

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION MEDIANTE EL  
REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN CAMPOS MADUROS  
NOROESTE PERUANO - LOTE X”**

**TESIS**

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

**ELABORADO POR:**

**RODRIGUEZ PERALTA DANIEL FELIPE**

**PROMOCIÓN: 2011–1**

**LIMA – PERÚ**

**2012**

## **CAPITULO I: INTRODUCCION**

### **1.1 Antecedentes**

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

En su forma más pura, el fracturamiento hidráulico ofrece un medio para quebrar la formación con presión de un fluido y crear un paso altamente conductivo para el flujo, extendiéndose lateralmente a partir del hueco del pozo para incrementar la producción.

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

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

Históricamente, la industria ha buscado fluidos "ideales" que minimizen el daño a la formación y logren una máxima conductividad empaquetada.

Con el desarrollo de nuevo agente de sostén ultraliviano (ULWP), además de lograr una mayor conductividad puede usarse con fluidos base agua ligeramente gelificada y no reticulada logrando un fluido más limpio y más económico optimizando de esta manera el fracturamiento hidráulico.

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

### **1.2 Formulación del Problema**

La técnica de fracturamiento hidráulico para estimular la producción de pozos de petróleo y gas, en reservorios de baja permeabilidad, es uno de los principales desarrollos de la ingeniería de Petróleo del cual podemos valernos para poder seguir explotando nuestros campos en condiciones rentables.

El diseño y evaluación de fracturamientos hidráulicos son procedimientos complicados, debido a que los procesos involucrados no pueden ser observados directamente. En la descripción del comportamiento de los reservorios, la ingeniería de reservorios ha superado esta limitación, mediante el análisis basado en la presión de fondo del pozo y el caudal de flujo.

Recientemente, estos análisis han sido extendidos y aplicados exitosamente para describir el proceso de fracturamiento hidráulico, por lo que actualmente, es posible tipificar el comportamiento de la presión de tratamiento en el fondo del pozo en modos básicos, que permiten identificar la respuesta de cada formación productiva a este proceso. Este hecho permite seleccionar a priori el modelo de geometría de fractura que mejor podrá simular el respectivo proceso, facilitando el diseño y evaluación del mismo.

### **1.3 Justificación del Proyecto**

Las estimulaciones de los pozos del Lote X, se efectuaban mediante fracturamiento hidráulico de intervalos grandes (500 a 1200 pies de altura), punzados con baja densidad de tiros y utilizando poca cantidad de agente de sostén.

Entre los métodos de fracturamientos utilizados, tenemos: convencional, entrada limitada, Multifrac y Perfpac, usando crudo, diesel y agua gelificados, nitrógeno, CO<sub>2</sub>.

Las técnicas del Perfpac y Multifrac permitían aperturar simultáneamente varios reservorios. Para asegurar el tratamiento de todos los intervalos involucrados, se usaban bolas de nylon como agente divergente y poco volumen de arena de fractura.

Con dichas técnicas no se garantizó una estimulación adecuada en todo el intervalo, debido a que el crecimiento vertical y longitudes de fractura desarrolladas eran muy pequeñas, en muchos casos, quedaron zonas sin estimular.

Sin embargo, a pesar de estas limitaciones, los resultados productivos en muchos casos eran buenos, debido a que tenían presiones originales de reservorio y grandes áreas de drenaje por desarrollar.

En los últimos años, hubo una campaña de Refracturamientos en pozos seleccionados en base a producción acumulada y análisis de registro de presiones, que tuvieron diferentes resultados productivos.

A partir del 2006, los trabajos de refracturamiento se realizaron usando un nuevo enfoque, para ello se formo un grupo multidisciplinario, formado por reservoristas, geólogos e ingenieros de completación. Se analizaron datos de estimulación, registros eléctricos, áreas de drenaje de pozos vecinos, base de datos de presiones y comportamiento productivo, con la finalidad de determinar los pozos candidatos.

Con el sustento técnico de software de fractura, se efectuaron simulaciones de la geometría creada en la estimulación inicial y validada con información actualizada de pozos vecinos.

#### **1.4 Objetivos del Proyecto**

Objetivo Principal:

Optimizar la producción mediante el refracturamiento hidráulico en los campos maduros del Noroeste Peruano - Lote X”

Objetivos Específicos:

El refracturamiento lograra la productividad del pozo a los regímenes originales o a regímenes aún más altos, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

#### **1.5 Hipótesis**

Los trabajos de refracturamiento hidráulico en campos maduros del Noroeste peruano – lote X, permitirán optimizar la producción y desarrollar importantes reservas de hidrocarburos.

## CAPITULO II: FRACTURA HIDRAULICA

En la fractura hidráulica se habla principalmente de fractura con agente de sostén. En el mundo las fracturas con arena representan el 95% de las operaciones.

### 2.1 Estimulación

Cuando hablamos de estimulación, hablamos de estimulación matricial o también de estimulación por fractura. En ambos casos nosotros podemos ver la ley de Darcy aplicada al petróleo (steady state), donde vemos cuáles son los términos que podemos modificar. Estos son:

Se puede trabajar sobre la presión frente al punzado  $P_{wf}$  de manera a reducirla. En pozos surgentes esta presión esta definida por la presión hidrostática y la presión en boca de pozo, pero en un pozo de petróleo con bombeo mecánico, PCP o electro sumergible podemos bajar esta presión casi hasta cero.

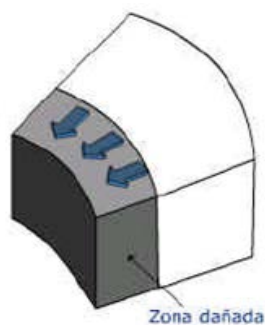
El otro término sobre el cual podemos trabajar es el radio de pozo  $r_w$ . Como no podemos perforar pozos de diámetro demasiado grande, por los costos, estabilidad del pozo, etc, es prácticamente imposible modificar este valor. En fractura se sabe asimilar la fractura a un mayor radio de pozo, o radio efectivo ( $r'_w$ ), como lo veremos más adelante.

Y el último término sobre el cual realmente estamos trabajando es el daño de formación o skin ( $S$ ). En el caso de un tratamiento matricial lo que vamos a querer hacer es reducir este valor a cero y en el caso del tratamiento de una fractura lo que vamos a tratar de hacer es obtener un skin equivalente a un skin negativo. El skin negativo y el radio de pozo efectivos son dos maneras de representar la fractura dentro de la ecuación de Darcy.

