \frac{1}{2n' + 3}$$

Lo que representa el modo ( I ) en el ploteo de Nolte y Smith. De modo que en el gráfico de Nolte se tienen varias pendientes como se muestra en la figura.

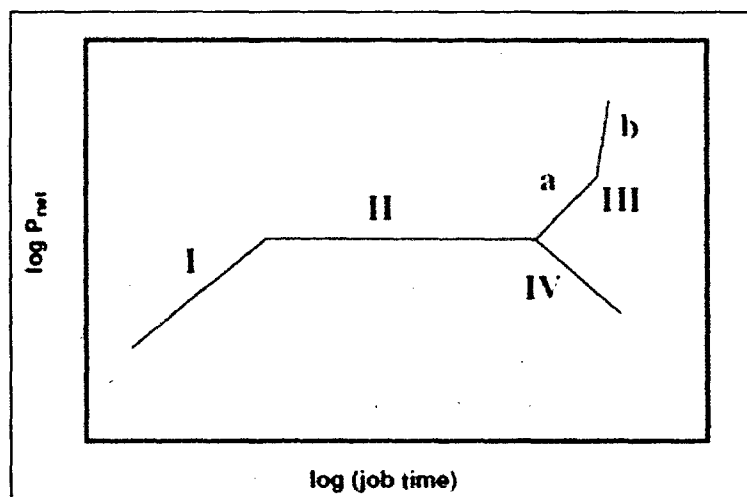


Fig # 16. Pendientes en el Análisis de Nolte

### ***PENDIENTE TIPO I***

Propagación con modelo tipo PKN, el gradiente es igual a e.

### ***PENDIENTE TIPO II***

Pendiente igual a 0, representa crecimiento en altura en adición a crecimiento en longitud o incremento en filtrado. También puede significar un cambio en las propiedades mecánicas de la roca.

### ***PENDIENTE TIPO IIIa***

Pendiente proporcional al tiempo es asociado a un adicional crecimiento en ancho como en un TSO.

### ***PENDIENTE TIPO IIIb***

Pendiente mayor a 2, ocurre durante un arenamiento usualmente un evento cercano al borde de pozo con incremento súbito de presión.

### ***PENDIENTE IV***

Pendiente negativa, rápido crecimiento en altura. Potencialmente se puede aplicar tanto a un modelo tipo KGD o radial.

## **MODELO TRIDIMENSIONAL**

Lumped 3D. Proveen rápidas respuestas con corridas en simuladores de complejos juegos de ecuaciones, consistentes con modelos anteriores, son corridos por computadoras convencionales, como ejemplo tenemos al Mfrac y FracProPT, los cálculos son basados en iteraciones sucesivas para obtener resultados aproximados pero no exactos, usa las ecuaciones usadas en los modelos 2D para flujo de fluidos y transporte de propanes por convección y decantación, permiten incorporar mecanismos de fracturamiento más complejos para realizar un matching de las presiones netas observadas en tiempo real.



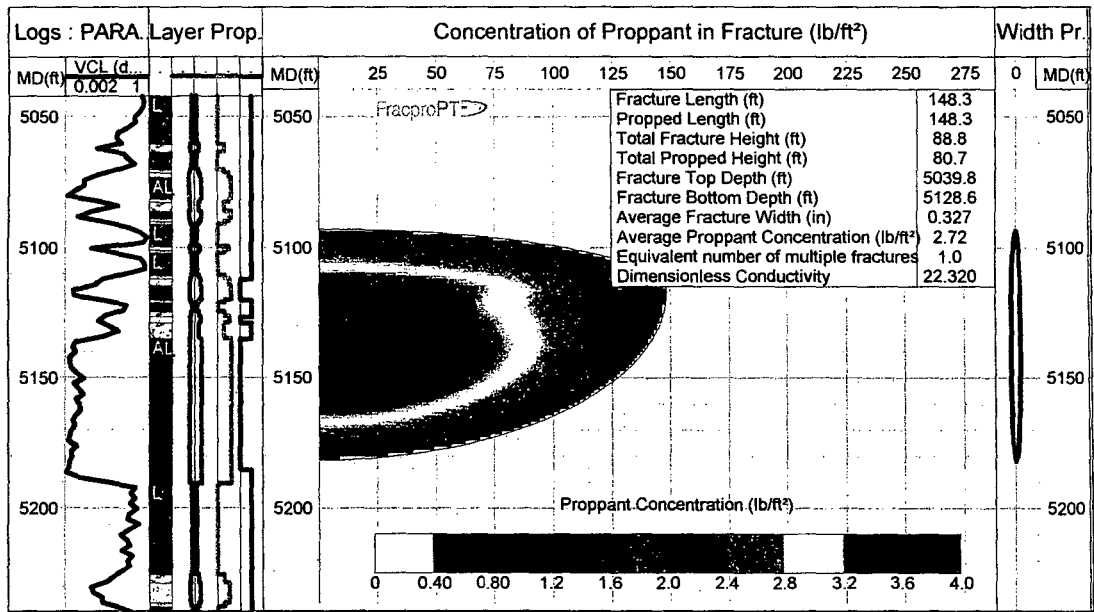


Fig # 17. Modelo de simulación Lumped 3D Usado por FracproPT.

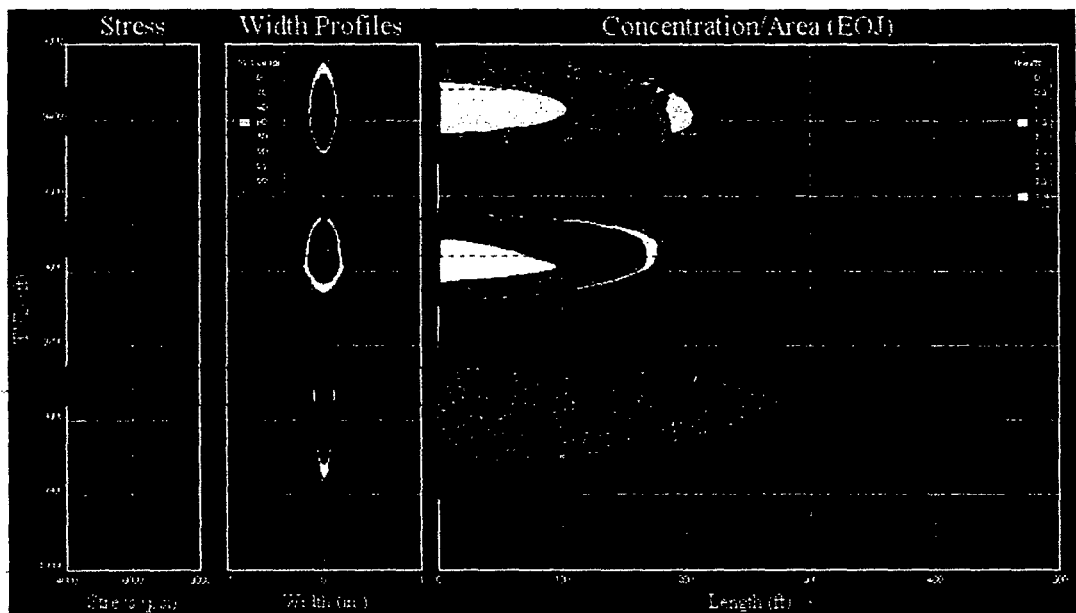


Fig # 18. Modelo de simulación Lumped 3D Usado por FracproPT.

## 2.7 FRACTUAMIENTO TIPO TSO.

Los elementos críticos en tratamientos de fractura en formaciones de elevada permeabilidad; diseño, ejecución e interpretación del comportamiento del tratamiento son sustancialmente diferentes a los usados en tratamientos convencionales. En particular formaciones de elevada permeabilidad caen en un cuidadosamente cronometrado Tip Screen Out (TSO), para limitar el crecimiento, permitir el ensanchamiento y empaque de la fractura.

El TSO ocurre cuando suficiente propano ha sido concentrado en la punta para prevenir el crecimiento de la fractura. Una vez que el crecimiento de la fractura ha sido parado y asumiendo que el rate de bombeo es mayor que la filtración a la formación, el bombeo continuo ensanchará la fractura, esto es incrementará el ancho de la fractura. Por lo tanto el TSO, el ensanchado de la fractura deberá ser acompañado por el incremento de la  $P_n$ .

El tratamiento puede ser conceptualizado en dos etapas distintas, la creación de la fractura (equivalente a fracturas convencionales) y el inflado-empaquetamiento luego del TSO.

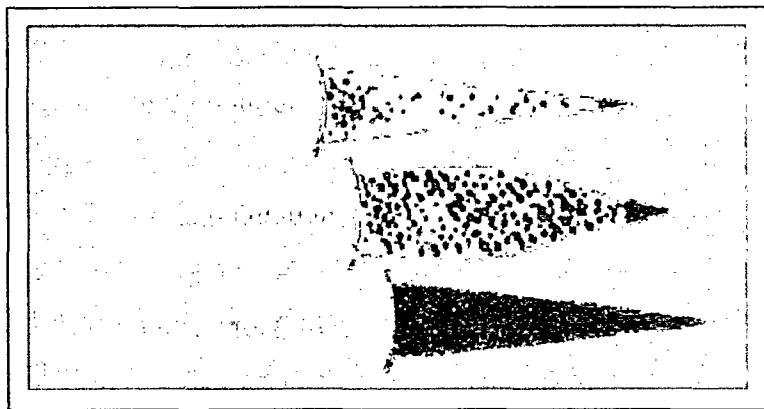


Fig # 19. Representación de los periodos de un TSO

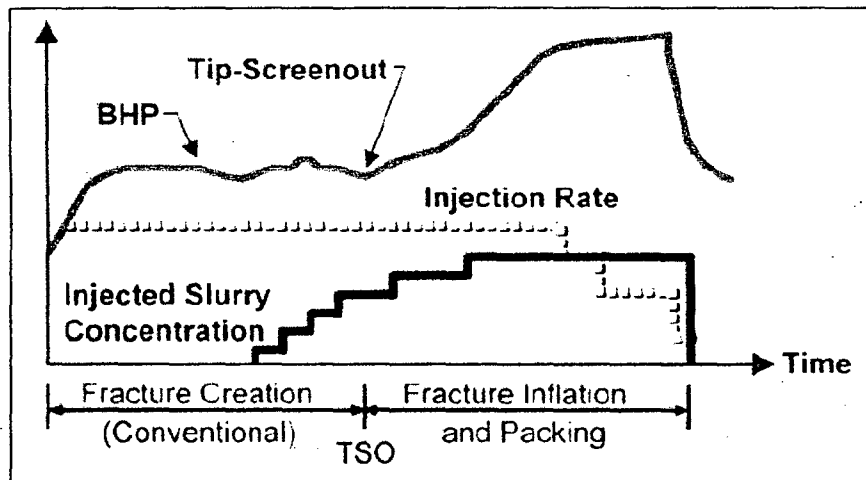


Fig # 20. Periodos de un TSO

La creación de la fractura y el logro del crecimiento en ancho es acompañado por la inyección de un volumen relativamente pequeño de fluido limpio PAD seguido por una lechada conteniendo de 1-4 lbs de arena por galón de fluido. Una vez que el crecimiento de la fractura ha sido detenido el continuar inyectando fluido construye ancho permitiendo la inyección de mayores concentraciones de propante 10 – 16 lbs por galón. Una práctica usual es disminuir la inyección cerca del final del tratamiento para deshidratar y empaquetar la fractura cerca del pozo. La reducción del caudal también puede ser usada para forzar un TSO en casos donde no se observa un TSO en el registro en tiempo real de la presión de fondo.

- PRESION NETA Y LEAKOFF (FILTRADO) EN AMBIENTES DE ALTA PERMEABILIDAD

Los fracturamientos en reservorios de alta permeabilidad constituyen procesos dominados por la presión neta y el filtrado. Primero, estos reservorios son típicamente suaves y exhiben bajos módulos elásticos, y segundo, los volúmenes de fluidos son relativamente pequeños, sin embargo el filtrado es

alto (debido a que la permeabilidad es alta, a que la compresibilidad de los fluidos de reservorio y la no construcción de pared por los fluidos de fractura).

La presión neta es la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra, lo que implica una única presión de cierre.

Muchos esfuerzos se han realizado para investigar el comportamiento del filtrado hacia el reservorio en formaciones de alta permeabilidad, se tienen tres modelos, el tradicional de Carter con algunas modificaciones, un modelo alternativo para construcción de pared y filtrado realizado por Mayerhofer y el último y más apropiado estudiado por Fan y Economides, el cual considera las resistencias en serie generadas por la pared construida, la invasión de polímero y el reservorio.

- Modelo de Filtración de Fan y Economides (Zona invadida por Polímero)

Se concentra en una resistencia adicional creada por la resistencia de la invasión de polímero en la roca. La fuerza motora detrás del filtrado de fluido es la diferencial de presión entre la cara de la fractura y el reservorio  $P_{frac} - P_i$ , el cual es equivalente a la suma de tres caídas de presión a través de la pared construida, la zona invadida por el polímero y el reservorio.

$$P_{frac} - P_i = \Delta P_{cake} + \Delta P_{invad} + \Delta P_{res}$$

La presión de tratamiento en la fractura es equivalente a la presión neta más la presión de cierre (mínimo esfuerzo horizontal). Cuando un fluido que no tiene la capacidad de construir pared es utilizado, la caída de presión a través de la pared construida es insignificante. Este es el caso para muchos tratamientos en formaciones de elevada permeabilidad.

El modelo físico se muestra en la figura, indicando la zona como I a la zona invadida por el polímero y como II la región compresible en el reservorio.

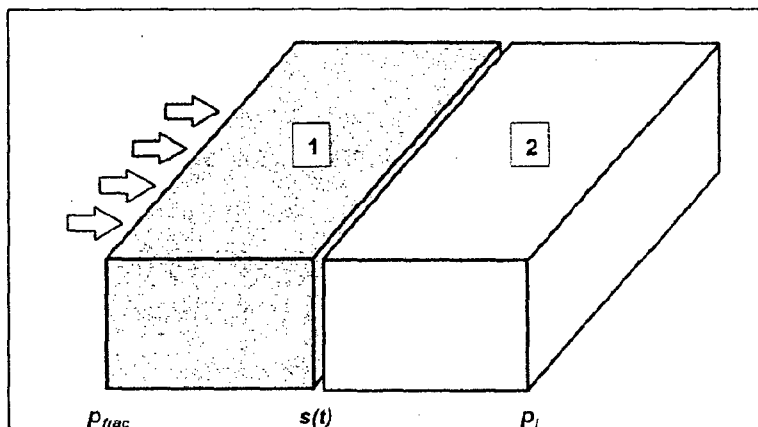


Fig # 21. Modelo de pérdida de fluido

Utilizando la ecuación de conservación de masa, de flujo de fluidos y las apropiadas ecuaciones de estado, una descripción matemática del filtrado de fluido puede ser descrito como punto de inicio en la ecuación siguiente para un fluido del tipo ley de potencias en medio poroso.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial P^2} = \frac{n\phi\mu_{eff}C_t}{k} \frac{1^{1-n}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial t}$$

$c_t$  es la compresibilidad del sistema,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $u$  es el caudal de flujo superficial,  $n$  es el índice de comportamiento de fluido,  $\phi$  es la porosidad de la formación y  $\mu_{eff}$  es la viscosidad efectiva del fluido ( $K'$  es el índice de consistencia del fluido de ley de potencias)

$$\mu_{eff} = \frac{K'}{12} \left(9 + \frac{3}{n}\right)^n (150 k \phi)^{\frac{1-n}{2}}$$

Combinando la descripción de la zona invadida y el reservorio la caída total de presión es dado por Fan y Economides como:

$$P_{frac} - P_r = \frac{\sqrt{\pi} \phi \eta}{2} \frac{k}{k} \left\{ \begin{array}{l} \mu_{app} \sqrt{\alpha_1} e^{\left(\frac{\eta}{\sqrt{4\alpha_1}}\right)^2} \operatorname{erf}\left(\frac{\eta}{\sqrt{4\alpha_1}}\right) \\ + \mu_r \sqrt{\alpha_2} e^{\left(\frac{\eta}{\sqrt{4\alpha_2}}\right)^2} \operatorname{erfc}\left(\frac{\eta}{\sqrt{4\alpha_2}}\right) \end{array} \right\}$$

$$\text{where } a_1 = \frac{k}{n\phi\mu_{eff}\left(\frac{1}{u}\right)^{1-n} c_1} \text{ and } a_2 = \frac{k}{\phi\mu c_1}$$

A las condiciones dadas anteriormente, la ecuación anterior puede ser resuelta iterativamente para el parámetro  $\eta$  (no confundir con la eficiencia de fluido). Una vez que el valor de  $\eta$  es encontrado para una específica caída de presión, el caudal de filtrado puede calcularse de:

$$q = A \left(\frac{\eta}{2\phi}\right) \frac{1}{\sqrt{t}}$$

De manera que el factor  $\frac{\eta}{2\phi}$  puede ser considerado un coeficiente de leakoff aparente dependiente de la presión.

## ANOTACIONES SOBRE DISEÑOS TSO

En los primeros diseños comúnmente fueron establecidos el uso de 50% en volumen de pad y en un agresivo crecimiento en las rampas de tratamiento, luego se ha hecho más común la disminución a solamente entre el 10 y 15% y extendido de 0.5 a 2 ppg la primera rampa, teniendo la tendencia de incrementar a entre 10 y 14 ppg hacia el final del tratamiento.

Existe un criterio nuevo para separar en periodo de propagación de la fractura lateralmente y el periodo de inflación de la fractura, este criterio está basado en la relación de ancho promedio "dry to wet". Esto es la relación de dry ancho promedio (asumiendo que solamente el propante dry es dejado en la fractura), el wet ancho promedio (dinámicamente alcanzado durante el bombeo). Cuando la relación de anchos promedios de dry a wet alcanza un valor crítico, se alcanzaría el TSO y el frenado del crecimiento de la fractura .

Es importante realizar el diseño de bombeo de tal modo que se alcance el valor crítico de la relación de anchos dry a wet al mismo tiempo en que el crecimiento de la fractura alcanza el óptimo deseado. Es sugerido como valor crítico un valor entre 0.5 y 0.75 (representando la arena deshidratada en la fractura), lamentablemente no hay experiencias previas que sustenten esta observación. La intuición de los ingenieros y la experiencia previa son críticos para lograr un frenado en el crecimiento de la fractura en una formación dada.

Otra consideración en el diseño de TSO es que la fractura debe bypasear el daño asumido en la región cercana al borde de pozo. El diseño debe especificar una longitud de penetración mínima objetivo. A menudo la longitud está en el orden de 50 ft.

## **CONSIDERACIONES DURANTE EL BOMBEO DE UN TRATAMIENTO TIPO TSO**

- Los tratamientos pueden bombearse usando una herramienta de servicio para gravel pack en la posición de circulación con la válvula anular cerrada en la superficie. Ello permite registrar la presión de fondo en el anular y el monitoreo en tiempo real de la operación.

- Cuando no hay evidencia de un TSO planeado durante la evaluación en tiempo real, las últimas etapas de bombeo pueden realizarse a caudales bajos para forzar un TSO

## **2.8 MINIFRAC, STEP RATE TEST Y ANÁLISIS DE DECLINACIÓN.**

Existen tres pruebas con variaciones, que forman la actual base de pruebas previas al tratamiento en formaciones de alta permeabilidad, estas son Step Rate, minifrac y Declinación de presiones.

### **STEP RATE TEST (SRT)**

El SRT, como su nombre implica inyección de fluido a varios caudales estabilizados, iniciando con caudales matriciales e incrementando hasta lograr valores por encima de la presión de extensión de la fractura.