#### Ley de Darcy

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_c - P_{wf})}{\mu_o \beta_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + s)}$$

Interactiva



$q_o$	Caudal de petróleo (STB/D)
$k$	Permeabilidad promedio de la formación (mD)
$h$	Altura neta productiva (pie)
$P_c$	Presión de reservorio (PSI)
$P_{wf}$	Presión frente a los punzados (PSI)
$\beta_o$	Factor de volumen de la formación (RB/STB)
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo (cP)
$r_e$	Radio de drenaje del pozo (pie)
$r_w$	Radio del pozo abierto (pie)
$S$	Factor de skin

## 2.2 Índice de Productividad

La ley de Darcy se puede describir de otra manera para definir el índice de productividad (PI) que en realidad es el valor que más se utiliza para representar los resultados de una operación de estimulación. Vemos exactamente los mismos términos que en la ley de Darcy pero puestos de otra manera. Cuando queremos evaluar los resultados de una fractura lo que estamos observando es el índice de productividad antes de fracturar versus el índice de productividad después de fracturar.

### Ley de Darcy

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_e - P_{wf})}{\mu_o \beta_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + s)} \quad \text{PI} = \frac{q_o}{p_e - P_{wf}} = \frac{7.08 \times 10^{-3}}{\beta_o} \frac{kh}{\mu_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + s)}$$

$q_o$	Caudal de petróleo (STB/D)
$k$	Permeabilidad promedio de la formación (mD)
$h$	Altura neta productiva (pie)
$P_e$	Presión de reservorio (PSI)
$P_{wf}$	Presión frente a los punzados (PSI)
$\beta_o$	Factor de volumen de la formación (RB/STB)
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo (cP)
$r_e$	Radio de drenaje del pozo (pie)
$r_w$	Radio del pozo abierto (pie)
$S$	Factor de skin

TPI: (True Productivity Index) índice real de productividad de un reservorio. Acontecería solamente en condiciones de flujo lineal perfecto.

PI: (actual Productivity Index) índice actual de productividad, es menor que TPI (ningún reservorio puede ser producido bajo condiciones de flujo lineal)

## 2.3 Daño de Formación

El tipo de daño no es de importancia para el diseño de un tratamiento con fractura, pero sí para el estudio previo que se realiza para definir el tipo de estimulación a aplicar, o sea al momento de definir entre un tratamiento matricial, una fractura, o un cambio de sistema de extracción.

Podemos citar diferentes razones por las cuales hay siempre algunos daños en la formación. En el caso de una fractura no nos interesa mucho todo esto ya que vamos a bypassar el daño.

Invasión /incompatibilidad de fluidos: invasión de la matriz por fluidos de terminación o perforación que tienen algunos grados de incompatibilidad con los mismos fluidos de formación (emulsión, precipitación, etc) o con la roca (desestabilización de arcillas)

Invasión de sólidos: junto con los fluidos de terminación o perforación pueden entrar en los poros de la formación partículas sólidas, solubles o no, que taponen las gargantas porales e impiden el flujo si la presión diferencial no es la suficiente para removerlos.

Movimiento de fluidos: durante la producción o inyección, el flujo puede mover las partículas de arcillas dentro de los poros y llevarlos a taponar las gargantas porales que son de un diámetro menor. También la inyección de fluido base agua puede hinchar las arcillas, desestabilizarlas y permitir su movimiento. También se debe recordar que en la vecindad del pozo la velocidad lineal del fluido tiene su caudal máximo y por lo tanto mayor fuerza de arrastre.

Cambio de mojabilidad: el uso de ciertos surfactantes o solventes pueden modificar la tensión superficial de la roca y por ende su mojabilidad. En caso de pasar de acuohumectante a óleo humectante se reducirá la permeabilidad del petróleo en la vecindad del pozo.

Emulsiones: el uso de ciertos surfactantes o solventes puede provocar la formación de emulsiones más o menos estables según el tipo de petróleo que hay en la formación. También un surfactante que es beneficioso a una cierta concentración puede ser dañino a otra concentración.

Bloqueo por agua: un cambio en la saturación de agua provoca un cambio en la permeabilidad relativa del petróleo. En caso de un incremento hay una reducción de la permeabilidad. Este daño también es producido por el uso de surfactantes.

Sub productos de reacción (ej. Hidróxido de hierro): en el caso de hacer tratamientos matriciales ácidos o fracturas ácidas, se generan sub productos de las mismas reacciones. Algunos de ellos como el hidróxido de hierro pueden precipitar en forma gelatinosa en los poros de la matriz y obturarlos.

Incrustaciones: algunas aguas de formación tienen sólidos solubilizados (ej.  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,...) que al sufrir un cambio de presión o temperatura precipitan. Estas precipitaciones pueden tapar tanto los poros de la matriz como los punzados o las tuberías. Este problema puede ser agravado por la mezcla del agua de formación con

el agua inyectada que aporte los elementos faltantes para la formación de las incrustaciones.

Depósitos orgánicos: de la misma manera que se pueden depositar incrustaciones, pueden precipitar materiales orgánicos como son las parafinas y los asfaltenos. Estos pueden precipitarse en la matriz en la vecindad del pozo, en los punzados o en la tubería. Estos depósitos pueden existir tanto en pozos de petróleo como en pozos de gas con condensados. También en pozos inyectores pueden existir residuos de bacterias que tapen instalaciones y formación.

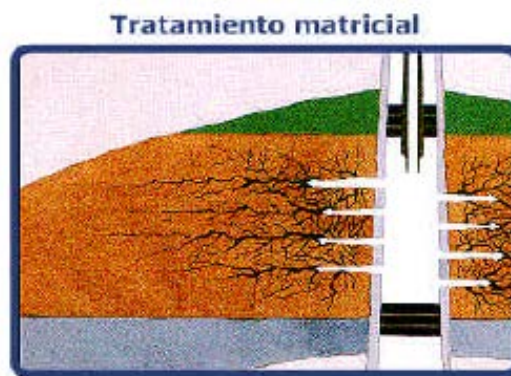
Depósitos mixtos: es frecuente encontrar pozos donde se depositan tanto materiales orgánicos como incrustaciones. Estas precipitaciones saben hacerse de manera sucesiva o sea en capas alternadas orgánico / incrustación.

Producción: durante la operación de producción o inyección podemos generar algunos de los daños anteriores más algunos adicionales. Uno de los daños irreversibles es la reducción de la permeabilidad por disminución de la presión poral y un consecuente colapso de la matriz.

#### 2.4 Fractura vs. Matricial

El objetivo de un tratamiento de fractura y un tratamiento matricial es siempre mejorar la productividad para acelerar la producción. Nuestro objetivo ahora es lograr comparar y contrastar el tratamiento matricial con el tratamiento de fracturamiento.

El tratamiento matricial es realizado a muy bajo caudal para que el fluido entre de la misma manera en casi todos los poros en la vecindad del pozo. El objetivo es el de restablecer la permeabilidad original en la vecindad del pozo, lo que implica reducir el skin a cero. El radio de inyección del



tratamiento no va a más de 1 a 2 metros alrededor del pozo. Por lo tanto, estos tratamientos son de un volumen relativamente pequeño. Hay que cuidarse justamente de conseguir que el líquido inyectado penetre bien en la mayoría de los poros de la matriz alrededor del pozo. Es decir, que no haya canalización y que no se rompa la formación dado que podría generar fractura. Se trata de tratamientos químicos.



Una fractura hidráulica no va a tratar de remediar la permeabilidad cerca del pozo pero va a crear un canal de alta conductividad dentro de la matriz.

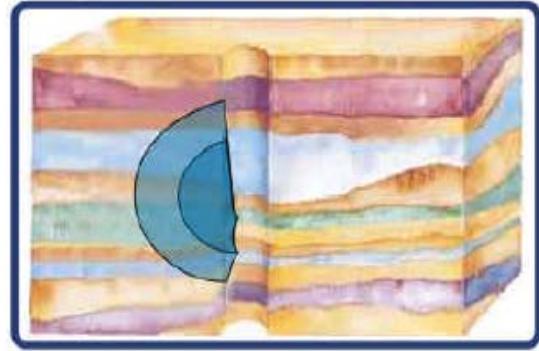
La fractura crea dentro del reservorio un camino conductivo con una profundidad variable según el tipo de formación y de hidrocarburo a producir. No estamos

incrementando la permeabilidad de la matriz, estamos generando un canal de alta conductividad. No se puede mejorar la permeabilidad de la formación en sí (el volumen de la fractura es chico comparado con el volumen del reservorio).

Entonces, una fractura hidráulica no va a tratar de remediar la permeabilidad cerca del pozo pero va a crear un canal de alta conductividad dentro de la matriz. Aunque reiterativo, un concepto importante a entender cuando se realiza una fractura hidráulica es que no se modifica la permeabilidad de la formación, sino que se crea un camino que va de 10 a 500 metros adentro de la formación. Para eso tenemos que bombear a alta presión para romper la formación, e ir a alto caudal para que el fluido pueda llegar lejos adentro de la formación.

Cambiando la geometría de flujo, se mejora la conexión entre el pozo y el reservorio. Una mayor área del reservorio es contactada y el perfil del flujo es cambiado de radial a bi-linear o pseudo-radial (el nuevo radio efectivo del pozo es función de la longitud y conductividad de la fractura). Se obtiene entonces un drenaje más eficiente. Fracturar es una técnica aplicable tanto para zonas de baja como de alta permeabilidad.

Fracturación Hidráulica



## 2.5 Estimulación Matricial

Las estimulaciones matriciales tienen como objetivo de incrementar la capacidad de flujo en la vecindad del pozo. Si observamos el flujo de producción en la matriz no fracturada (flujo radial) vemos que todo el flujo del fluido de formación (hidrocarburo, agua) viene de forma radial sobre toda la superficie del pozo. A medida que se aproxima al pozo el caudal es cada vez mayor y se produce una pérdida de carga también cada vez mayor. En consecuencia, el daño estará en la vecindad del pozo. Si se

observa la presión en la matriz versus la distancia desde el pozo vemos una caída de presión muy grande en una distancia muy corta del pozo.

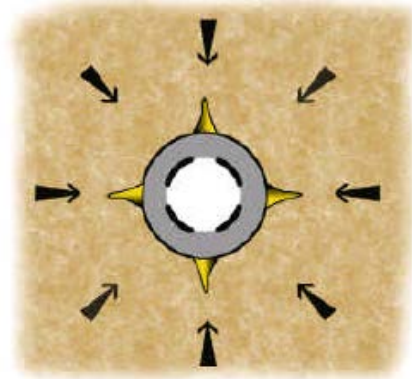
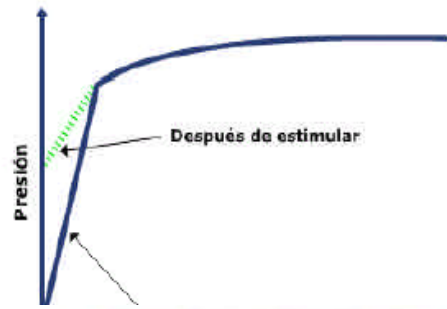
Este caída de presión es resultante del daño.

Justamente, el objetivo de una estimulación matricial es disminuir esta pérdida de carga en la vecindad del pozo. Vamos a disminuir la diferencia de presión, por lo tanto, vamos a incrementar el índice de productividad.

Después de un tratamiento matricial el régimen de flujo sigue siendo radial pero la pérdida de presión en la región cercana al pozo disminuye para un mismo caudal de producción lo cual representa un incremento de productividad.

Las estimulaciones matriciales son más efectivas en formaciones de alta permeabilidad, donde se debe remover un daño inducido (perforación, producción)

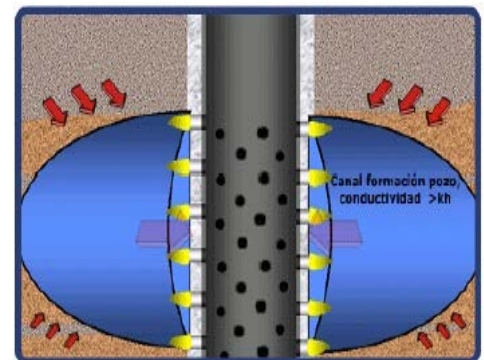
Distribución de presión para un mismo caudal de producción



## 2.6 Fluencias

### Geometría de Fluencia en Fractura

Fracturar cambia la geometría de flujo extendiendo un canal vertical extremadamente conductivo lejos del pozo. Es decir, al fracturar se genera un canal de alta conductividad. La conductividad de ese canal debe ser superior a la conductividad de la formación que está frente a las caras de la fractura. Dentro de la matriz el caudal es relativamente bajo. Dentro de la fractura en cambio, tendremos un caudal relativamente alto.



La relación de superficie de flujo, entre las caras de una fractura y un flujo radial, es  $4hL_f$  a  $2\pi r h r_w$ , típicamente una relación de 5000 a 1. Una vez que el fluido entra en la fractura, fluye linealmente a través del empaque de agente de sostén hasta el pozo.