Se puede determinar de esta prueba la presión de extensión y rate de extensión de fractura, las presiones estabilizadas son ploteadas en cartesiano versus el caudal estabilizado. Dos líneas rectas son formadas si se unen los puntos. Una hacia abajo para caudales y presiones debajo de la presión de extensión y una hacia arriba con los caudales y presiones por arriba de la presión de extensión. La intersección de las rectas indica la presión y caudal de extensión de la fractura.



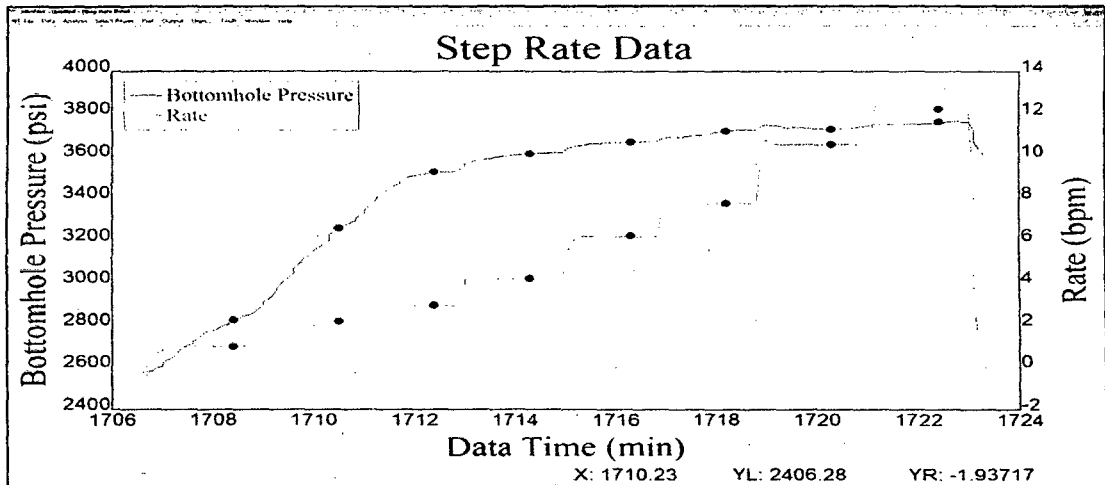


Fig # 22. Toma de datos para SRT

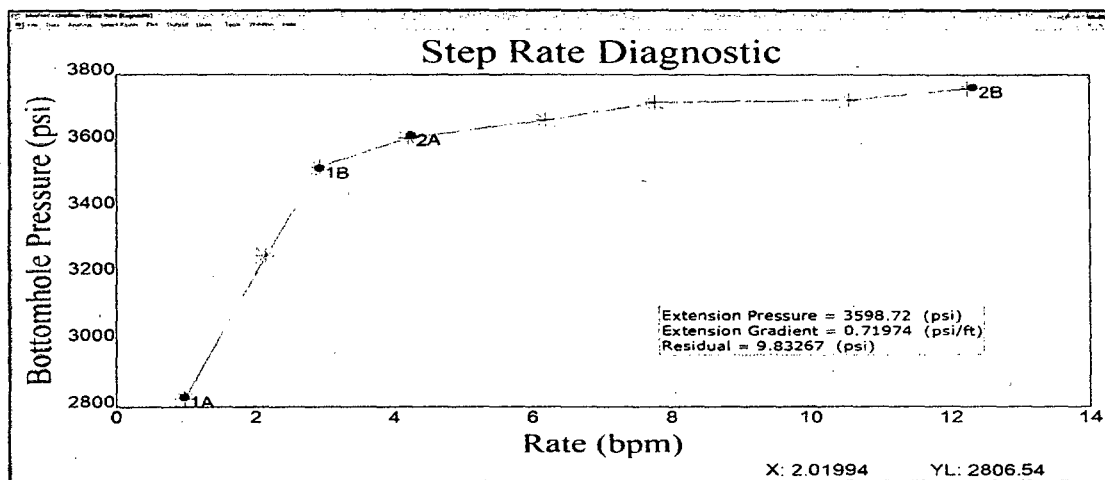


Fig # 23. Ploteo de datos en SRT

Podemos tener conocimiento de los caudales que aseguran no tener una extensión de la fractura y lograr el empaquetamiento de la misma.

Una opción normal SRT conocido como SDT (Step Down Test) es a menudo utilizado para identificar las pérdidas de presión por fricción y sus componentes, es realizado inmediatamente después de un minifrac o cualquier bombeo realizado, mediante la observación de las variaciones de presión con

el decrecimiento del caudal de bombeo, las restricciones cercanas al pozo pueden ser inmediatamente detectadas.

### STEP DOWN TEST (SDT)

Es un proceso de diagnóstico en fracturamiento hidráulico que permite identificar y cuantificar la fricción en la región cercana al borde de pozo y la fricción en los perforados. Puede ayudarnos a identificar potenciales problemas en la colocación del propante, gracias al SDT se sabe hoy que la mayoría de casos de arenamiento prematuro es debido a los efectos de tortuosidad en la región cercana al contorno del pozo.

El concepto es crear primero una fractura hidráulica estable, y luego realizar una serie de caídas de caudal de inyección. Una fractura actúa igual a un capacitor, significando que la presión en el cuerpo principal de la fractura no cambia abruptamente con pequeñas variaciones de caudal.

Una forma simplificada de realizar el análisis es graficar las caídas de presión resultantes versus las caídas de caudal registradas de la prueba, la curva que se puede trazar por estos puntos corresponde a la ecuación:

$$\Delta P_{near\ wellbore} = K_{near\ wellbore} Q^{\beta}$$

Donde:

$\Delta P_{near\ wellbore}$  Es la caída de presión en las cercanías del borde del pozo, psi.

Q es el caudal en BPM

K es una constante

$\beta$  Es el exponente de fricción total

El análisis puede situarse entre dos limites uno que comprende una fricción total por efectos de fricción en perforados

$$\Delta P_{perf} = K_{perf} Q^2$$

O toda la fricción debido a los efectos de tortuosidad.

$$\Delta P_{nwb} = K_{nwb} Q^{0.5}$$

Sin embargo, lo que se observa comúnmente es un combinación de ambos tipos de fricción con una de las dos predominando sobre la otra con un coeficiente de fricción entre 0.5 y 2.

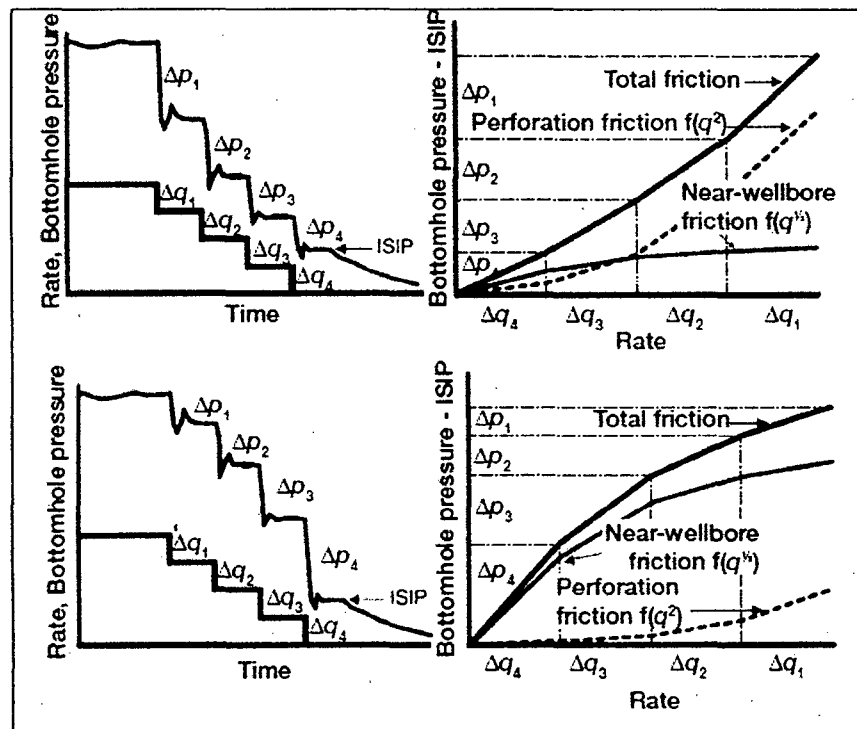


Fig # 24. Proceso de Análisis de un SDT

## MINIFRAC

La prueba en locación más importante antes de la ejecución del tratamiento principal es conocido como minifrac, es un procedimiento que emplea varias etapas de bombeo y relativamente grandes volúmenes de fluido, la información recolectada de un minifrac incluye, la presión de cierre, la presión neta, pérdidas de fricción en el sistema de bombeo, posible evidencia de contención de la fractura. La parte de declinación de la curva de presión es utilizada para obtener la eficiencia del fluido, el coeficiente de leakoff,

Un tratamiento del tipo minifrac debe realizarse con las mismas consideraciones que el diseño de tratamiento. El objetivo del minifrac es tener la mejor representación de lo que podría pasar durante el tratamiento principal. Para alcanzar esto, suficiente geometría debe ser creada. El más representativo debe tener el mismo caudal de inyección y el mismo volumen que el tratamiento principal pero a menudo esto no es práctico.

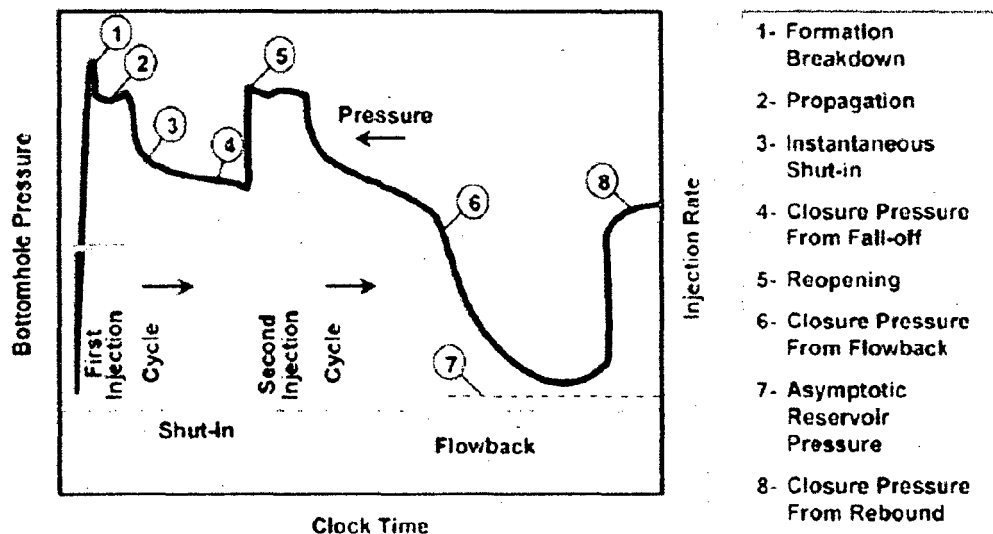


Fig # 25. Periodos de Bombeo durante un Fracturamiento Hidráulico

## ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Tan pronto como las bombas se paran al final de un minifrac o un bombeo de calibración, la presión declina paulatinamente. Inicialmente la presión neta a menudo es positiva y la fractura puede seguir propagándose. Sin embargo inmediatamente luego de que ya no ingresa fluido a la fractura, la fractura comenzará a reducirse, a medida que el fluido filtra a la formación la fractura se irá cerrando hasta que no quede más fluido en ella.

El tiempo en el que la fractura alcance el cierre, definirá la velocidad de pérdida de filtrado hacia la formación, así mismo, la presión a la cual la fractura se cierre nos dirá cuán difícil será colocar la fractura requerida.

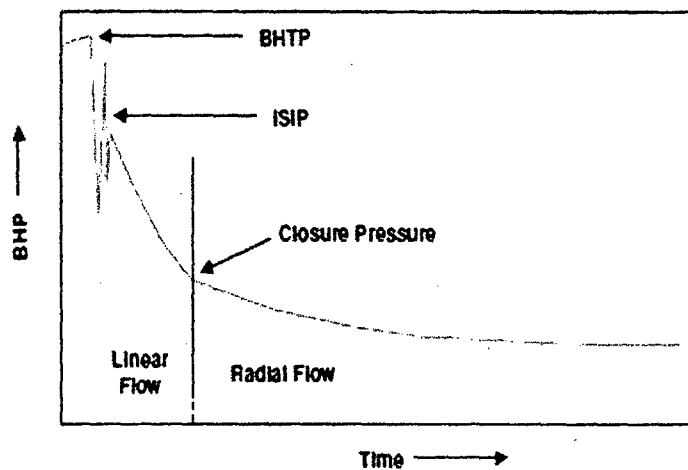


Fig # 26. Parámetros de Declinación de la presión

En la figura anterior BHP es la presión actual de tratamiento frente a los punzados, ISIP es la presión instantánea de cierre luego de parar las bombas, BHP es la presión frente a los punzados. La diferencia entre la BHP y la ISIP es la presión de fricción total que se tiene en el sistema de fracturamiento.

La presión de cierre puede ser determinada mediante varios métodos, entre los más importantes se encuentran los siguientes:

Gráfico Raíz Cuadrada, El volumen de fluido perdiéndose en la formación es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo en el que la fractura estuvo abierta, cuando la fractura se cierra el fluido deja de filtrar por las caras de fractura, teniendo ahora nuevamente una pérdida de filtrado de acuerdo con la ecuación de Darcy.

$$q = \frac{k h \Delta P}{\mu \ln(r_e / r_w)}$$

q es la velocidad de filtrado, k es la permeabilidad de la formación, h es la altura neta de la formación,  $\mu$  es la viscosidad,  $r_e$  es el radio externo de la formación,  $r_w$  es el radio del pozo y  $\Delta P$  es el diferencial de presión entre la formación y el pozo. Por lo tanto, si se grafica BHP versus la raíz cuadrada del tiempo. El periodo antes del cierre de la fractura debe mostrar una línea recta. El momento de cierre, se define como el punto donde la línea recta empieza a curvarse como se muestra en la Figura siguiente.

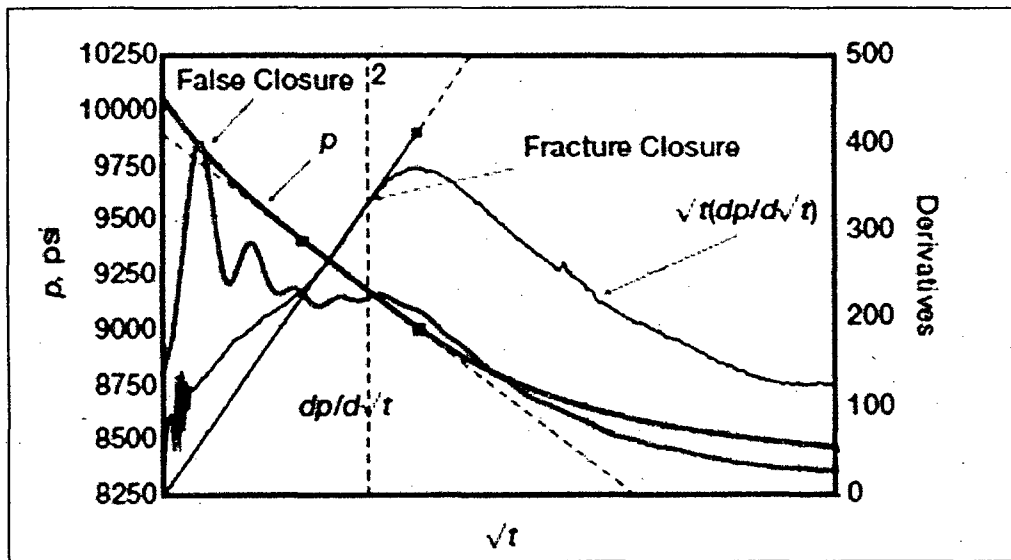


Fig # 27. Derivada de la Raíz Cuadra del Tiempo

Este ploteo es muy útil, sin embargo, la presencia de tortuosidad o fracturas paralelas puede enmascarar el punto de cierre haciéndolo muy difícil de ubicar con precisión.

## ANÁLISIS DE LA FUNCIÓN G

Nolte encontró la relación siguiente para la declinación de la curva, luego de que las bombas se han parado:

$$g(\Delta t_D) = \left( \frac{4/3(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2}}{(1 + \Delta t_D) \sin^{-1} \left( \frac{\Delta t_D}{1 + \Delta t_D} \right) + \Delta t_D} \right)$$

Con

$$\Delta t_D = \left( \frac{t - t_i}{t_i} \right)$$

Donde  $t$  es el tiempo desde el inicio de la inyección de fluido y  $t_i$  es el tiempo de filtración.

La ecuación superior de la matriz representa el límite superior y la ecuación inferior representa el límite inferior de la función G. En la práctica, para encontrar el valor de  $g(\Delta t_D)$ , ambos valores se calculan y se realiza una extrapolación con base en el exponente de ley de potencias del fluido de fractura ( $n$ ) y la geometría de fractura (radial, PKN, KGD). La extrapolación es realizada entre los dos valores de la variable  $\alpha$ . Para el límite inferior  $\alpha = 0.5$  y en límite superior con  $\alpha = 1$ . Los valores actuales para  $\alpha$  dan las siguientes ecuaciones según el modelo utilizado:

$$\alpha = (2n + 2)/(2n + 3) - PKN$$

$$\alpha = (n + 1)/(n + 2) - GKD$$

$$\alpha = (4n + 4)/(3n + 6) - \text{radial}$$

El valor de  $\alpha$  usado para la extrapolación es dependiente de la eficiencia del fluido y el coeficiente  $n$ . Los valores tienden a estar por lo general entre 0.5 y 0.7, en la práctica se utiliza 0.6.

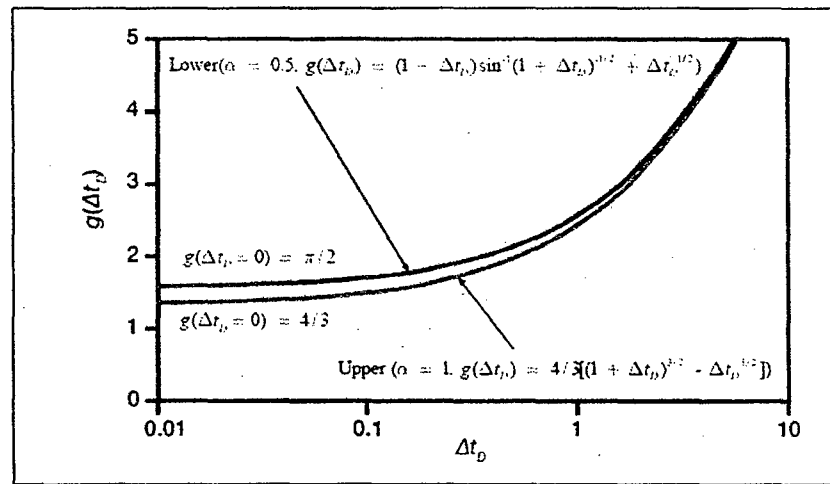


Fig # 28. Limites de la Funcion G

Luego, la función de Nolte es una función de  $\Delta t_D$  tal como se muestra en la ecuación:

$$G(\Delta t_D) = g(\Delta t_D) - g(\Delta t_D = 0)$$

Se debe notar que para  $\alpha = 1$  y 0.5 para  $g(\Delta t_D = 0)$  es igual a  $4/3$  y  $\pi/2$ , respectivamente.