Hablamos de una permeabilidad de la formación que puede ir de menos de 1 mD a más de 100 mD y, dentro de la fractura, estamos hablando de una permeabilidad que va de 20 a 50 Darcies. Este contraste en las permeabilidades permite conseguir un cierto contraste entre las conductividades de la formación y de la fractura.

#### Régimen de Flujo en Fractura

Una vez que el pozo ha sido fracturado pueden observarse en el tiempo varios regímenes de flujo, tanto dentro de la fractura como en el sistema alrededor de esta.

Durante un tiempo muy corto después de terminar el bombeo y de poner el pozo en producción, la geometría promedio del flujo puede ser considerada como un flujo lineal en la fractura. Gran parte del fluido que entra en el pozo viene de la expansión del sistema que se generó durante la fractura. El flujo lineal se da temprano en la vida del pozo es decir solamente en fracturas de

conductividad infinita. En pozos con una fractura de muy alta conductividad ( $FCD > 30$ ) el flujo dominante es generalmente el flujo desde la matriz hasta la fractura.

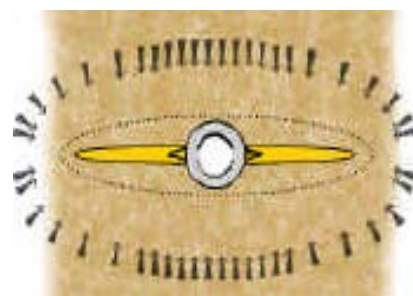
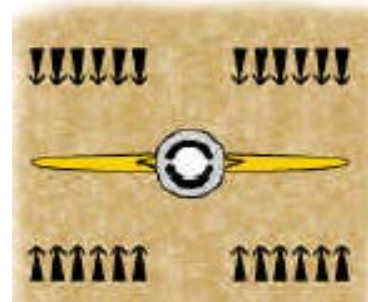
Entonces se observa un flujo lineal en la formación.

Después de un periodo de tiempo, normalmente relativamente corto, vamos a poder observar dos flujos ya que la formación empezó a depletarse. Se observa el flujo que va de la matriz a la fractura y el flujo que está dentro de la fractura.

El flujo es bi-lineal. El flujo bilineal se da temprano en la vida del pozo y solamente en fracturas de conductividad finita. Se compone de un flujo lineal incompresible

dentro de la fractura y de un flujo lineal compresible dentro de la formación hasta la cara de la fractura.

Más tarde en de la vida del pozo, no veremos más a la fractura como sí, pero veremos el sistema fractura/reservorio como un pozo de un diámetro mucho más grande. Entonces podemos decir que hay un flujo pseudo-radial. El tiempo en que acontece va depender de la permeabilidad de la matriz y también



de la conductividad de la fractura. El flujo pseudo-radial se da tarde en la vida del pozo alrededor de este y de la fractura. Con el tiempo el reservorio ve la fractura (conductividad finita o infinita) como un pozo con un diámetro expandido. El flujo tiende a asimilarse más a un flujo radial en una escala global. La fractura pasa a ser análoga a un pozo de gran diámetro. Entonces, se habla de flujo pseudo-radial y de radio efectivo de pozo.

Para diferenciar estos tipos de flujos hay que hacer ensayos tipo TST, etc.

## 2.7 Factor de Conductividad Adimensional

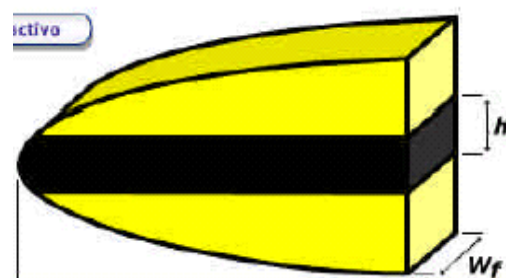
El Factor de Conductividad Adimensional es bastante importante porque en todas las evaluaciones de fracturas se va a utilizar este término. En la literatura lo encontramos escrito como FCD o CFD, depende del autor pero el término es el mismo.

Es la relación entre la conductividad de la fractura y la conductividad de la formación.

La conductividad de la fractura sería la permeabilidad del agente de sostén multiplicado por la superficie de flujo, o sea el ancho de la fractura por la altura. La conductividad de la formación es la permeabilidad de la formación multiplicada por la superficie de flujo, o sea la longitud de la fractura por la altura. Como el término altura está en el numerador y denominador desaparece de la relación.

Aquí estamos hablando exclusivamente de la altura de fractura que esta dentro a la zona de interés. Si la fractura ha crecido en las arcillas que están arriba o abajo, o en zonas sin permeabilidad arriba o abajo, hay que descontarlo.

El factor de conductividad adimensional representa la capacidad que la fractura va a tener de producir el fluido que recibe de la formación. Si la conductividad de la fractura es menor que la conductividad de la formación no va a tener la capacidad de producir todo el fluido que reciba. O sea, si el FCD es menor que uno, entonces la fractura no va a ser eficiente al 100%. Además debido a la influencia de otros factores no considerados en esta ecuación sencilla, el FCD óptimo teórico no es uno pero 1,6. También tenemos que pensar que con el tiempo la fractura se va a dañar, y se



$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K L r}$$



Para el diseño se buscan valores de  $F_{CD}$  de entre 5 y 10

recomienda buscar valores de FCD entre 5 y 10. Estos son los valores que se utilizan normalmente para los diseños.

La relación entre la conductividad de la fractura ( $k_f w_f h$ ) sobre la conductividad de la formación frente a la fractura ( $k L_f h$ ) representa la capacidad de la fractura de transportar hasta el pozo el fluido recibido de la formación. Se considera solamente la parte de la fractura abierta frente a la zona productiva.