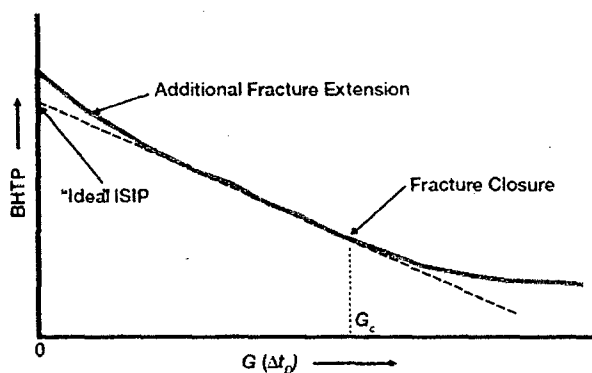


Fig # 29. Función G

Del gráfico anterior tres puntos importantes pueden señalarse, la presión instantánea de cierre ISIP, el periodo constante de declinación de la curva y finalmente la presión de cierre de la fractura. Debe notarse que si el tiempo de bombeo es igual al tiempo de cierre,  $G_{dt}$  es igual a  $G_c$  e igual a 1.

La eficiencia de flujo, cuando  $g_{\Delta t D}$  es igual al tiempo de cierre se determina como sigue:

$$\eta = \left( \frac{g(\Delta t_{cD}) - g(\Delta t_D = 0)}{g(\Delta t_{cD})} \right) \left( \frac{1 - v_{prop}}{1 - v_{prop}/\eta} \right)$$

Donde  $v_{prop}$  es la fracción del volumen total de la fractura ocupado por el agente sostén. Para minifrac  $v_{prop}$  es cero, luego:

$$\eta = \left( \frac{g(\Delta t_{cD}) - g(\Delta t_D = 0)}{g(\Delta t_{cD})} \right)$$

Que puede simplificarse a:

$$\eta = \frac{G_c}{2 + G_c}$$

El que representa un método más simplificado de determinar la eficiencia del fluido.

### Gráficos de Derivadas

Cuando se efectúa un análisis de declinación, se puede utilizar mucho tiempo tratando de encontrar los cambios en las gradientes de las curvas. Sin embargo, es más fácil encontrar esos cambios en las pendientes, mediante el gráfico de las derivadas de las curvas a analizar.

Sobre un gráfico de derivadas, una línea horizontal indica que el parámetro analizado en el gráfico sin derivadas, varía en una línea recta con pendiente constante, cambios en la pendiente en el ploteo sin derivadas, mostrarán rápidas variaciones en el ploteo de la derivada de esa variable.

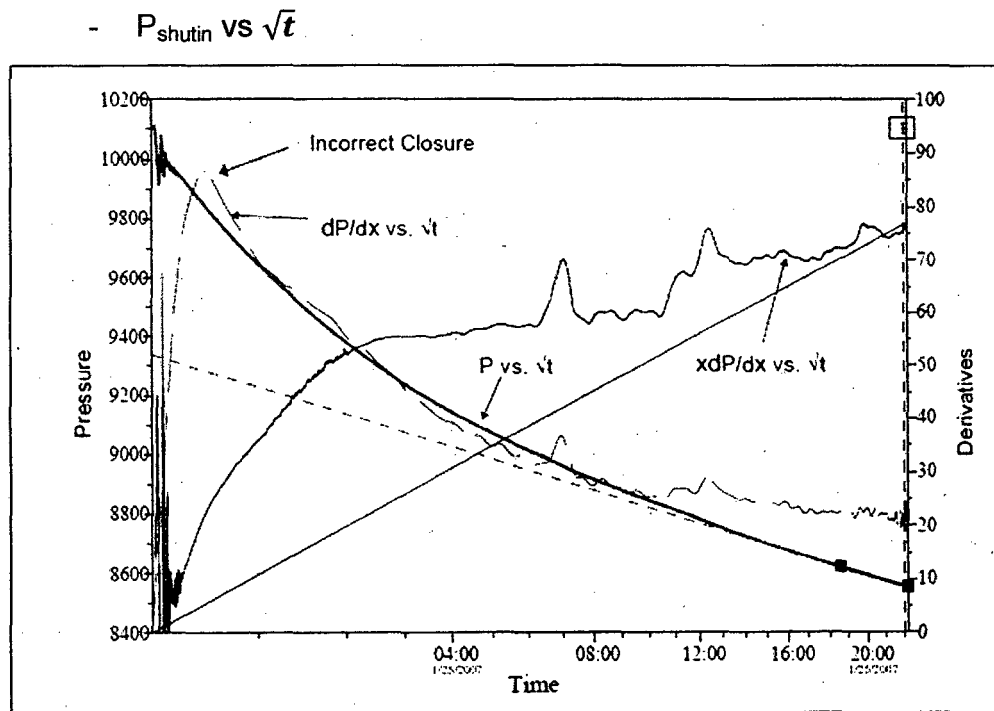


Fig # 30. Derivada de la Raíz cuadrada del tiempo

-  $P_{shutin}$  vs Función G

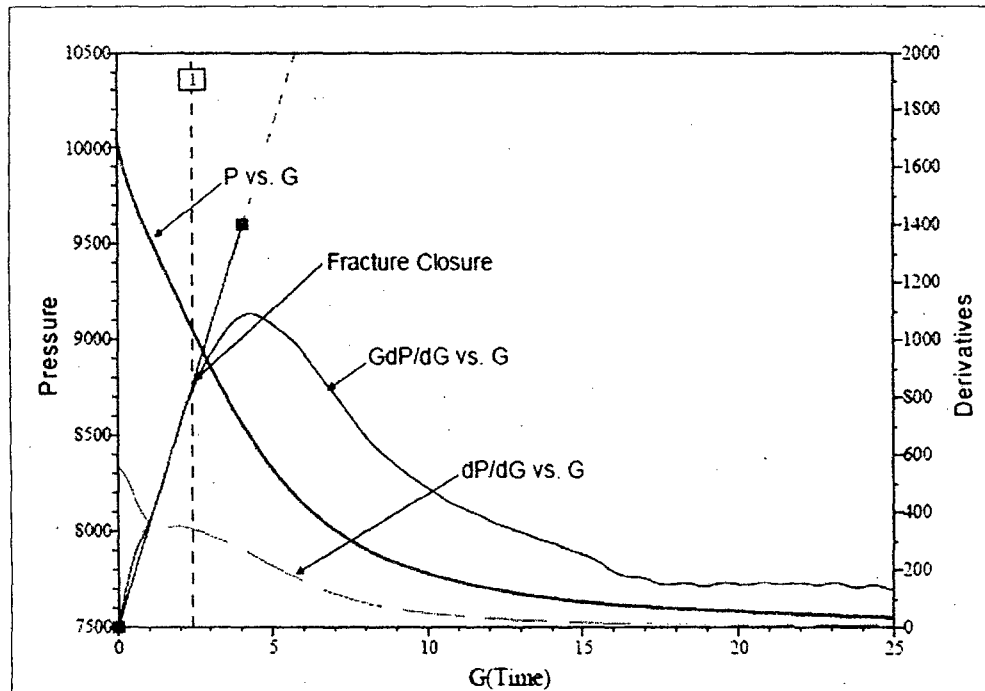


Fig # 31. Derivada de la Función G

## 2.9 FLUIDOS DE FRACTURA.

La mecánica de fluidos es el estudio del comportamiento de los fluidos, es la que predice la pérdida de fricciones que se producen y las fuerzas generadas durante el flujo de fluidos. La reología estudia la deformación de los fluidos y es usada para determinar la resistencia a fluir debido a la aplicación de una fuerza o presión.

Las propiedades fundamentales de un fluido son:

Densidad. Que indica cuanto material está contenido en un determinado volumen, se puede asumir que los fluidos base agua tienen una densidad

constante, debido a que su composición es constante, sin embargo, varía debido a la temperatura del fluido

Viscosidad. Es la medida de cuán grande es la resistencia de un fluido a ser deformado, como resultado de una fuerza o presión aplicada. Es una medida de cuan espeso es un fluido, esta propiedad cambia notablemente con la temperatura, se define como la relación del esfuerzo de corte a la velocidad de corte.

Temperatura. Es una medida de cuanta energía calorífica contiene un material, a más caliente un material, más energía calorífica contiene.

Velocidad de Corte. Cuán rápido un fluido está fluyendo debido al movimiento de una superficie en contacto. Es una medida de cuanta agitación está recibiendo un fluido.

Esfuerzo de Corte. Es la resistencia que un fluido produce a una velocidad de corte.

La viscosidad, define cuanto esfuerzo de corte se produce en fluido debido a la aplicación de una velocidad de corte.

**Fluido Newtoniano.** Un fluido será Newtoniano, si la viscosidad es constante, (como ejemplos, tenemos: agua fresca, agua de mar, ácidos, diesel, alcohol).

**Fluidos Plásticos de Bingham.** Requieren una fuerza inicial para moverse, luego que el esfuerzo inicial de gel ha sido roto se mueve con una viscosidad constante.

$$\tau = Y_p + P \cdot \gamma$$

–  $Y_p$  se conoce como esfuerzo de cedencia en lb-100 ft<sup>2</sup>

–  $P_v$  es la viscosidad plástica en cp.

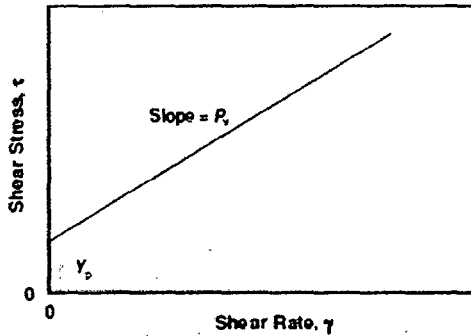


Fig # 32. Modelo de Bingham

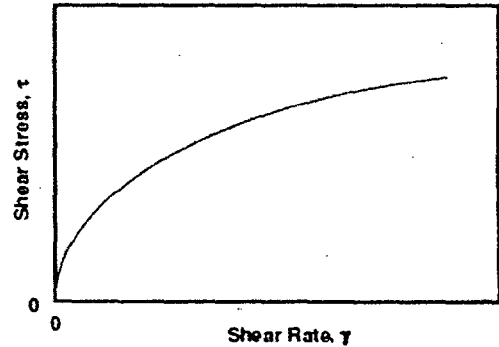


Fig # 33. Modelo de Ley de Potencias

### ***Fluidos Correspondientes con la Ley de Potencias***

No existe una linealidad cuando se relaciona el esfuerzo de corte a la velocidad de corte, por lo tanto la viscosidad aparente cambia con la velocidad de corte.

$$\tau = K \gamma^{n'}$$

$K'$  es el índice de consistencia

$n'$  es el índice de comportamiento

Para determinar  $n'$  y  $k'$  se evalúa los valores de esfuerzo de corte y velocidad de corte en un gráfico log – log, según la ecuación siguiente, la gráfica resulta en una línea recta.

$$\log \tau = \log K' + n' \log \gamma$$

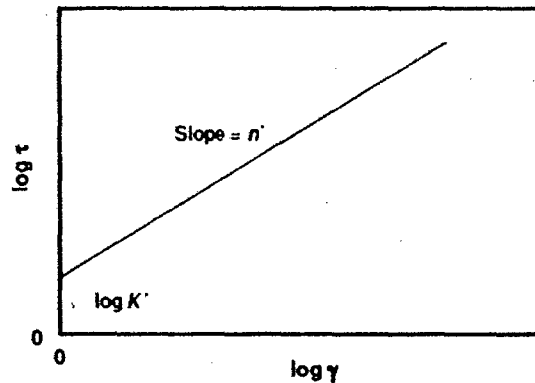


Fig # 34. Gráfico Lo-Log de un modelo ley de potencias.

Los fluidos que reducen su viscosidad con el incremento de la velocidad de corte, tienen un  $n'$  menor a 1. **LA MAYORIA DE LOS FLUIDOS USADOS PARA FRACTURAMIENTO ESTAN DENTRO DE ESTA CATEGORIA.**

Los fluidos newtonianos son un caso especial en el que  $n'$  es igual a 1, por lo tanto la viscosidad aparente es igual a  $k'$ .

Los fluidos que incrementan su viscosidad con el incremento de la velocidad de corte, tienen un  $n'$  mayor a 1.

### **SISTEMAS DE FLUIDOS.**

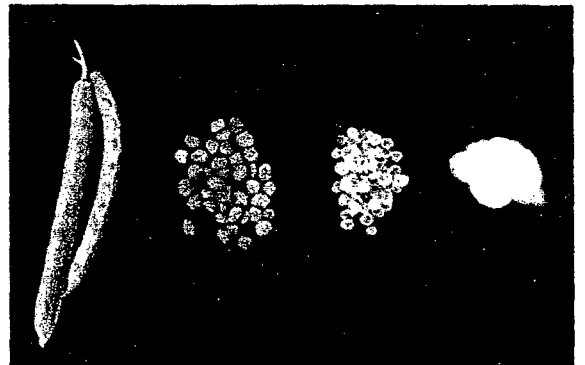
Los fluidos de fractura es una parte importante del proceso de fracturamiento. Son el vehículo que nos permite llevar la energía mecánica dentro de la formación. El fluido es quien crea la geometría de fractura, transporta el agente de sostén dentro de la fractura y suspende los granos hasta que la fractura se cierre.

El fluido debe tener las siguientes propiedades:

1. Costo bajo.
2. Fácil de usar.
3. Tener bajas pérdidas por fricción en tuberías de tratamiento.
4. Generar suficiente viscosidad para suspender el propante en la fractura.
5. Baja viscosidad después del tratamiento para permitir su recobro.
6. Ser compatible con la formación, con el fluido de la formación y con el propante usado.
7. Seguro de ser usado sin generar riesgo físico, químico o biológico para el personal y problemas ambientales.

#### SISTEMA DE FLUIDOS BASE AGUA

Los primeros fluidos de fractura, fueron del tipo base petróleo y usaron almidón como el agente gelificante, hasta que en los años 60, fue usada la goma guar en los tratamientos, convirtiéndose hasta la actualidad los polímeros derivados de la goma guar como el material más común



en los fluidos de fractura. Por otro lado, también se tienen los polímeros derivados de la celulosa.

Antes de que el polímero seco se agregue al agua, las moléculas individuales están fuertemente envueltas en ellas mismas. Cuando la molécula de polímero se hidrata en agua, éstas se desatan, motivo por el cual se les llama geles lineales.

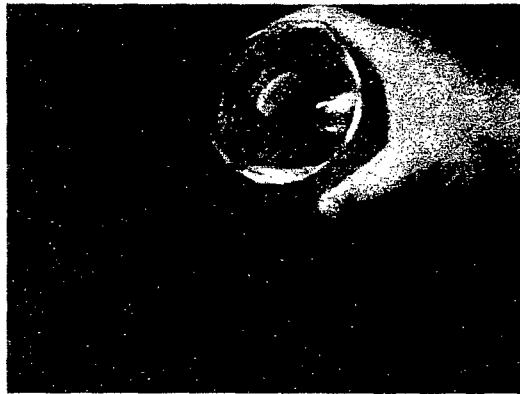


Fig # 35. Gel Lineal

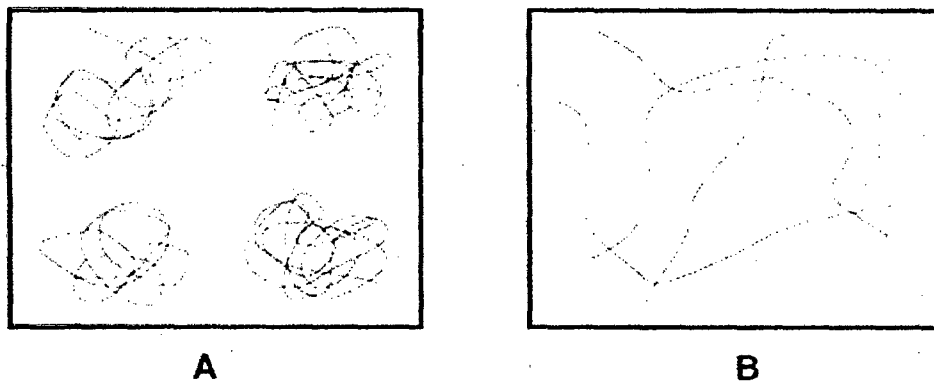


Fig # 36. Formacion del Gel Lineal.

Son estas largas moléculas lineales las que producen incremento de viscosidad del fluido; sin embargo, debe ser recordado que esta hidratación solamente ocurre a cierto rango de Ph, fuera de él la hidratación en algunos casos puede ser muy lenta o quizás inexistente.

Los polímeros usados para formular geles lineales incluyen entre otros a los siguientes:

Almidón, Goma guar GW, Hidroxipropil guar HPG, Carboximetil hidroxipropil guar CMHPG, carboxi metil guar CMG, celulosa, hidroxietil celulosa HEC, carboximetil hidroxietil celulosa CMHEC, goma xantica y sus derivados. El polímero más usado para fluidos de fractura es la GW, HPG y CMHPG.



## FLUIDOS DE FRACTURA CROSSLINKEADOS.

Son los sistemas que ofrecen la mejor combinación de bajo costo, fáciles de usar, elevada viscosidad y fáciles de recuperar, por lo que son los que deben ser usados a menos que alguna razón específica lo impida.

El punto de partida para tener un fluido crosslinkeado es un gel lineal, a partir de ellos se tiene que lograr un fluido que contenga un número de moléculas hidratadas las cuales han sido anidadas unas a otras mediante el uso de un crosslinker. Esta serie de uniones químicas entre las moléculas hacen que la viscosidad del fluido se incremente sustancialmente, algunas veces tanto como 100 veces más.

Dos cosas tienen que pasar para asegurar un eficiente crosslinkeado, primero el gel lineal previamente hidratado debe encontrarse en un Ph normalmente distinto al inicial de hidratación, para poder recibir al crosslinker, un modificador de Ph puede ser necesario (buffer); segundo, el aditivo crosslinkeante debe estar en la concentración adecuada para lograr el éxito en la generación de la viscosidad.

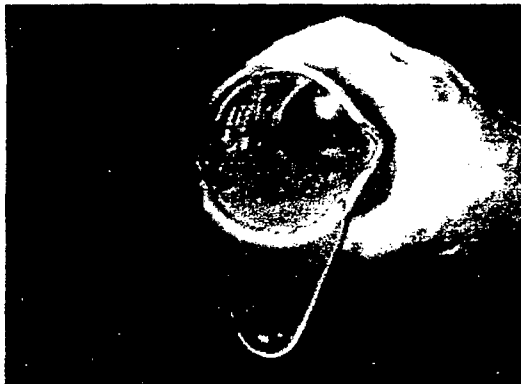


Fig # 37. Boratos



Fig # 38. Zirconatos

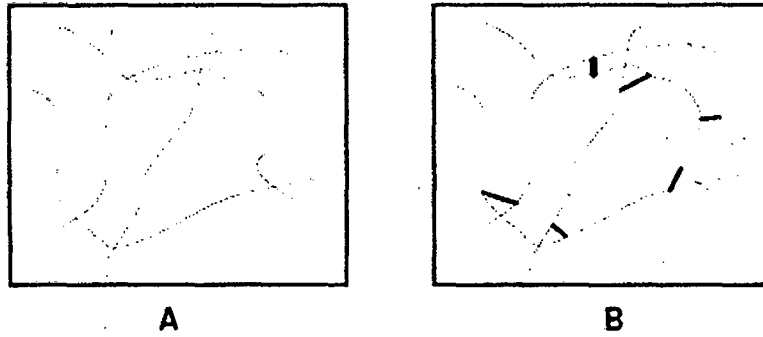


Fig # 39 Sistemas Crosslinkeados

Los sistemas de fluidos crosslinkeados más comunes son los siguientes:

1. Boratos
2. Zirconatos
3. Aluminatos
4. Titanatos

De ellos, los sistemas base boratos son los más usados, seguidos por los zirconatos. En el gráfico siguiente, se puede ver el rango óptimo de Ph y temperatura que debe tener cada uno de los sistemas para poder lograr un óptimo crosslinkeo del fluido.