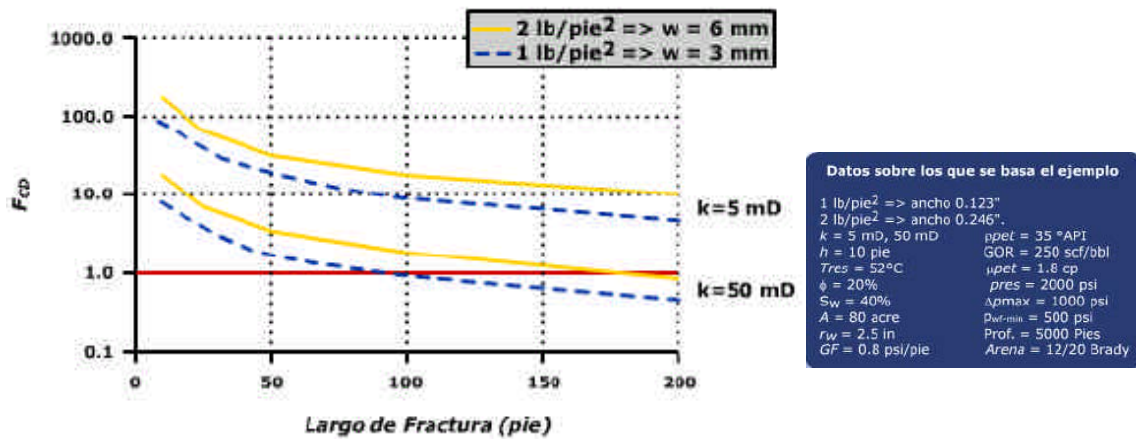
De la ecuación del FCD vemos que crear solamente longitud de fractura no es suficiente. La fractura debe tener la conductividad suficiente para recibir y transmitir el flujo desde el reservorio. Obviamente, reservorios de alta permeabilidad necesitan fracturas más conductivas que reservorios de baja permeabilidad (más fluido para mover dentro de la fractura). La relación es definida por la conductividad adimensional de la fractura, FCD.

El término de FCD describe solamente la conductividad de la fractura vs. la del reservorio. Es relativamente fácil obtener un FCD alto para una fractura corta. Cuando la longitud es incrementada se torna más difícil obtener un  $FCD > 1$ , especialmente para reservorios de media a alta permeabilidad.

Ejemplo: Para un pozo con ciertas características donde se graficó la longitud de la fractura versus el FCD para diferentes sensibilidades. En este caso estamos hablando de un pozo de petróleo, no de gas y de dos fracturas con diferente ancho de fractura.

Primero vemos una formación que tiene una buena permeabilidad, 50 md.

Para esta permeabilidad si hacemos una fractura de 3mm de ancho con una longitud mayor de 80 pies, el FCD va ser menor que 1. Es decir, vamos a hacer una fractura grande y costosa que no va a tener la capacidad de conducir todo el petróleo desde la formación hasta el pozo. Entonces estamos gastando dinero inútilmente. Ahora, si incrementamos el ancho de 3 mm a 6 mm, podemos hacer una fractura más larga de hasta 150 pies, con un FCD mayor que 1, y que por supuesto va poder producir más. En el caso que la permeabilidad de la formación sea menor, 5 mD, vemos que mismo con una fractura no demasiado ancha, 3 mm, y una longitud superior a los 200 pies obtenemos un muy buen FCD (del orden de 8 a 10).



Podemos concluir de este ejemplo que para una capa de alta permeabilidad se necesita fracturas cortas y anchas, y para capas de poca permeabilidad hay que buscar fracturas largas y de ancho menor.

En resumen, vemos la importancia de conocer la permeabilidad de la formación para determinar qué tipo de fractura necesitamos.

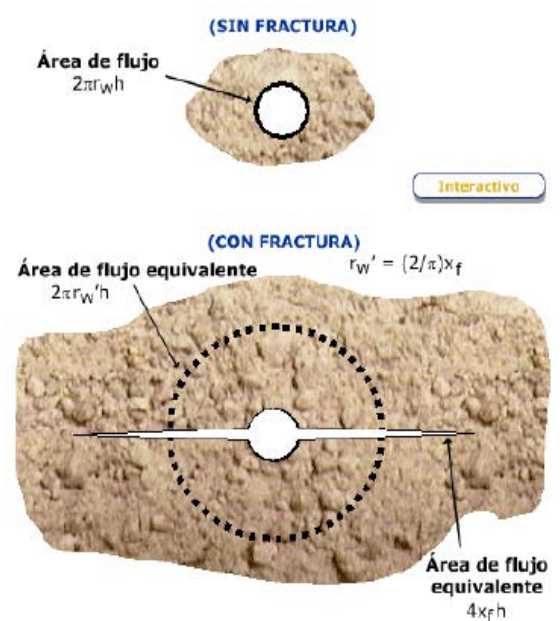
Para una formación con buena permeabilidad (>50 mD) es inútil buscar una fractura larga, ya que rápidamente el FCD será menor que 1, pero sí hay que buscar hacer fracturas anchas. Con una menor permeabilidad una fractura corta sería altamente conductiva sin que la formación esté en condición de aportarle fluido. Esta alta conductividad representa entonces un gasto inútil, y se necesita una fractura larga.

### 2.8 Radio Efectivo de Fractura

Cuando se habla de fractura, se sabe hablar del radio efectivo del pozo,  $r'_w$ . Si el pozo está produciendo en forma natural, o radial, el área de flujo va ser solamente el área del pozo que va a ser  $2 \pi r_w h$ .

En el caso de un pozo fracturado, el área de flujo va a ser las dos alas de la fractura y cada ala tiene 2 caras. La superficie de una cara es la longitud por la altura, por lo tanto el área de flujo va a ser 4 veces la longitud por la altura.

Si queremos hablar de radio efectivo de fractura, el área equivalente de flujo va tener la misma fórmula que en el caso de un pozo que



produce de manera radial, o sea se puede escribir:  $2 \pi r'_w h = 4 x_f h$  lo que nos da que  $r'_w = 2 x_f / \pi$ .

Esta es una definición que se encuentra en la literatura y que es utilizada justamente para representar la longitud necesaria por la cual uno tiene diseñar la fractura.

En el año 1961, Prats relacionó el radio efectivo con el concepto del FCD. A la ecuación teórica  $r'_w = 2x_f / \pi$  agregó correcciones para considerar los efectos de alteraciones de presión en la vecindad de las caras de la fractura y obtuvo el grafico adjunto del FCD versus la relación entre  $r'_w / x_f$ .