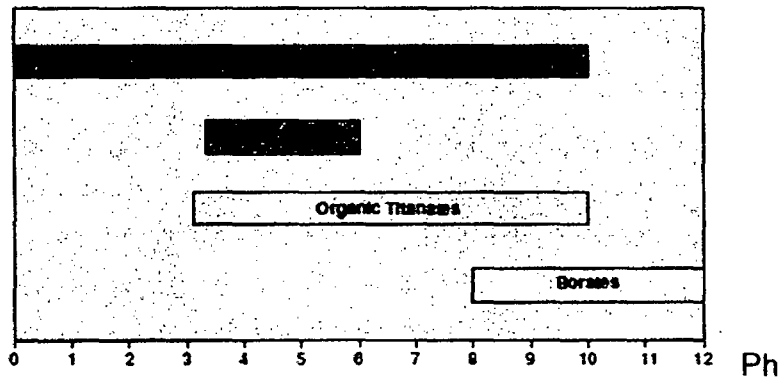


Fig # 40. Rango de Ph para los Fluidos.

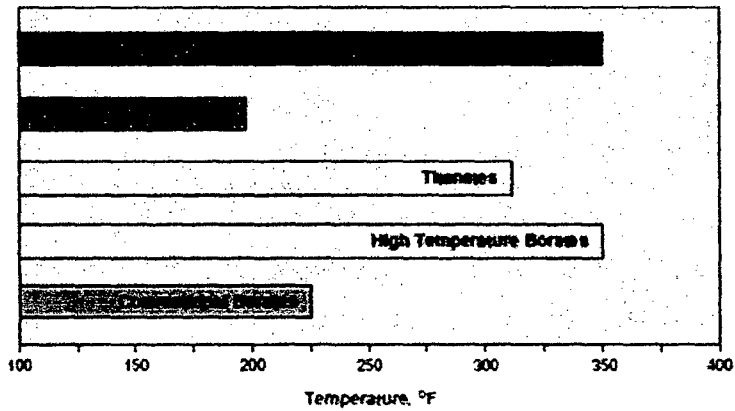


Fig # 41. Rango de Temperatura para los Fluidos

Todos los geles crosslinkados tienden a ser reducidos en viscosidad con el corte, lo que significa que la viscosidad aparente del fluido decrece con la velocidad de corte. Esto es debido a que las cadenas formadas son separadas. Los fluidos base borato pueden volver a conectarse luego de haber sido separadas. Sin embargo los zirconatos, son mucho más sensibles al corte y no se pueden volver a conectar.

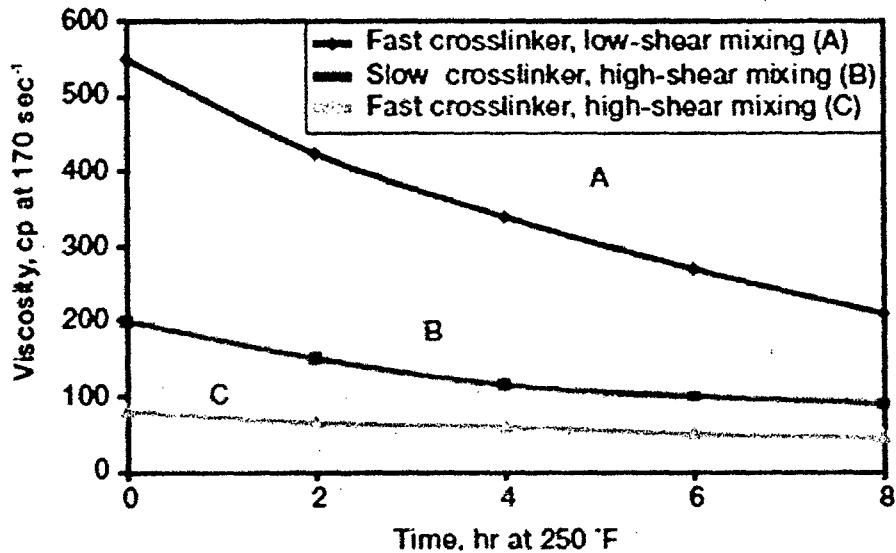


Fig # 42. Fluido base Zirconato

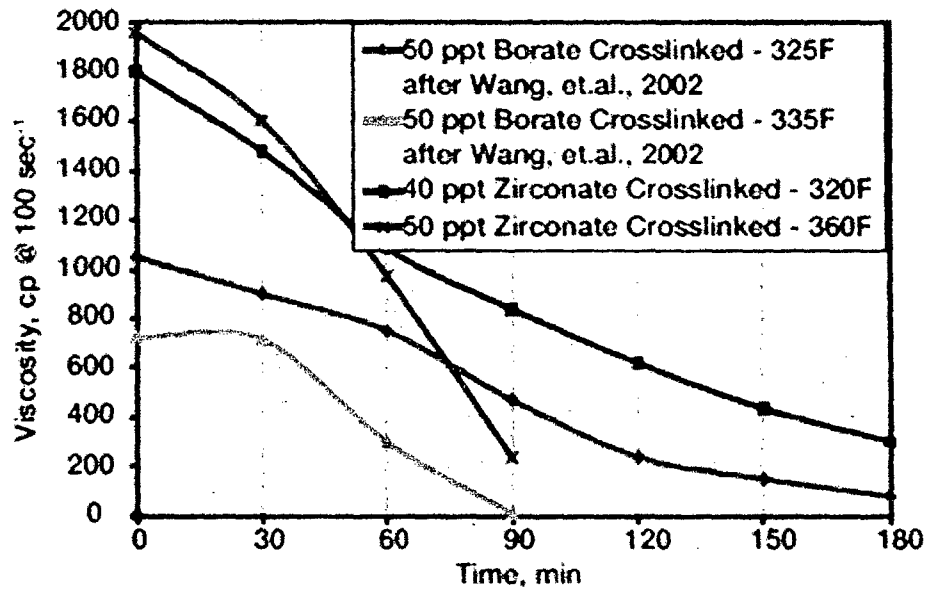


Fig # 43. Efectos de la temperatura sobre los fluidos boratos y zirconatos

## 2.10 AGENTES DE SOSTÉN.

Los propantes son materiales granulares, los cuales son colocados dentro de la fractura para mantener la fractura abierta, luego de que la presión haya caído por debajo de la presión de cierre. La conductividad de la fractura está directamente relacionada a la cantidad, tipo y tamaño del grano de propante, así como por las condiciones de producción.

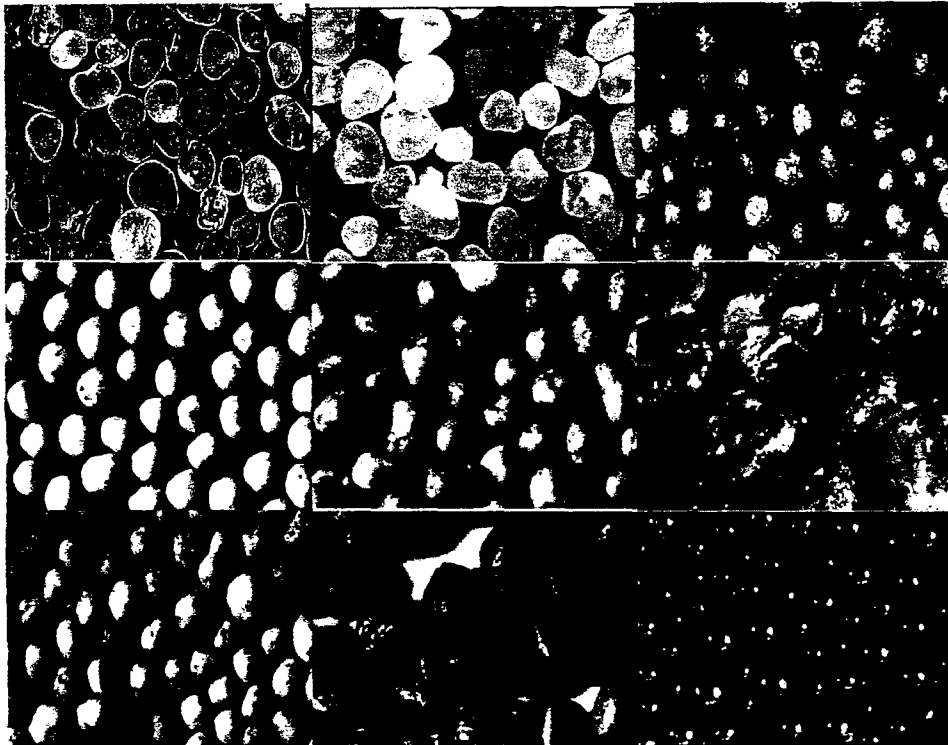


Fig # 44. Distintos tipos de propantes

La permeabilidad del propante empacado en la fractura depende de varios factores:

1. Tipo de Material. El material de propante tiene un gran efecto en la permeabilidad. Algunos materiales luego del cierre de la fractura, son mucho más fuertes que otros y son mejores para soportar altos esfuerzos que pueden romper el propante. Si el propante se rompe los materiales de menor tamaño se ubicaran en los espacios vacíos, disminuyendo la porosidad del empaque, el ancho de la fractura y la permeabilidad de la fractura.



Fig # 45. Propante Fragil

Tabla # 4. Resistencia al Esfuerzo de algunos propantes

Proppant	Mesh Size	Stress, psi	% Fines
Ottawa Sand	12/20	3,000	5.4
	20/40	4,000	4.0
	20/40	8,000	14.0
Brady Sand	12/20	3,000	15.5
	20/40	4,000	11.4
	20/40	6,000	15.1
LWC	20/40	8,000	6.0
ISP	20/40	10,000	6.0
Bauxite	20/40	12,500	6.8

Fuente: Modern Fracture Design

2. Distribución de los granos. La diversidad de tamaños de grano, reduce la permeabilidad y porosidad, cuando se tiene el mismo tamaño de granos la permeabilidad y porosidad serán mayores.

Los propantes son producidos usualmente dentro de una específica distribución del tamaño de granos.

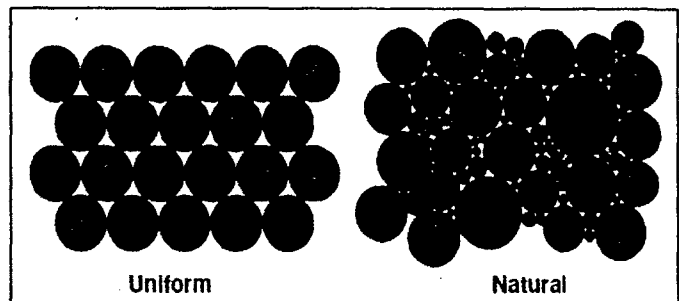


Fig # 46. Distribución de Granos

Tabla # 5. Clasificación por tipo de malla

Typical Proppant Designators	6/12	8/16	12/20	16/20	16/30	20/40	30/50	40/60	40/70	70/140
Sieve Opening Sizes, $\mu\text{m}$	3350/1700	2360/1180	1700/850	1180/850	1180/600	850/425	600/300	425/250	425/212	212/106
Stack of ASTM Sieves	4	6	8	12	12	16	20	30	30	50
	6	8	12	16	16	20	30	40	40	70
	8	10	14	18	18	25	35	45	45	80
	10	12	16	20	20	30	40	50	50	100
	12	14	18	25	25	35	45	60	60	120
	14	16	20	30	30	40	50	70	70	140
	16	20	30	40	40	50	70	100	100	200
Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan

Fuente: Modern Fracture Design

3. Tamaño promedio de Grano. Generalmente a mayor tamaño de grano mayor será la permeabilidad debido a los espacios vacíos que se generan. Sin embargo, los granos grandes son más susceptibles a producir finos y reducir la permeabilidad, ya que la fuerza aplicada sobre el grano se distribuye en menos puntos de contactos grano-grano.

4. Esfericidad y Redondez. Definen cuan esférico y redondo es un grano, generalmente propantes industriales son los que tienen las mejores esfericidades y redondeces.

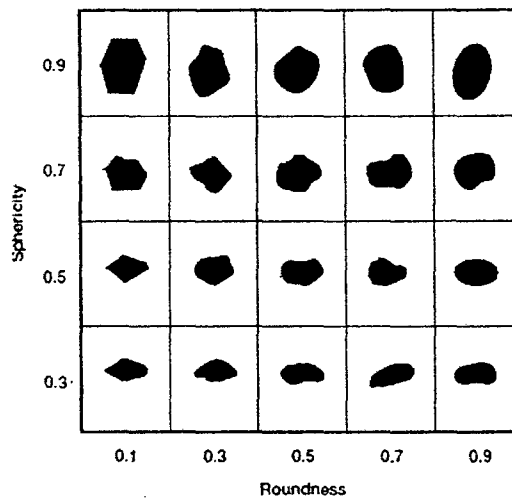


Fig # 47. Selección del Propante

5. Calidad del Fluido de Fractura. La cantidad de los residuos dejados por el fluido de fractura empaquetada tienen una influencia negativa en la permeabilidad del empaque, pudiéndose medir en el laboratorio la permeabilidad retenida de la fractura.

6. Esfuerzo de Cierre. La mayoría de propantes tienen límites hasta los cuales pueden ser usados, estos límites son definidos de acuerdo a los esfuerzos de cierre que pueden soportar, por la generación de finos, ruptura de granos en el empaque y reducción de la permeabilidad.

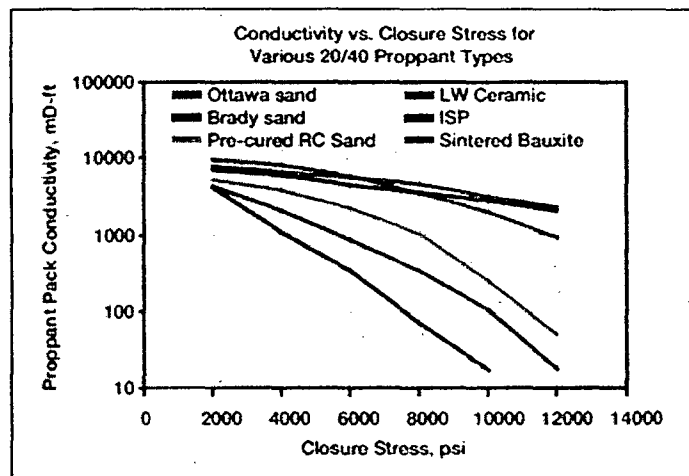


Fig # 48. Conductividad vs esfuerzo de cierre



1. Flujo No Darcy. A medida que se incrementa el flujo a través del propante, la caída de presión se incrementa a una velocidad mayor a la que predice Darcy en su ecuación, que es para flujo laminar. Esto es debido a la pérdida de energía inercial, cuando el fluido cambia rápidamente de dirección al pasar entre los granos del empaque, a medida que la velocidad se incrementa, la caída de presión debido a los efectos de flujo inercial se incrementa con el cuadrado de la velocidad. A bajos caudales el flujo no Darcy puede ser ignorado

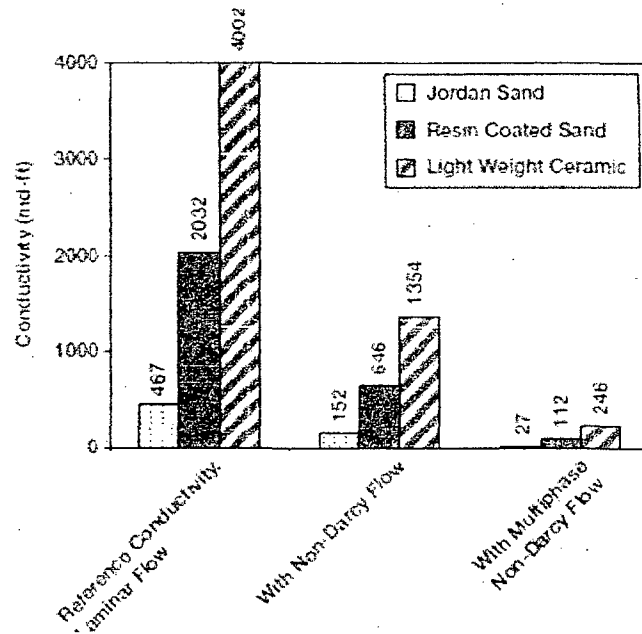


Fig # 49. Efectos del Flujo No Darcy.

## **CAPÍTULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1. ANÁLISIS DE INGENIERÍA.**

#### **3.1.1 ANÁLISIS NODAL.**

Con los datos de DST obtenidos luego de la completación inicial del pozo, se construyó un gráfico de análisis nodal inicial del pozo, el cual muestra el ajuste de las condiciones de producción en aquel momento. Sin embargo, debido a la producción del pozo durante los últimos años existe una depletación del reservorio y una consecuente disminución de la presión de formación hasta alcanzar la presión actual (la que es de suma importancia para el diseño de la fractura).

Con la ayuda de una prueba de presión de fondo de pozo, se ha corrido un análisis nodal para diferentes presiones futuras hasta lograr obtener la misma presión de fondo que se tiene con la prueba de presiones actuales.

EL análisis nodal de la condición actual de pozo es utilizado para determinar la longitud y el ancho óptimos de la fractura a generarse durante el tratamiento. No hay que olvidar que estas dos propiedades geométricas están en relación con la cantidad de agente de sostén que se ingrese; es decir, del número de propante. Finalmente el pozo ha sido evaluado para determinar un probable comportamiento productivo luego de lograr los objetivos de la estimulación mediante TSO.

### 3.1.2 Ajuste del Estado Inicial del Pozo:

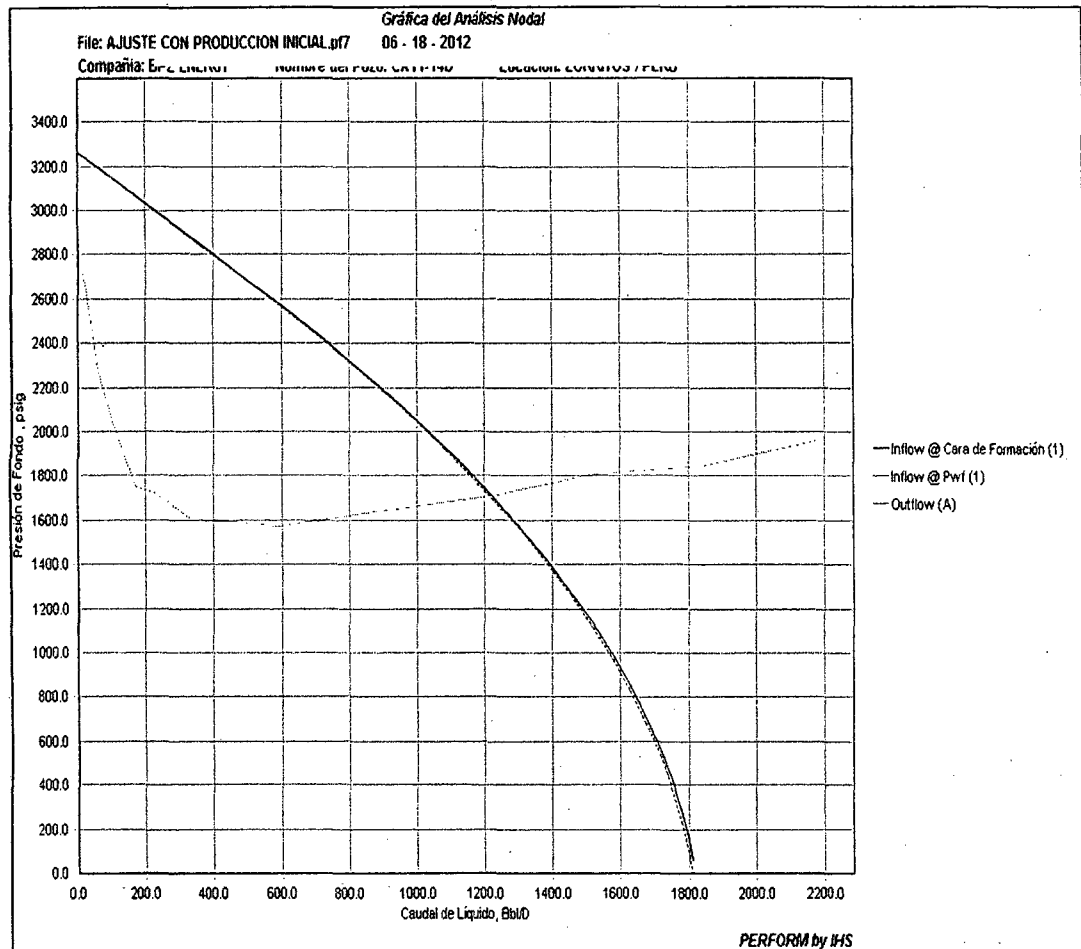


Fig # 50. Ajuste inicial

- ❖ *Ajuste de la producción*
- ❖ *Modelo 1 índice de productividad 0.86 bopd-psi*
- ❖ *Producción promedio inicial 1215 BOPD*

Se muestra el ajuste realizado a la producción inicial del pozo modificado con la presión, el modelo usado es el índice de productividad corregido por Vogel para presiones inferiores al punto de burbuja. El punto solución es 1215 BPD y 1710 PSI. Sobre la base anterior se correr un análisis nodal para presiones futuras pudiendo determinar la presión de formación actual que da origen a la presión de fondo que se tienen en el pozo.

Finalmente para determinar la longitud y el ancho óptimo de la fractura se debe utilizar la optimización por número de propante con un valor óptimo para  $C_{FD}$  de 1.6. El cual se muestra a continuación calculado para diferentes cantidades de sacos de propante.

Tabla # 6.  $C_{FD}$  para Diferentes cantidades de Propante

Nro SXS	Nprop	FCD OPT	JD.OPT
10	0.000996	1.636	0.225
50	0.004980	1.636	0.275
110	0.010957	1.636	0.308
500	0.049804	1.636	0.402
1000	0.099608	1.636	0.467

Fuente: Elaboración Propia

En el gráfico cada punto representa un resultado para cada número de sacos usados según la tabla anterior.

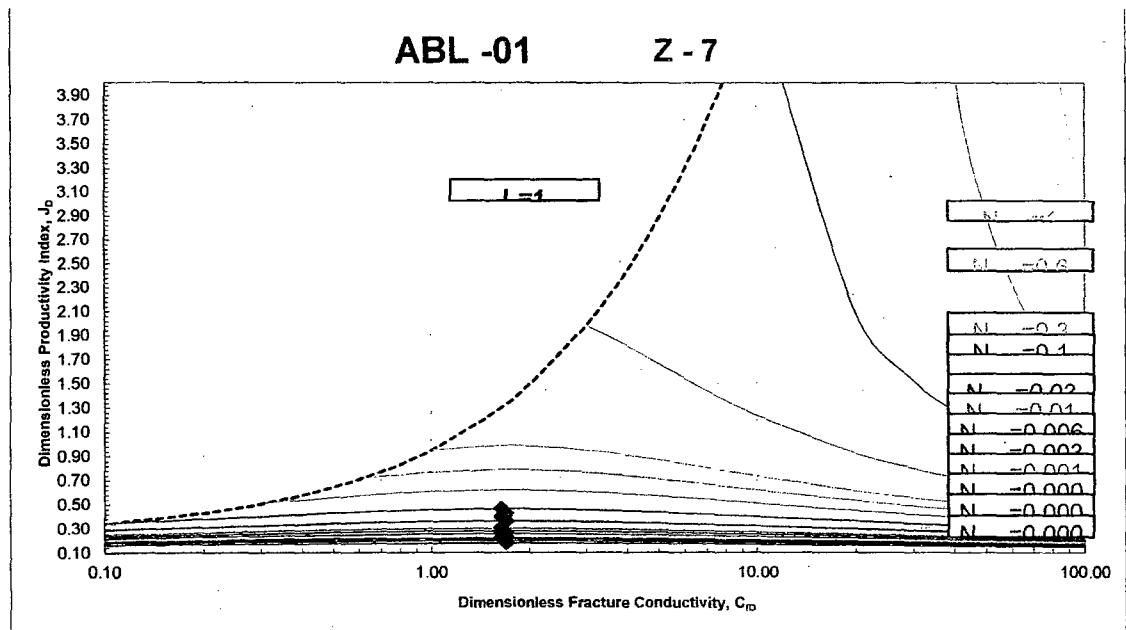


Fig # 51. Grafico McGuire – Sikora

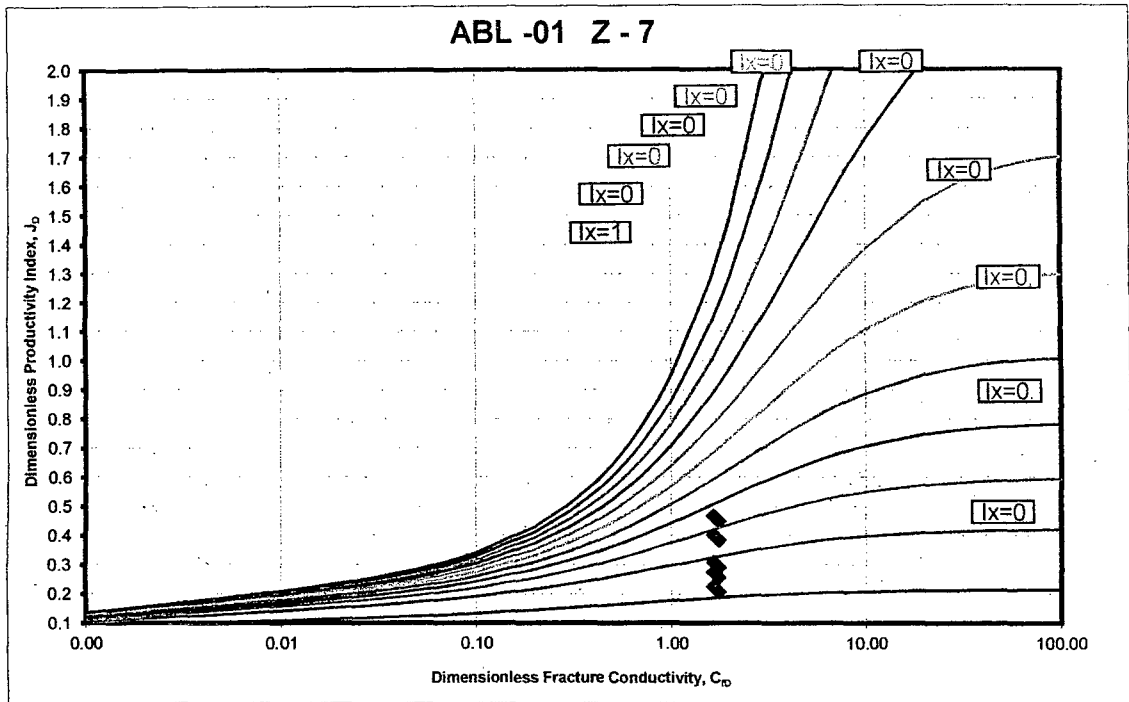


Fig # 52. Gráfico de Economides para Optimización

Los gráficos de McGuire y Sikora resultantes nos indican que no importa el volumen de propante que se use, el valor óptimo de conductividad adimensional a pretender lograr en el diseño debe ser de 1.6 para tener el máximo  $J_D$  para cada  $N_{prop}$  conseguido. Una vez conocido el valor de  $C_{FD}$  para el diseño procedemos a determinar la longitud y el ancho óptimos para la fractura.

### 3.1.3 Sensibilización de Longitud y Ancho de Fractura.

La longitud óptima para la fractura hidráulica es de 70 ft, considerando un ancho promedio de fractura de 0.2 según se muestra abajo:

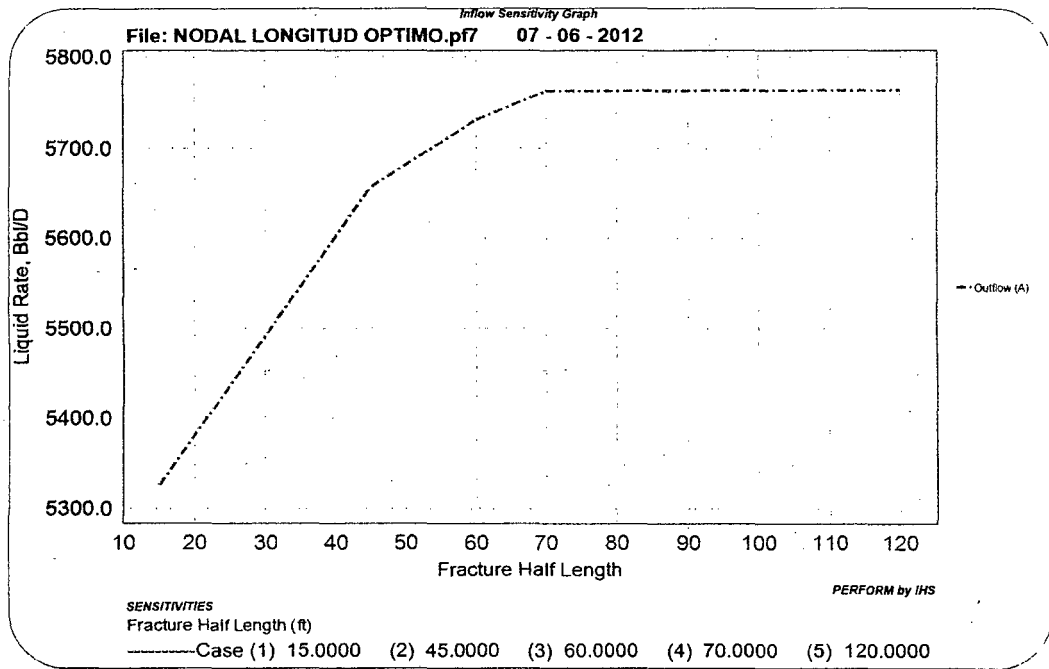


Fig # 53. Optimización tomando en cuenta variaciones de longitud de fractura hidráulica creada.

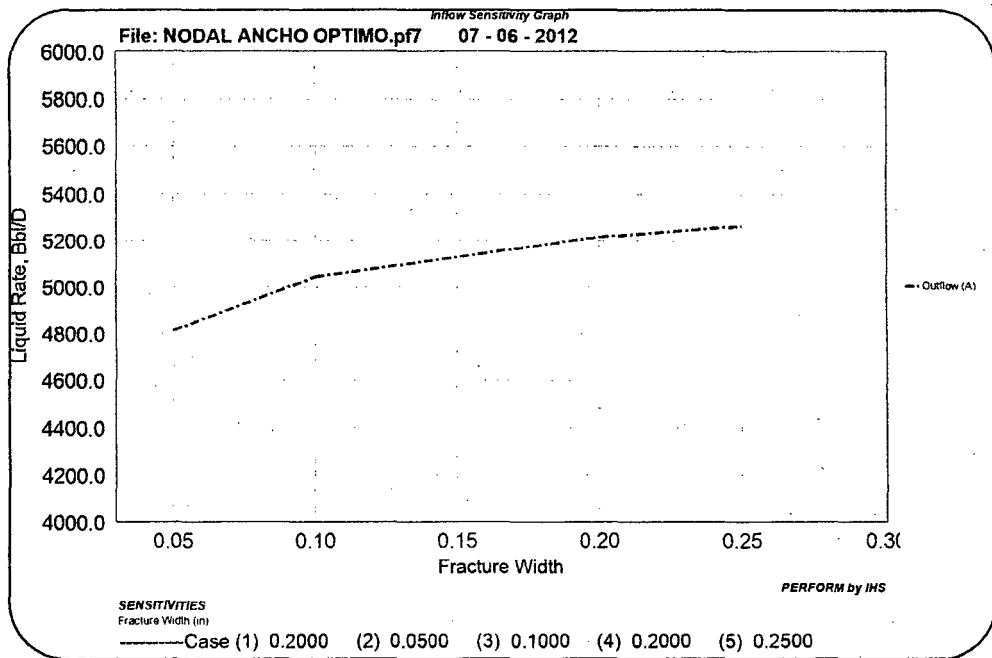


Fig # 54 . Sensibilidad en función del ancho de fractura empaca.

Así mismo considerando una fractura de 70 ft de longitud el análisis de sensibilidad realizado muestra que el ancho promedio de fractura empacada debe ser de 0.2 pulgadas.

Una vez realizado el análisis de la geometría óptima de fractura, se analiza el comportamiento productivo del pozo esperado luego del tratamiento. Con los datos encontrados tanto de longitud óptima y ancho óptimo de fractura empacada tenemos que:

### 3.1.4 Comportamiento Productivo Esperado.

Una vez realizada la fractura del pozo incorporando la parte inferior del reservorio, el análisis nodal realizado otorga un punto de solución con los valores de caudal y presión de 1960 BOPD, 1870 PSI, respectivamente.

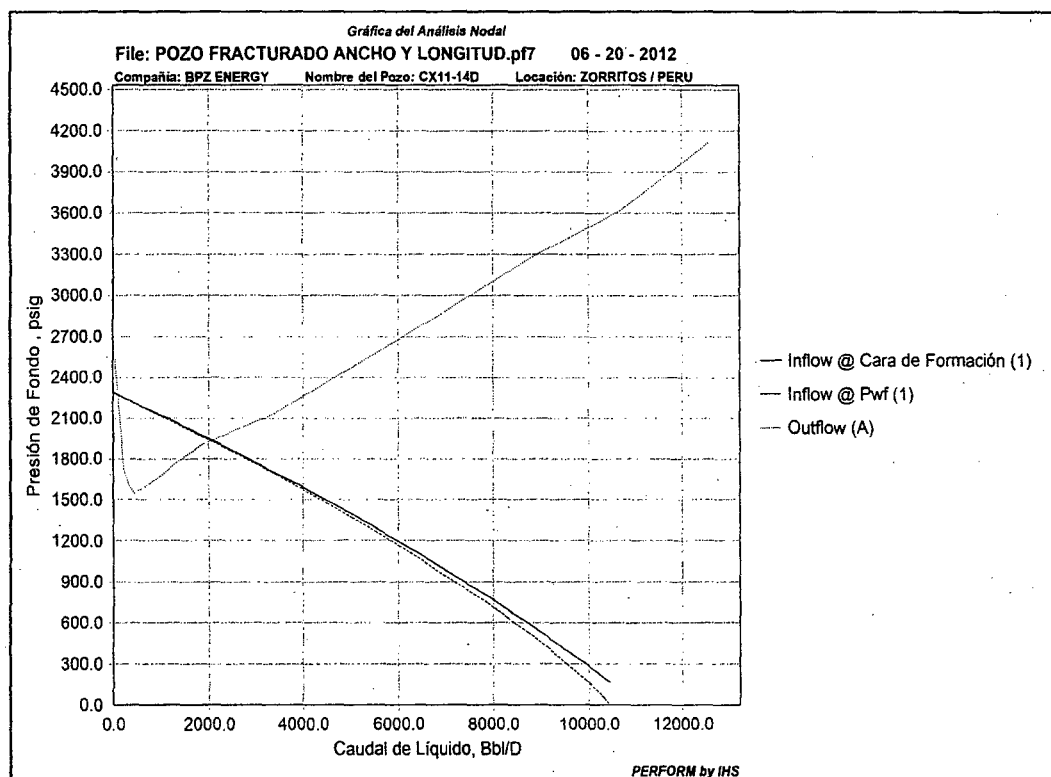


Fig # 55. Análisis productivo esperado después de la fractura

### 3.2. Determinación de las Propiedades Mecánicas de la Roca:

Debido a que no se cuenta con las ondas compresional y de corte que convencionalmente se obtienen de un registro sísmico completo, no es posible calcular con exactitud las propiedades mecánicas de las rocas que son afectadas durante el fracturamiento.

Sin embargo, utilizando una las correlaciones y el dato de porosidades se puede calcular  $V_p$  y  $V_s$ , para luego determinar los valores de Poisson y finalmente el perfil de esfuerzos de las formaciones atravesadas por el pozo, el principal interés es ver que el esfuerzo mínimo horizontal frente a los punzados es de 0.88 psi/ft según el perfil encontrado, además este perfil nos permite estimar un posible comportamiento en la propagación de la fractura.

Estos valores inicialmente resultan excelentes para determinar las necesidades de potencia requeridos para lograr la fractura.

Los valores determinados podrán ser corregidos luego de realizar los bombeos de calibración, Análisis de Minifrac y SDT, antes de realizar el tratamiento de fractura principal.

Tabla # 7: Propiedades mecánicas resultantes de las correlaciones:

Capa #	Esfuerzo de Cierre (psi/ft)	Módulo de Young (psi)	Relación de Poisson	Permeabilidad (mD)
Arena Neta	0.88	$3.6 \times 10^6$	0.23	150

Fuente: Elaboración Propia



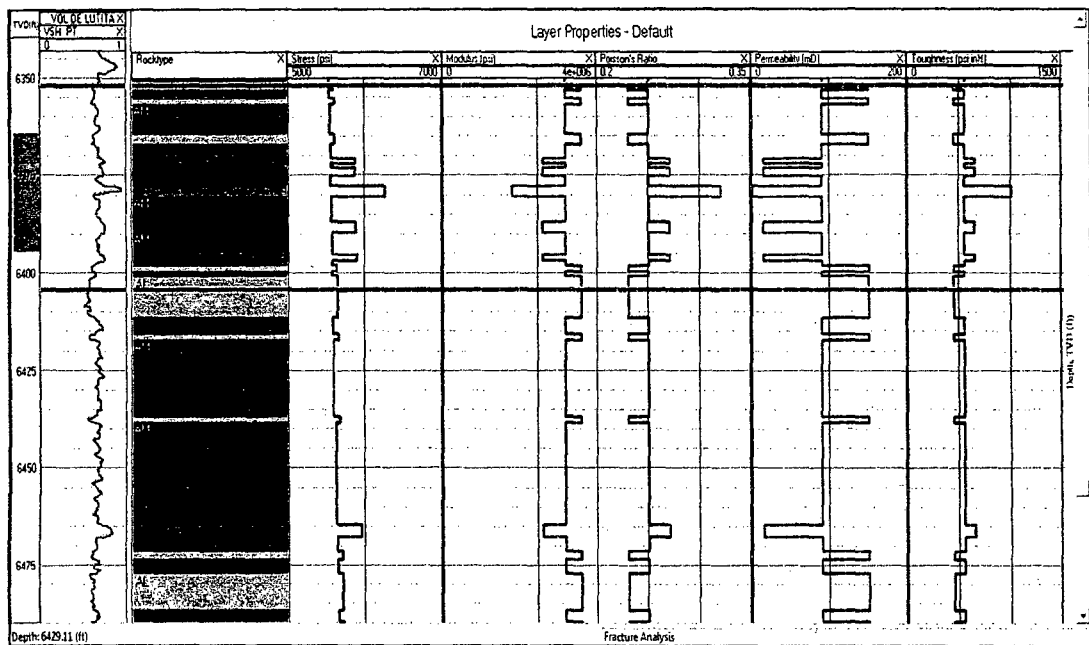


Fig # 56. Perfil de esfuerzos en las formaciones

### 3.3. Diseño de Fractura Hidráulica.

Con los distintos datos proporcionados se ha preparado el diseño más adecuado para fracturar la formación Z-7 mediante TSO, contemplando y tratando de minimizar al máximo los distintos desafíos que ello implica.