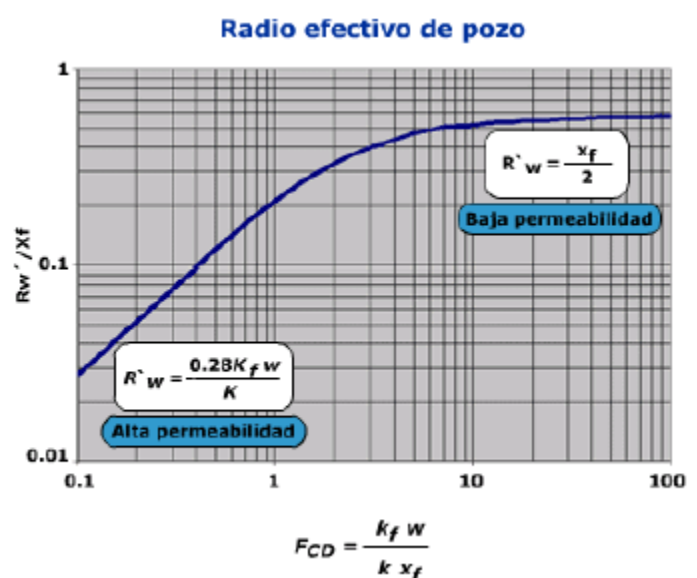
Podemos ver que en el caso de reservorio de baja permeabilidad, donde los valores de FCD son altos (fracturas de conductividad infinita) el radio efectivo puede escribirse:  $r'_w = 0.5 x_f$

En el caso de reservorio de alta permeabilidad y bajos valores de FCD el radio efectivo puede escribirse:  $r'_w = 0.28 k_f w / k$

Tomando esto en consideración y en función de la permeabilidad podremos determinar cual es la longitud optima que tenemos que buscar y utilizar en el diseño.

En el gráfico se puede observar también que para un valor de FCD superior a 10 no hay ninguna mejora, y que los valores óptimos están entre 2 y 10. En casos de pozos de alta

permeabilidad no será práctico obtener FCD del orden de 10 y es frecuente tener valores menores que 1.



### CAPÍTULO III: SELECCION DE CANDIDATOS

La selección de los pozos candidatos a ser estimulados con fractura es el proceso de identificar y seleccionar aquellos pozos que, como consecuencia de la estimulación, van a tener la capacidad para producir más y lograr un mejor retorno económico.

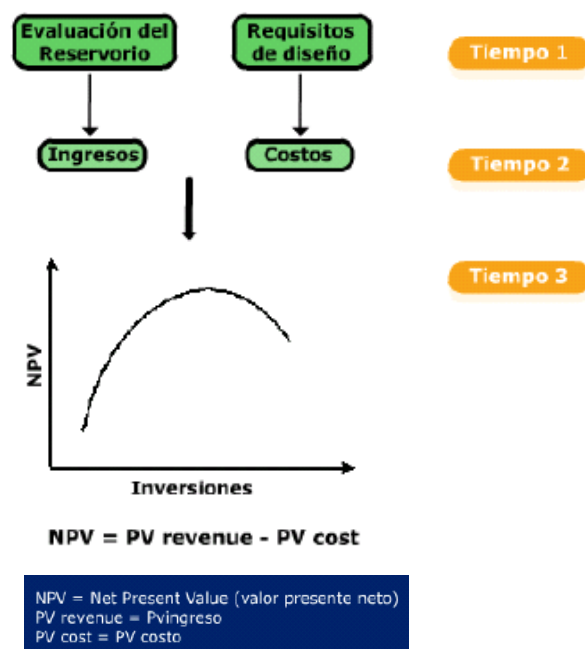
Cuando un pozo no produce lo esperado y antes de hablar de fractura hidráulica o de tratamiento matricial, se debe determinar el porqué de la falta de producción.

No necesariamente habrá que hacerle algún tratamiento. Una vez definido el problema se elegirá el tratamiento.

#### 3.1 Proceso de Selección.

##### Parte 1: Análisis Económico de la Estimulación

Primero hay que hacer un análisis económico de la estimulación y buscar cuánto dinero vamos a ganar haciendo ese tipo de trabajo. Entonces, primero tenemos que hacer una evaluación del reservorio y buscar cuál es el potencial de ingreso con y sin estimulación. Por otro lado, deberíamos ver cuáles serían los requisitos de diseño para poder hacer una estimulación matricial o una fractura. Vamos a determinar si necesitamos una fractura larga o corta, ancha o delgada. Es decir, vamos a determinar qué cantidad de productos vamos a necesitar y cuáles serán los costos.



Aquí los costos no incluyen sólo el dinero que pagamos a la compañía de servicios, sino también todos los costos de equipo involucrados en la operación. En función de todos estos datos vamos a hacer un análisis económico del retorno versus las inversiones.

Los diagramas sobre la derecha los conceptos del proceso de selección y optimización de los pozos candidatos a estimular. La combinación de la evaluación del reservorio, de la estimulación y de los costos son utilizados para la selección de candidatos y para maximizar el retorno de la inversión (NPV). El NPV ó Net Present Value , se define sencillamente como:

$$\text{NPV} = \text{PV revenue} - \text{PV cost}$$



## **Parte 2: Proceso de Selección de Candidatos**

Para hacer todo este proceso de selección de capas, primeramente hay que hacer una revisión de los perfiles, de las características de los reservorios. Hay que hacer un mapeo de productividad de los pozos vecinos para pronosticar la posible producción post estimulación.

Si vamos a hacer una reparación hay que estudiar primero lo que se hizo durante la terminación o la reparación anterior.

Con todo esto se establecen cual son los potenciales de producción que se pueden esperar después de la estimulación.

También hay que evaluar posibles problemas mecánicos. Especialmente en reservorios de alta permeabilidad acontece que el pozo no produce lo esperado porque la instalación de producción no se lo permite. Puede ser porque el tubing es demasiado chico para el caudal potencial del pozo, o porque hay una restricción a nivel de los punzados. Estos son problemas mecánicos.

El proceso de selección de candidatos debe comprender:

- Revisión de perfiles, características del reservorio, informaciones de la terminación y reparaciones.
- Mapeo de productividad de cada pozo.
- Establecer potenciales razonables de producción post estimulación.
- Evaluar posibles problemas mecánicos.
- Enfocarse sobre los pozos con mayor potencial.

## **Parte 3: Determinación de Potencial Post Estimulación.**

Hemos visto que el proceso de selección de candidatos incluye el establecimiento de potenciales razonables de producción post estimulación.

Se pueden hacer simulaciones de reservorio más o menos complejas, lo que dependerá de las informaciones disponibles, del tiempo del ingeniero de estimulación (si hay uno). Una herramienta muy práctica es el Análisis Nodal que permite determinar el potencial sin y con estimulación.

El análisis puede hacerse desde el fondo del reservorio hasta que el fluido entra en los tanques. En pozos con sistema de extracción artificial, el análisis se hace normalmente

solamente desde el fondo del reservorio hasta el nodo en el casing frente a los punzados.

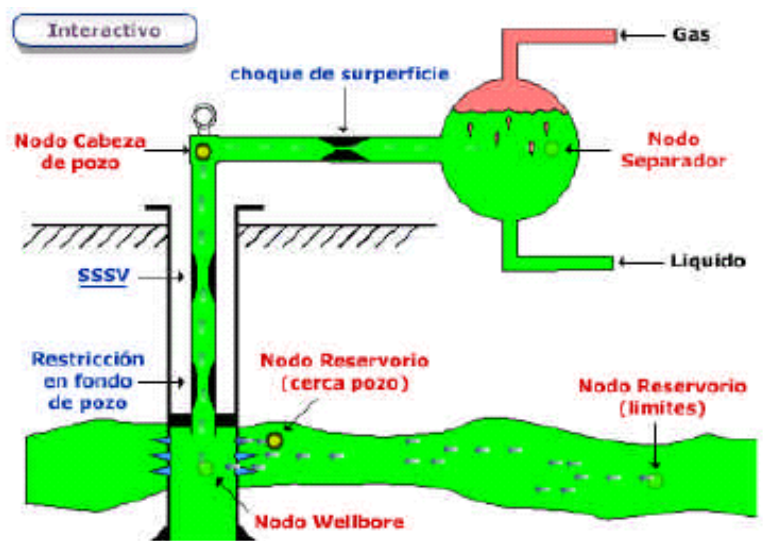
Para hacer el análisis se puede considerar varios diámetros de tubería, líneas de conducción. Se puede hacer sensibilidades con diferentes completaciones, como cantidad y diámetros de punzados, filtros, daños, etc.

### 3.2 Análisis Nodal

#### • Evaluación de Potencial

El Análisis Nodal consiste en dividir todo el sistema en diferentes nodos.

El primer nodo es en el fondo del reservorio, otro en la vecindad del pozo antes de los punzados, otro en el pozo frente a los punzados, otro en boca de pozo, y se pueden agregar nodos en cualquier lugar que se quiere estudiar específicamente. Para evaluar una estimulación se trabaja



normalmente sobre los nodos que van del fondo del reservorio hasta dentro del pozo, y generalmente se deja el restante a la gente de producción que son los que verdaderamente saben cuáles son las limitaciones del sistema productivo.

Para realizar un análisis Nodal, el sistema de producción es dividido en cuatro componentes:

- El reservorio,
- Tubing de completación,
- La línea de flujo horizontal y
- El separador.

Cada componente es analizado separadamente y como grupo para evaluar la eficiencia del sistema completo.

Hay softs para hacer estas evaluaciones. Hoy no se tiene un soft estándar en toda la compañía. Los programas que se encuentran en el mercado son generalmente orientados o a la parte reservorio (y la parte instalación no está demasiado

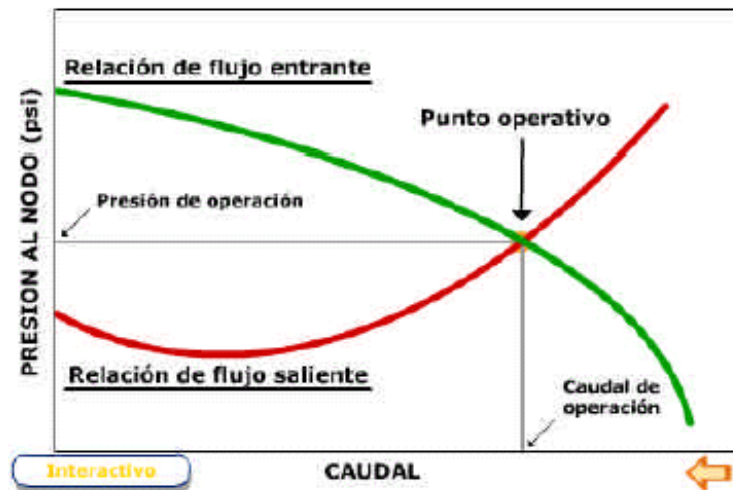
desarrollada), o a la parte producción (y la parte de reservorio no está demasiado desarrollada).

- **Punto de Operación. Flujo Estable**

El análisis nodal analiza la capacidad que tiene la formación de producir hidrocarburo desde el fondo del reservorio hasta el tanque. Es decir, la relación entre caudales y pérdidas de presión en los diferentes tramos que constituyen el sistema.

El sistema de producción es dividido en dos segmentos principales, el "Inflow" (flujo entrante) y el "Outflow" (flujo saliente), los que son representados por las curvas siguientes:

"Inflow Performance Relationship" (conocida como curva IPR). Esta curva es definida como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión de fluencia en fondo de pozo frente a los punzados. Es la habilidad del reservorio de entregar fluido, petróleo o gas a través de la formación. El comportamiento del flujo es descrito por la respuesta de la presión y caudal del reservorio.



**Fig. 3.1 Curvas de Inflow y Outflow**

"Tubing Intake Curve (TIC)", que es la combinación de pérdida de presiones desde el nodo en fondo de pozo hasta el separador.

El punto de intersección de las dos curvas, cuando existe, es el punto de equilibrio en el cual el pozo va a producir por sí mismo. Para hacer una optimización de la producción se hace sensibilizaciones con diferentes parámetros como instalaciones, daños, punzados, etc.

Aprender como hacer correctamente un análisis Nodal es un curso aparte. Aquí damos solamente una idea de su importancia para la definición de cual son los reservorios candidatos a estimular.

## CAPÍTULO IV: MECÁNICA DE ROCAS

En este capítulo hablaremos de mecánica de roca. No entraremos en detalles ni desarrollos matemáticos pero solamente en lo necesario para poder entender el diseño de una fractura.

La mecánica de rocas (también llamada reología de la roca) es la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de las rocas.

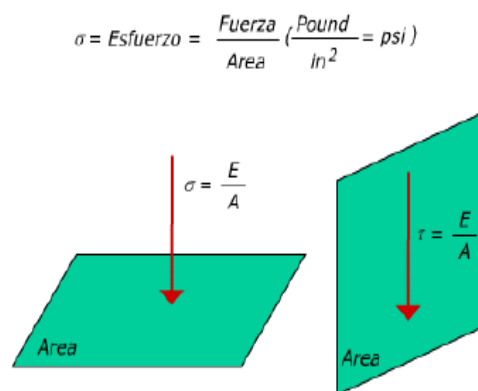
En fracturas hidráulicas es importante conocer las propiedades mecánicas y el estado "in situ" de los esfuerzos (stresses). Esta información es utilizada para predecir la geometría final de las fracturas y por ende estimar su conductividad y producción.

### 4.1. Tipos de Esfuerzos

#### o Esfuerzo

El esfuerzo es una fuerza ejercida sobre un área, que representa la superficie de un material. La fuerza puede ser perpendicular o tangencial.