#### 3.3.1 Selección del Fluido de fractura.

El pozo ABL 01, presenta un reto interesante para los fluidos de fractura comúnmente utilizados debido a la temperatura de reservorio (146 °F) y una elevada permeabilidad (150 md), factores que promueven un eventual arenamiento prematuro cercano al borde del pozo.

Debido a la elevada permeabilidad y el daño de formación con que se cuenta, el diseño de fractura contempla un tratamiento del tipo TSO, una longitud corta con una alta concentración de propante en la zona cercana al pozo, tratando de no contactar el agua presente bajo la formación productiva. Se propone el uso del sistema Spectra Frac G 3500 que ha mostrado ser eficiente en condiciones similares a las que nos presenta el pozo.

El sistema Spectra Frac G es un sistema de fluido base agua que incorpora en su formulación una goma natural refinada como agente gelificante (GW-27) y un componente borato como crosslinker (XLW-24). El sistema ha sido probado con éxito en el laboratorio y en operaciones de campo en formaciones con temperaturas del orden de 140 - 160°F similares a la cuenca Talara, manteniendo una viscosidad de 100 cp luego de un periodo de 60 min. Como se muestra en la gráfica siguiente.

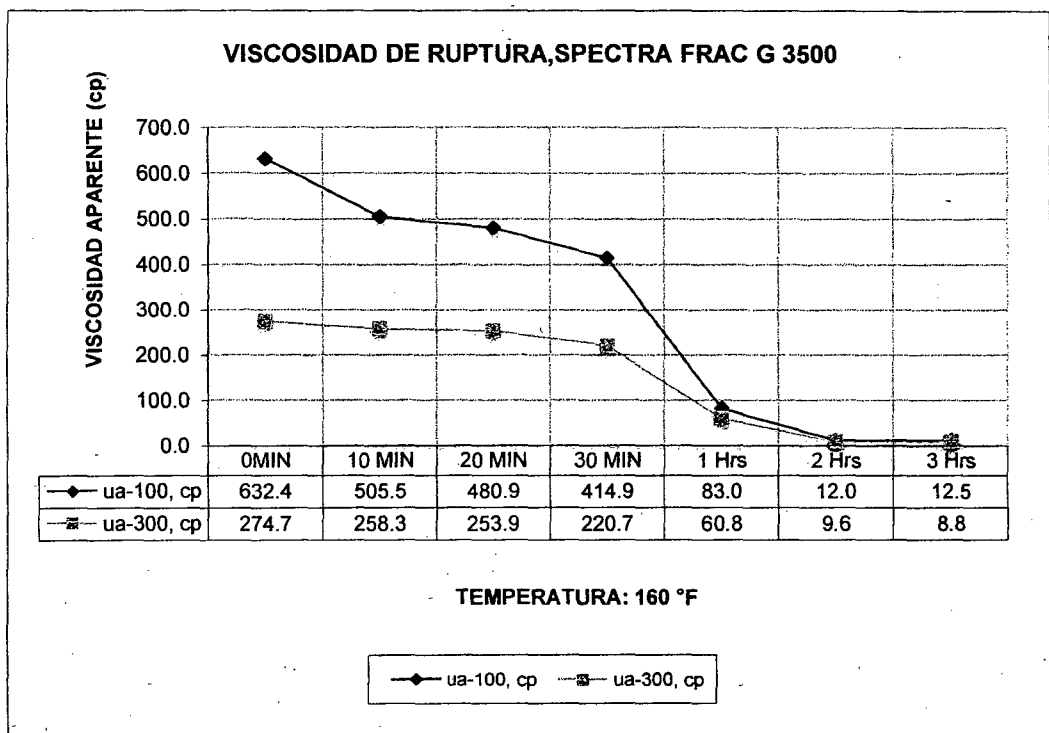


Fig # 57. Ensayo de Laboratorio: Fluido de Fractura

## A. Aditivos.

Los aditivos del sistema son los siguientes:

- Un polímero de alta calidad de rápida hidratación utilizada para la preparación de fluidos de fractura como el Viking, Viking D, Ligthing. Spectra. Puede ser utilizada en tratamientos continuos o por baches.
- Buffer de elevado PH utilizado en fluidos de fractura a elevadas temperaturas, el BF 7L incrementa y mantiene el Ph entre 9.5 y 11 rango en el cual el polímero se 'crosslinkea' y desarrolla altas viscosidades permitiéndole la capacidad de acarreo idónea.
- Biosida usado para prevenir formación de colonias de bacterias en el fluido de fractura, las cuales afectan el polímero y como consecuencia disminuyen la viscosidad del fluido de fractura.
- Sistema compuesto por una suspensión de sales de borato, actúa como crosslinker, hasta una temperatura de 300 oF.
- inhibidor de arcillas, sustituto de KCl.
- inhibidor de arcillas que previene el daño por el hinchamiento de la smectita, mixed-layer y protege también el daño de algunos tipos de illita.
- Surfactante no iónico que previene la emulsificación de los fluidos de tratamiento con los fluidos del reservorio, ya sea en reservorios de areniscas o carbonatos.
- Ruptor del naturaleza oxidante para fluidos de fractura base agua, trabaja bien a temperaturas elevadas.
- Aditivo para control de agua.

## B. Propiedades Físicas del Fluido de Fractura (SPECTRA FRAC G 3500):

Tabla # 8:

Nombre del Fluido	Spectra Frac G 3500
Sistema	SPECTRA FRAC
Descripción	35#/1000
Viscosidad Inicial (cp)	632.24
Inicial $n'$	0.24
Inicial $k'$ (lbf·s <sup>n</sup> /ft <sup>2</sup> )	0.65
Viscosidad @ 1.0 hrs (cp)	83
$n'$ @ 1.0 hrs	0.71
$k'$ @ 1.0 hrs (lbf·s <sup>n</sup> /ft <sup>2</sup> )	0.007
Gravedad Especifica	1.1 – 1.2

Fuente: Elaboración Propia

### 3.3.2. Selección del Agente de Sostén.

Una vez realizado el cálculo de esfuerzos de cierre esperados, considerando las propiedades mecánicas asumidas, estos son del orden de 5500 psi. Se ha considerado como propante a utilizar BAUXITA malla 20-40 debido a su resistencia al esfuerzo de cierre que posee y los efectos de transporte. Las propiedades del propante se describen a continuación.

- Particle diameter average = 0.026 in
- Shape / Sphericity = 0.9
- Bulk Density = 127 lbs/ft<sup>3</sup>
- Specific Gravity = 3.5
- Absolute Volume = 0.0347 Gls/lb
- Acid Solubility = 1.9
- Crush Resistance @ Stress % :

- ✓ 7500 psi = 0.5
- ✓ 10000 psi = 1.2
- ✓ 12500 psi = 2.2
- ✓ 15000 psi = 4.0

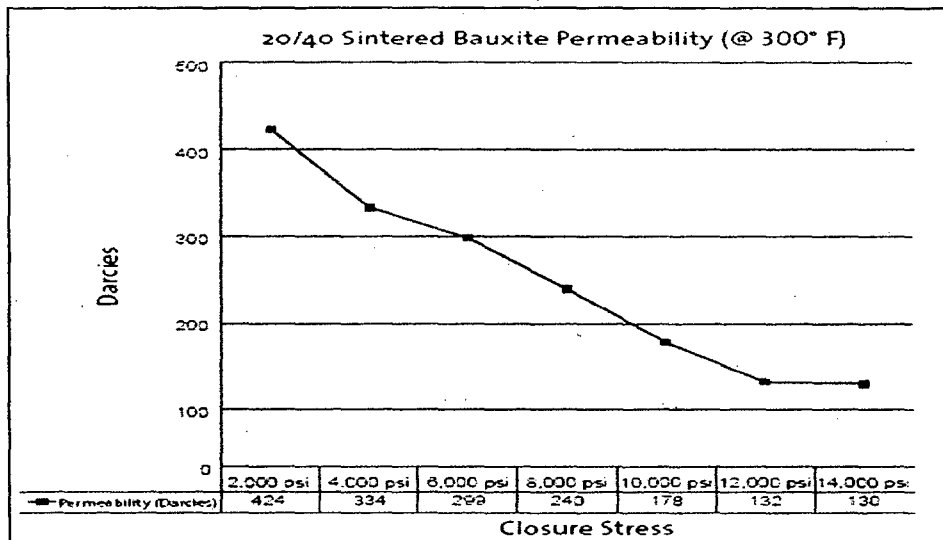


Fig # 58. Permeabilidad vs Esfuerzo de Cierre

### 3.3.3. Secuencia de Bombeo.

Luego de un análisis de las propiedades mecánicas y de reservorio. Se propone el siguiente esquema de bombeo, que asegura cumplir con la geometría de fractura determinada en la optimización y logra el valor de TSO crítico, casi al mismo tiempo en el que la fractura alcanza su longitud óptima, para posteriormente incrementar solo en ancho con el bombeo de propante

adicional, la relación utilizada fue de 0.55 para el tratamiento entre los anchos mojado y seco.

En resumen, se considera bombear un total de 110 sxs de Bauxita 20-40 a un caudal promedio de 18 bpm, manejando concentraciones de 1 @ 8 ppg. Generando una presión en superficie máxima de 6350 psi y presiones netas de 1200 psi.

Se espera obtener una eficiencia de fluido promedio del orden de 24 – 25 % debido a la elevada permeabilidad que se maneja.

**SECUENCIA DE BOMBEO**

Tabla # 9. Se muestra la secuencia de bombeo en el diseño

Stage	Stage Type	Flow Rate 1 (bpm)	Flow Rate 2 (bpm)	Prop Conc 1 (ppg)	Prop Conc 2 (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type	Proppant Type
1	Water injection	7.00	7.00	0.00	0.00	200	0.68	0:40	SPEC_3500_1	
2	Minifrac	18.00	18.00	0.00	0.00	4,000	5.29	5:58	SPEC_3500_1	
3	Minifrac	16.00	16.00	0.00	0.00	200	0.30	6:16	SPEC_3500_1	
4	Minifrac	13.00	13.00	0.00	0.00	200	0.37	6:38	SPEC_3500_1	
5	Minifrac	10.00	10.00	0.00	0.00	200	0.48	7:06	SPEC_3500_1	
6	Shut-in	0.00	0.00	0.00	0.00	0	15.00	22:06	Shut-in	
7	Main frac pad	18.00	18.00	0.00	0.00	2,600	3.44	25:33	SPEC_3500_1	
8	Main frac slurry	18.00	18.00	1.00	1.00	400	0.55	26:05	SPEC_3500_1	SinterBall Bauxite 20
9	Main frac slurry	18.00	18.00	2.00	3.00	900	1.29	27:23	SPEC_3500_1	SinterBall Bauxite 20
10	Main frac slurry	18.00	18.00	3.00	5.00	900	1.35	28:44	SPEC_3500_1	SinterBall Bauxite 20
11	Main frac slurry	18.00	18.00	5.00	7.00	800	1.27	30:00	SPEC_3500_1	SinterBall Bauxite 20
12	Main frac flush	18.00	18.00	0.00	0.00	2,734	3.62	33:37	SPEC_3500_1	
13	Shut-in	0.00	0.00	0.00	0.00	0	80.00	113:37	Shut-in	

Fuente: Simulador FracProPT

### 3.3.4. Comportamiento de Presiones y Crecimiento de Fractura:

Según el análisis del gráfico de Nolte se espera un crecimiento normal al inicio del tratamiento tal cual una fractura convencional hasta alcanzar el valor crítico de TSO, luego se crecería en la última parte del tratamiento con pendiente de Nolte tipo III asegurando de este modo un receso en el crecimiento de la fractura y un fuerte empaque de arena en la fractura.

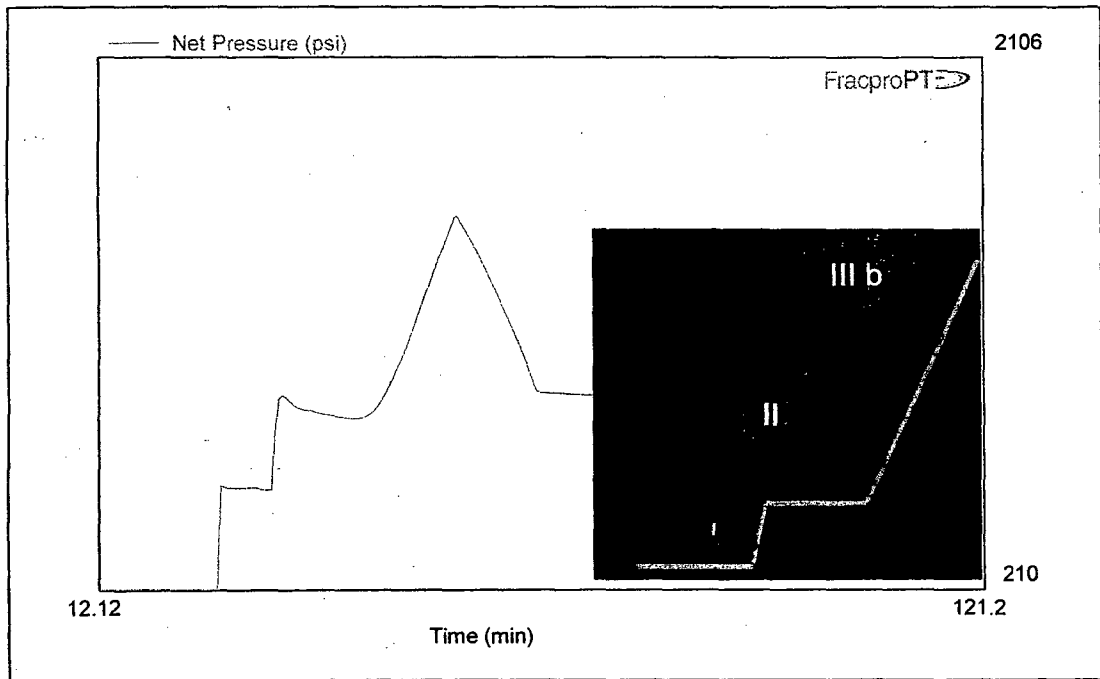


Fig # 59. Gráfico de Nolte

El gráfico de Nolte según el análisis de pendientes indica un empaquetamiento con Nolte tipo IIIb, señalando un TSO en formación lograda gracias a la deshidratación del propante hacia la formación (diseño de frac tipo TSO).

A continuación se puede evaluar el comportamiento del tratamiento estimado de la fractura y el valor logrado en los principales parámetros de diseño, lo más importante es ver que se cumple con el  $C_{FD}$ , longitud tuvo que disminuir en pos de lograr el ancho de fractura.

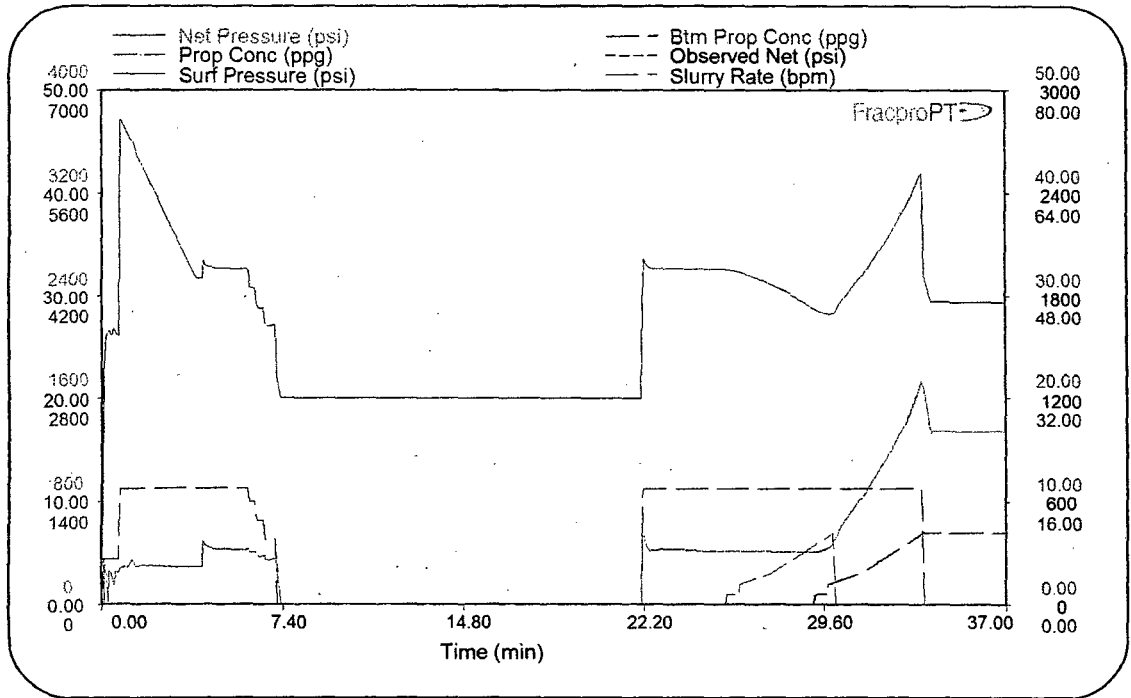


Fig # 60. Diseño de Operación de Fracturamiento Hidráulico

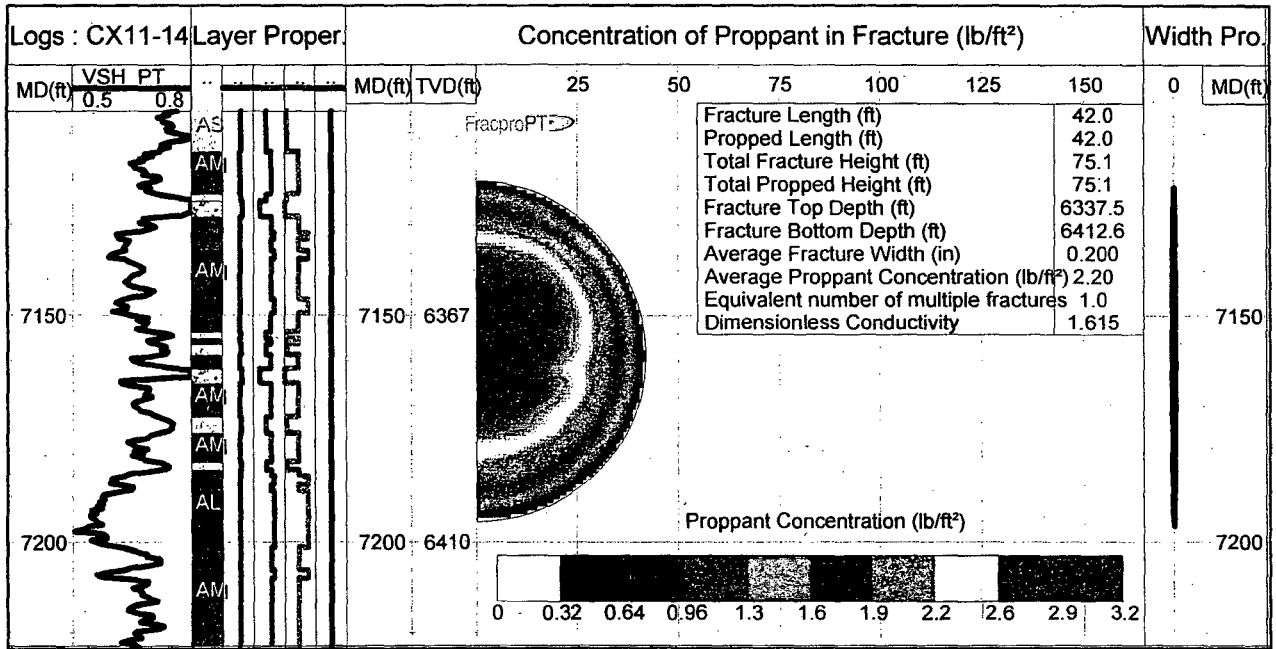


Fig # 61. Diseño de Geometría y Parámetros de Fractura



### 3.3.5. Bombeo de Calibración - MINIFRAC.

Como bombeo de calibración, se ha considerado realizar un minifrac con la intención de obtener parámetros reales luego del análisis de presiones, ajustando o rediseñando de ser necesario el tratamiento, dentro de la información a obtenerse se puede destacar la siguiente:

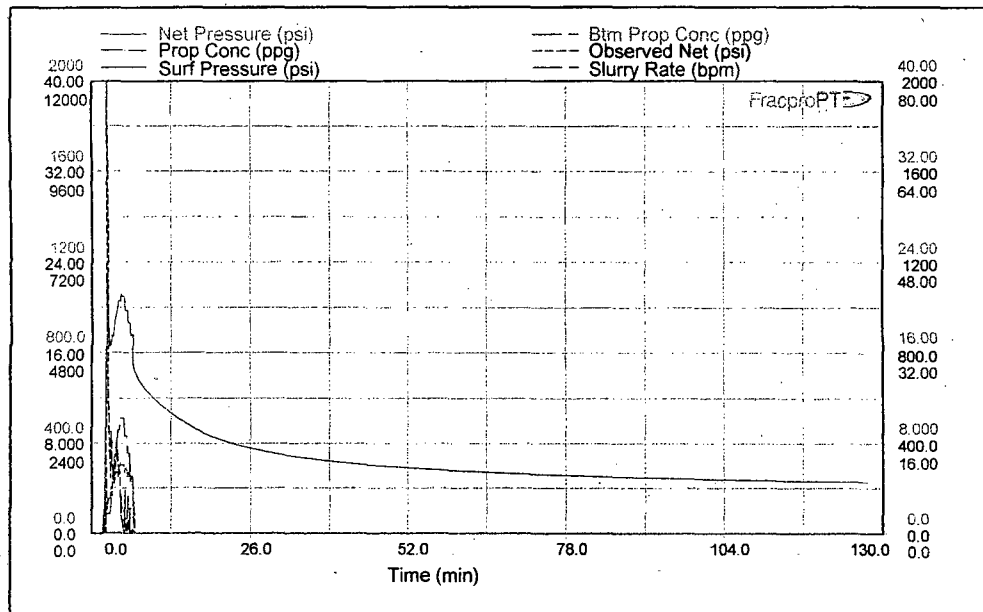


Fig # 62. Bombeo de calibración

#### ❖ ANALISIS DE STEP DOWN RATE TEST:

La pérdida por fricción total fue de 398 (NWF) + 395 (perf) = 793 psi, a un caudal máximo de 20.39 bpm, logrando tener un coeficiente  $\beta = 1.1$ , así mismo la existencia de 39 perforados contribuyendo a la fractura. A continuación se observa el gráfico de pérdidas por fricción resultante.

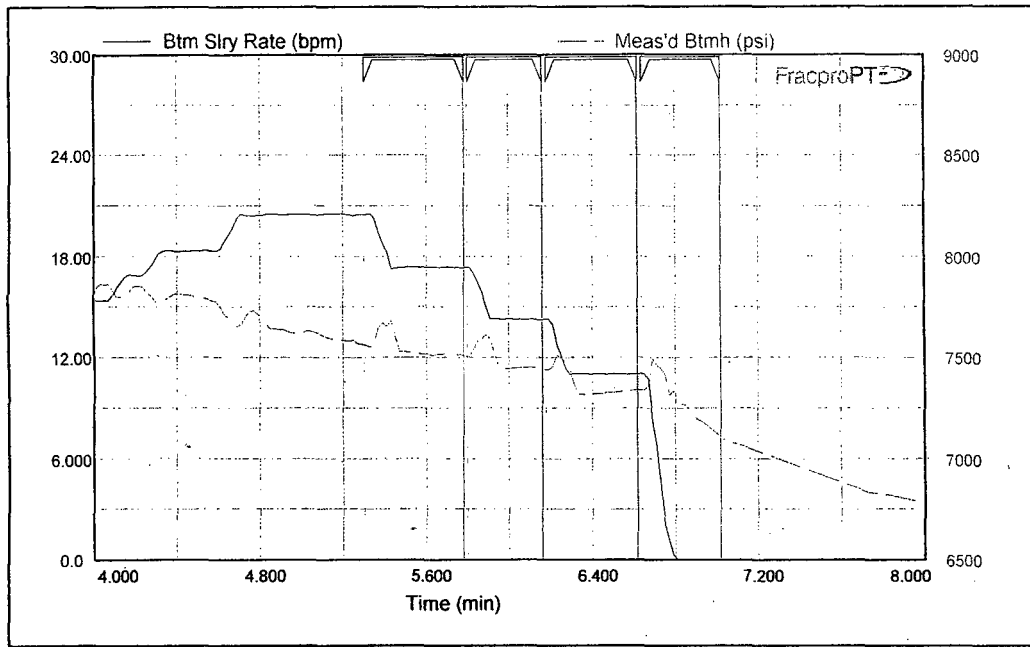


Fig # 63. Selección de Puntos

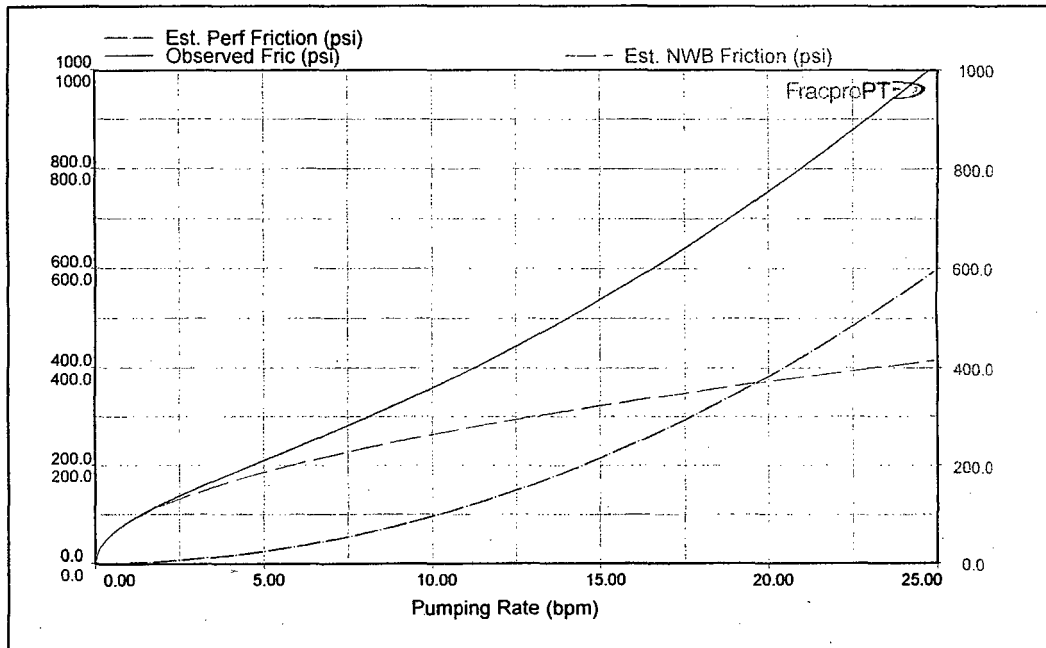


Fig # 64. Perdidas por Fricción en Perforados y Tortuosidad

❖ ANALISIS DE DECLINACION DE LA PRESION INSTANTANEA DE CIERRE:

En el gráfico inferior se pueden distinguir los tiempos de operación delimitados para realizar el análisis, se bombeo durante 7.2 min, registrando una declinación hasta cumplir 130 min.

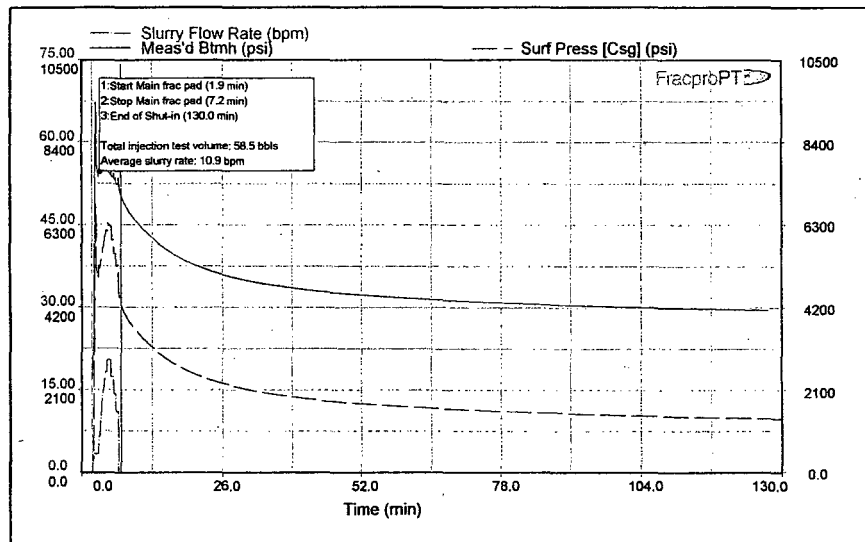


Fig # 65. Delimitación de tiempos de Bombeo y cierre

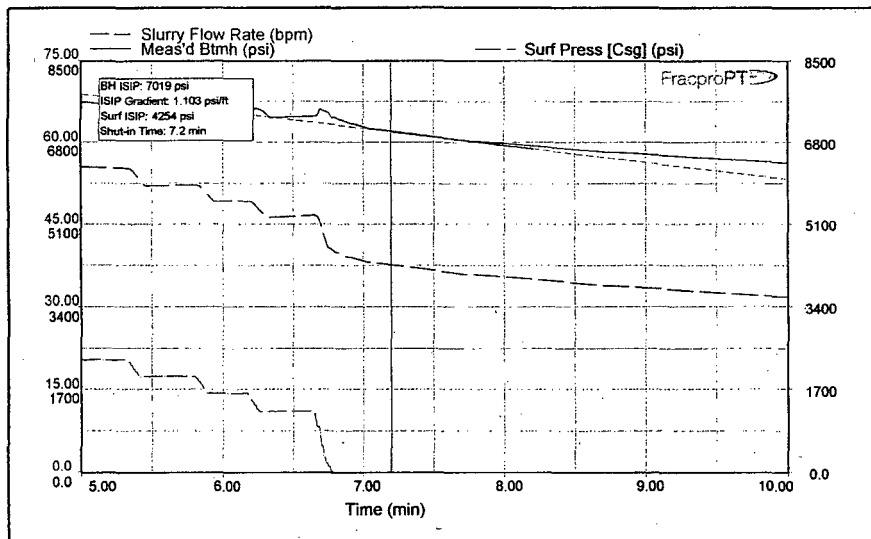


Fig # 66. ISIP = 7019 psi.

El ploteo de la derivada de la función G en función muestra un comportamiento de leakoff del tipo normal, se obtuvo una eficiencia de fluido de 25% y una presión de cierre de 6470 psi luego de 2.2 min de declinación.

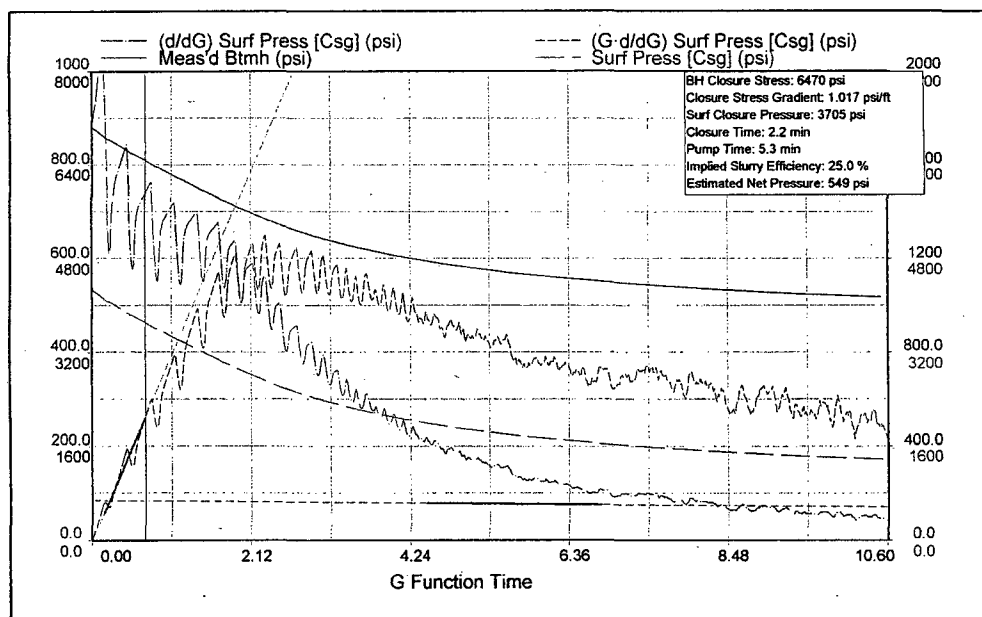


Fig # 67. Función G de Nolte (Normal Leakoff)

Resumen del análisis de bombeo de calibración:

- ISIP = 7019 psi
- Tiempo de cierre = 2.2 min
- Eficiencia de Fluido = 25 %
- Esfuerzo de cierre = 1.01 psi/ft
- Perdidas por fricción = 398 (NWF) + 395 (perf) = 793 psi

### 3.4 Aspectos Operativos.

#### 3.4.1 Equipamiento Necesario.

Para desarrollar operativamente el fracturamiento hidráulico previamente mencionado, se cuenta con equipamiento de última generación, especialmente fabricados para ser eficientemente utilizados en operaciones similares a la que estamos tratando.

El equipamiento comprende lo siguiente:

Tabla # 10. Equipo requerido

Cantidad	Descripción del Equipo
01	Blender 611 C tipo Skid
01	Van de Monitoreo para Tratamientos de Estimulación
04	Bombas de Fractura tipo Skid de 850 HHP
01	Contenedor de Arena
02	Tanques con capacidad de 135 bls
01	Línea de Alta Presión de 3 pulgadas tipo 1502
01	Laboratorio Portátil
01	Reómetro y Copa térmica

Fuente: Elaboración Propia

Se estima trabajar las Bombas de Fractura entre 3ta y 4ta velocidad, bombeando hasta 5 bpm por cada bomba y soportando presiones de alrededor de 6600 psi.

## BOMBEO DEL TRATAMIENTO

Se rediseño el tratamiento con los valores de gradiente de fractura obtenida en el minifrac, la eficiencia de fluido determinada de la función G, elevando la cantidad de bauxita a 180 sxs. Y con la reducción del PAD. Se bombeo respetando el siguiente esquema:

Tabla # 11: Esquema de Bombeo

Treatment Schedule - F6								
Actual Treatment Schedule   Design Treatment Schedule   Treatment Totals								
Treatment Info <input type="text" value="Cumul Gel"/> Wellbore Fluid <input type="text" value="VIKING_M_2500"/>								
	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Gel (gal)	Fluid Type	Proppant Type
1	Main frac pad	18.02	0.01	2,336	3.09	2336.3	Spec 3500 1	Sintered Bauxite 20/40
2	Main frac slurry	20.90	1.01	807	0.95	3143.1	Spec 3500 1	Sintered Bauxite 20/40
3	Main frac slurry	20.71	2.01	768	0.94	3911.4	Spec 3500 1	Sintered Bauxite 20/40
4	Main frac slurry	20.26	3.79	1,001	1.33	4912.2	Spec 3500 1	Sintered Bauxite 20/40
5	Main frac slurry	19.07	5.97	954	1.43	5865.9	Spec 3500 1	Sintered Bauxite 20/40
6	Main frac slurry	18.95	7.81	933	1.49	6798.8	Spec 3500 1	Sintered Bauxite 20/40
7	Main frac slurry	18.19	0.00	2,444	3.20	9242.3	Spec 3500 1	Sintered Bauxite 20/40
8	Shut-in	0.00	0.00	0	0.91	9242.3	Shut-in	
9	----	0.00	0.00	0	0.00			
10	----	0.00	0.00	0	0.00			

Fuente: Simulador FracProPT

El comportamiento de las variables monitoreadas en tiempo real, se muestra en el ploteo siguiente. Se puede notar el parecido de la presión neta de diseño vs la presión neta real, asegurando el tratamiento TSO. Para una mejor visualización se ploteo teniendo en cuenta las recomendaciones de Nolte, plot log-log en tiempo real, bajo el cual se decide reducir el caudal en la parte final del tratamiento deshidratando el propante con la pendiente de Nolte del tipo IIIb.

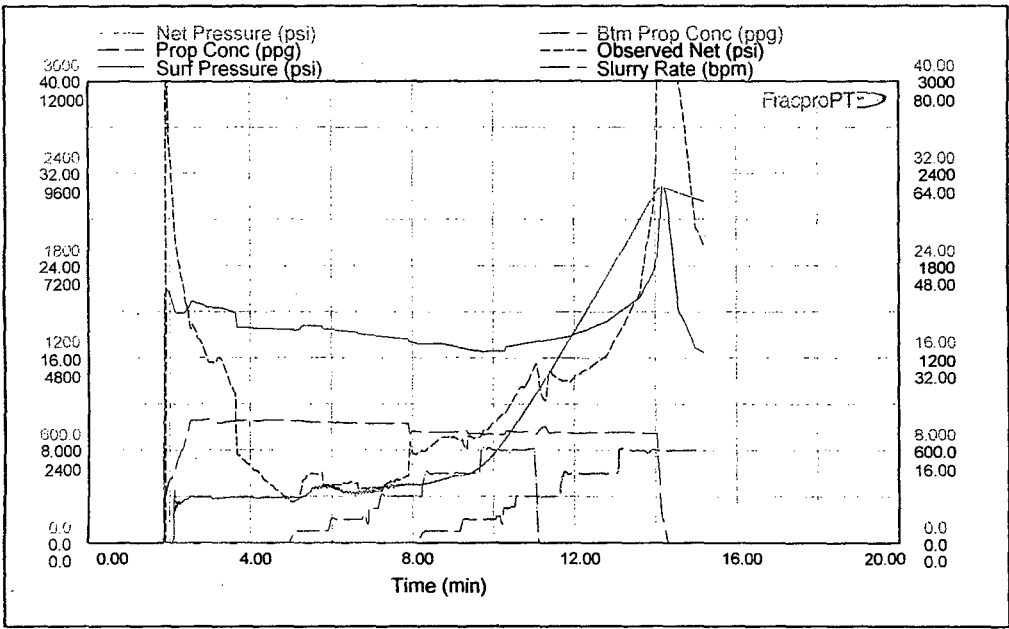


Fig # 67. Bombeo del Tratamiento

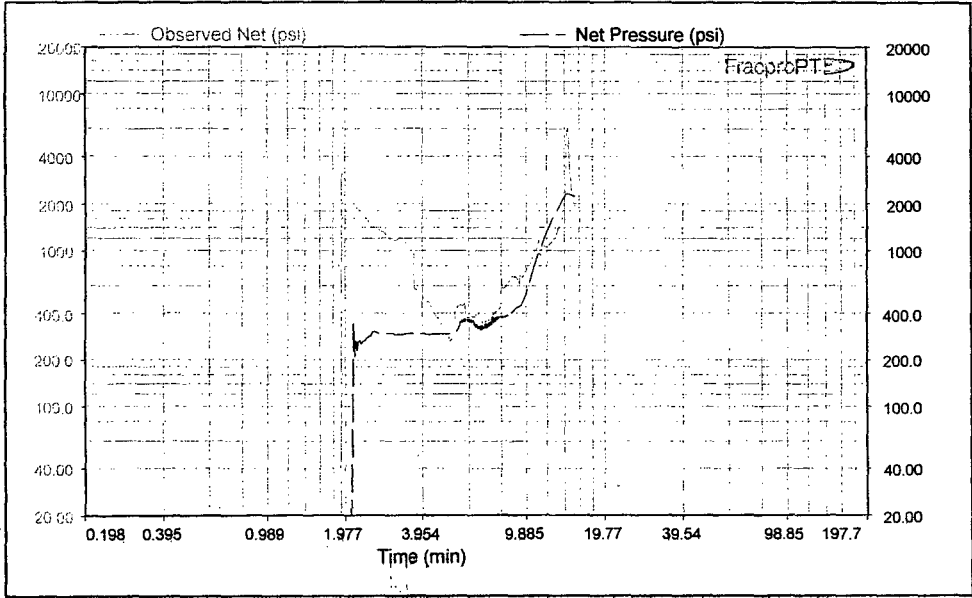


Fig # 68. Gráfico de Nolte

En la siguiente Figura es importante notar como luego de haber alcanzado una longitud de fractura de 50 ft, la longitud permanece constante mientras se continúa ingresando propante hacia la fractura, incrementando la concentración y el ancho.

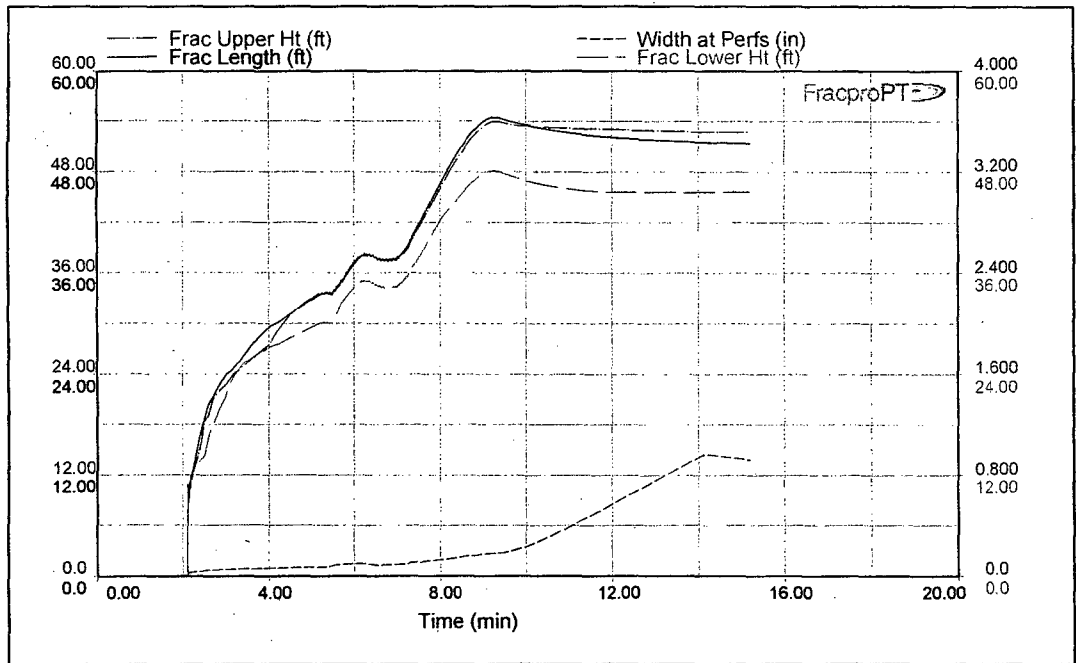


Fig # 69. Comportamiento de la Longitud de Fractura.

Finalmente se puede observar la fractura resultante luego del cierre de las caras sobre el agente sostén, mostrada en diferentes contornos de acuerdo a la concentración lograda, además se puede notar que no se toca la zona de agua.



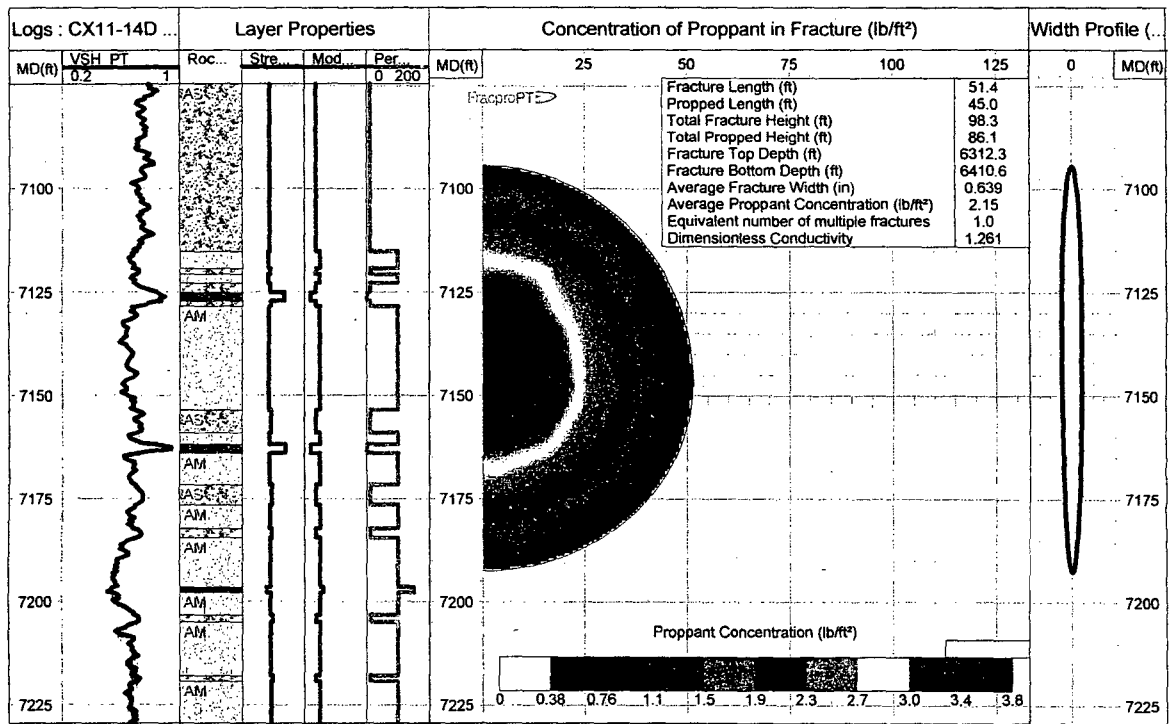


Fig # 70. Configuración final.

## CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Según el análisis económico realizado en función de los requerimientos que este tipo de operaciones requiere. Equipos, aditivos, materiales, gastos de personal entre otros, se ha determinado adecuados los precios que se detallan en el cuadro siguiente.

Tabla # 12. Lista de Costos.

Descripción	Unidad	Precio US\$
Servicios	Lump Sum	140 k
Productos	Lump Sum	90 k

Fuente: Elaboración Propia

## RESULTADOS DEL TRATAMIENTO

Como se muestra en la curva de producción, luego del tratamiento el pozo elevó su producción hasta 1800 bopd el primer mes, 1507 bopd el segundo mes. Es adecuado observar que no se tuvo producción de agua representativa luego del tratamiento excepto el agua devuelta del fluido de fractura, asegurando que no se tocó la zona de agua con la fractura creada.

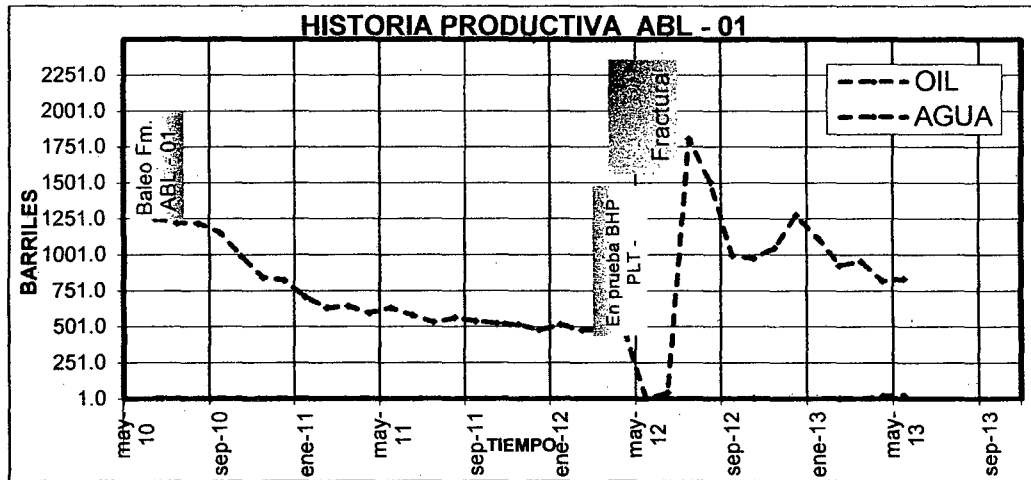


Fig # 71. Curva de Producción del Pozo ABL – 01

Se realizó la construcción de la curva de declinación de producción con los datos obtenidos de producción desde el inicio del pozo hasta la realización del fracturamiento como se muestra a continuación.

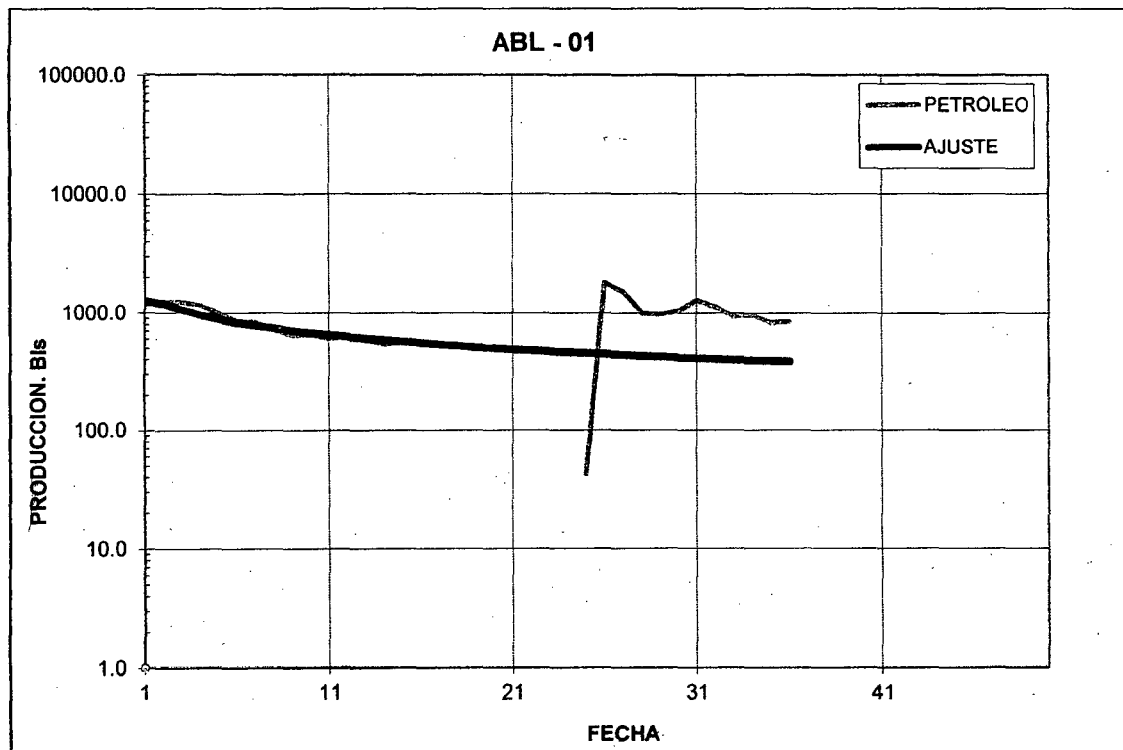


Fig # 72. Ajuste de Curva de declinación de la Producción

Se realizó el cálculo del diferencial acumulado resultante luego del fracturamiento, es decir la producción obtenida con la fractura menos la producción según la curva ajustada para los meses luego de la fractura, este diferencial de producción fue utilizada para el cálculo de la rentabilidad del proyecto obteniéndose los resultados mostrados a continuación.

Tabla # 13. Cálculo de Ingresos

RATE	NUMERO DE MESES	30 Q BPD	TARIFA \$/BBL	20% REGALIAS	INGRESOS
15.00%	0	0	0	0	0
	1	3649	80	64	233568
	2	2454	80	64	157065
	3	1677	80	64	107341
	4	1774	80	64	113553
	5	224	80	64	143635
	6	236	80	64	151569
	7	186	80	64	119236
	8	163	80	64	104516
	9	148	80	64	95024
	10	132	80	64	84576

Fuente: Elaboración Propia

Tabla # 14. Costos antes de Impuesto

RATE	NUMERO DE MESES	POZO PARADO GASTO OPERATIVO	AMORTIZACION DE GASTO OPERATIVO	30 COSTO OPERATIVO	POZO PARADO
15.00%	0	-877673	0	-500000	0
	1	0	-87767	-1094854	-1735336
	2	0	-87767	-736242	0
	3	0	-87767	-503163	0
	4	0	-87767	-532281	0
	5	0	-87767	-673290	0
	6	0	-87767	-710482	0
	7	0	-87767	-558923	0
	8	0	-87767	-489920	0
	9	0	-87767	-445425	0
	10	0	-87767	-396454	0

Fuente: Elaboración Propia

Tabla # 15. Cálculo del Flujo de Caja Actualizado

	NUMERO DE MESES	UTILIDAD SIN IMPUESTO	30% IMPUESTO	AMORTIZACION	FLUJO DE CAJA	FLUJO ACTUALIZADO
RATE	0	-1377673	0	0	-1377673	-1377673
15.00%	1	-582269	174681	87767	-319821	-278105
	2	746641	-223992	87767	610416	461562
	3	482484	-144745	87767	425506	279777
	4	515485	-154645	87767	448607	256492
	5	675294	-202588	87767	560473	278654
	6	717446	-215234	87767	589980	255064
	7	546679	-163704	87767	469742	176594
	8	467475	-140243	87767	415000	135664
	9	417048	-125114	87767	379701	107935
	10	361547	-108464	87767	340850	84253

Fuente: Elaboración Propia

VAN	TIR
380218	20.35%

Van y Tir resultantes, indicando la viabilidad del proyecto.

## **CAPÍTULO V: RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.**

- El tratamiento adicionalmente contemplo no tocar la zona de agua por debajo de los punzados inferiores e incorporar una carga de aditivos adecuada para el control de agua.
- El éxito de este procedimiento garantizó añadir la parte inferior de la formación a la producción y por ende lograr un incremento sustancial de la producción del pozo.
- Es recomendable el uso del fluido Spectra Frac 3500, que trabaja eficientemente a temperaturas de 160 °F presentando propiedades reológicas adecuadas para transportar el agente de sostén.
- El agua base para el fluido debe ser previamente ensayada en el laboratorio, con el fin de asegurar que cumpla con todos los requerimientos para asegurar la calidad del gel de fractura. Así mismo antes de mezclar Spectra Frac 3500 en locación se debe revisar lo siguiente:
  - El Ph del agua debe estar entre 5 y 8.
  - La dureza total del agua no debe exceder 500 ppm
  - El contenido de ion ferroso (Fe +2) no debe exceder los 10 ppm. La presencia excesiva de este ion puede causar el crosslinkeo prematuro del polímero, generando un sobre-crosslinkeo luego de agregar XLW-30 y una prematura degradación del fluido durante el tratamiento.
  - El Ion bicarbonato no debe exceder los 1000 ppm, si existe este problema se puede tratar con HCL para reducir el Ph a un valor entre 5 y 8.

- Una vez realizado el minifrac, en función de los parámetros obtenidos, rediseñar el tratamiento principal de fracturamiento asegurando el mejor tratamiento de estimulación posible.

- Si la eficiencia de punzados es muy baja que genere presiones por fricción excesivas, se puede recomendar volver a balear la formación a fin de tener menores pérdidas por fricción en los perforados y continuar con el tratamiento.

- Si la pérdida de presión por tortuosidad es mayor a 500 psi se recomienda el bombeo de volúmenes pequeños (batchs) de arena en concentraciones de 0.5 ppa, a fin de reducir el efecto tortuoso sobre la presión de tratamiento, minimizando los riesgos de arenamiento prematuro en formación.

- Tanto el caudal de 18 bpm como concentraciones iniciales (1 ppa) y finales (8 ppa), pueden variarse en función de las pérdidas de presión por fricción o parámetros de declinación. Obtenidos del minifrac y/o bombeos previos al tratamiento.

- Se ha determinado el uso de Bauxita malla 20-40 en la ejecución del fracturamiento debido a que los esfuerzos de cierre comparada con otros propantes convencionales.

- Se recomienda el uso de un packer recuperable.

- Se recomienda correr **registro de temperatura, sónico dipolar o de anisotropía** luego de la operación a fin de verificar el crecimiento vertical de la fractura.

Para formaciones que presentan permeabilidades mayores a 50 md y bajo ciertas condiciones especiales, siempre debe tenerse presente la metodología del fracturamiento hidráulico como una opción de estimulación.

## CAPITULO VI : BIBLIOGRAFIA

- Unified Fracture Design 2002 (Michel Economides, Ronald Oligney, Peter Valko.
- Modern Fracturing 2007 ( Michael J Economides, Tony Martin, BJ Services)
- BJ Services Formation Damage Manual 2000.
- A Tip Screenout Fracturing Pilot In A Shallow Heavy Oil Steamflood Proceedings Indonesian Petroleum association twenty five annual convention, October 1996.
- Rock Properties Derived Using Open-hole Logs Angel F Gonzales BJ Services.
- Achieving effective fractures within high-permeability soft formations r. P. Marcinew - Proceedings Indonesian Petroleum association twenty first annual convention, October 1992.
- The relationship between fracture treatment shut-ins, reservoir Permeability and production responses 2005 j.d harkrider.
- Pressure-pack stimulation restores damaged wells' productivity F W Peters - Proceedings Indonesian Petroleum association Seventeenth annual convention, October 1998.
- SPE 46200 Step Down Analysis
- SPE 76720 Real Data Analysis Brings Large Benefits in Hydraulic Fracturing
- SPE 60291 Adapting High Permeability Leackoff Analysis for stimating Reservoir Parameters.