Si el esfuerzo es perpendicular, o normal a la superficie será un esfuerzo de compresión (compressive stress) y es representado por  $\sigma$ .

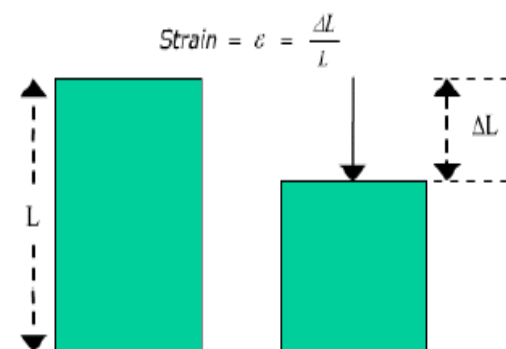


Si en cambio el esfuerzo es tangencial a la superficie, o paralelo al plano, será un esfuerzo de corte (shear stress) tendiendo a cortar el material en este plano. Es representado por  $\tau$ .

Los esfuerzos son considerados positivos cuando son compresivos y negativos cuando son tensionales.

#### Deformación específica (Strain)

Cuando aplicamos un esfuerzo a un cuerpo, inmediatamente ese cuerpo empieza a deformarse en una mayor o menor medida según el material. Esa deformación específica, e, que en inglés se llama "strain", es el cambio en la longitud sobre la longitud original ( $\epsilon =$



$\Delta L/L$ ). Por definición el término de "strain" es adimensional.

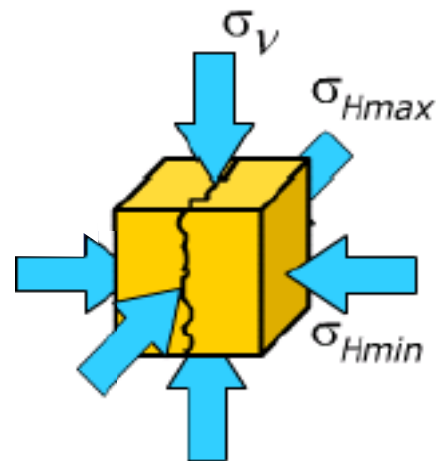
Para un esfuerzo de presión, la deformación del cuerpo corresponde a un acortamiento longitudinal y a una expansión transversal.

Por norma se considera el acortamiento como "strain" positivo y la expansión como "strain" negativo.

#### o **Esfuerzo In situ**

En la formación bajo tierra cada cubo de roca está sometido a una serie de esfuerzos. Podemos representar los esfuerzos según 3 ejes, los que van ser un esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ) y dos esfuerzos horizontales, uno que va a ser máximo ( $\sigma_{max}$ ) y otro que va a ser mínimo ( $\sigma_{min}$ ).

El esfuerzo vertical representa el peso de las diferentes capas superiores a la capa estudiada. Su valor es normalmente en un rango de 0.98 a 1.1 psi/pie. Este mismo esfuerzo tiene tendencia a deformar horizontalmente la roca generando esfuerzos horizontales.



Controlan o afectan fuertemente:

- Azimut
- Orientación (vertical o horizontal)
- Altura y ancho
- Presión del tratamiento
- Conductividad del empaque de agente de sostén

Los esfuerzos horizontales son diferentes según la dirección, porque la roca está sometida no solamente a la resultante del esfuerzo vertical sino también a esfuerzos resultantes de movimientos tectónicos del pasado.

Cuando se propaga una fractura, es porque las dos caras de la fractura se mueven venciendo el esfuerzo in situ perpendicular a las caras. La naturaleza siempre busca el menor esfuerzo - igual que nosotros y en consecuencia la fractura va crecer perpendicular al esfuerzo mínimo.

Por lo tanto siempre existe una dirección preferencial de fractura que en la literatura se encuentra bajo el término de PFP (Preferred fracture plan), o plano preferido de fractura.

Normalmente los esfuerzos horizontales son menores que el esfuerzo vertical, y por ende las fracturas crecen generalmente en un plano vertical (hay excepciones). En el caso de pozos poco profundos, menos de 300 m, el esfuerzo vertical puede ser el menor de los tres y en este caso la fractura puede ser horizontal. A una profundidad intermedia es posible que se generen fracturas inclinadas porque el esfuerzo mínimo no es necesariamente vertical u horizontal. Pero en la mayoría de los yacimientos productivos estamos lo suficientemente profundo y las fracturas son orientadas verticalmente. También la cercanía de falla puede influir sobre la orientación de las fracturas por su efecto sobre el estado de los esfuerzos.

Otro efecto de la intensidad de los esfuerzos va a ser la altura de la fractura. Los esfuerzos in situ son dependientes del tipo de roca, las arcillas tienen esfuerzos horizontales mayores que las arenas.

El crecimiento en altura de la fractura va a ser limitado por la presencia de capas con mayores valores de esfuerzos por arriba o por debajo de la capa a fracturar. El ancho de la fractura va a ser también dependiente de los esfuerzos y a mayor esfuerzo hay un menor ancho de fractura.

La presión de tratamiento que es la presión que necesitamos para empujar la roca en ambas caras de la fractura va a ser siempre superior al esfuerzo mínimo, y a mayor esfuerzo mínimo mayor presión de fractura.

Esto es muy importante para nosotros porque puede implicar limitaciones para el equipamiento a utilizar en superficie.

El esfuerzo también va a afectar la conductividad del empaque del agente de sostén. Como lo veremos después, a mayor esfuerzo la conductividad de la fractura disminuye.

### ○ Esfuerzo Efectivo

Cuando estamos hablando de esfuerzo, nos interesa conocer el esfuerzo real que los granos de arena de formación o los granos del agente de sostén van soportar. En realidad el fluido presente en los poros soporta parte del esfuerzo total, y los granos son sometidos solamente a una parte del esfuerzo ejercido por la roca.



$$\sigma' = \sigma - \alpha P$$

$\sigma'$  = Tensión efectiva

$\sigma$  = Tensión total

$\alpha$  = Constante poroelástica

$\alpha = 0.7$  para condiciones in situ

$\alpha = 1.0$  para fractura (presión neta)

P = Presión poral

Este esfuerzo resultante es lo que llamamos esfuerzo efectivo.

La presión del fluido es la presión poral. El proceso de difusión, deformación y la cementación entre los granos afectan la eficiencia de la presión del fluido para soportar la carga aplicada a la formación. Entonces solamente parte de esta presión poral es realmente efectiva y esa reducción de presión es representada por un coeficiente  $\alpha$  llamado coeficiente de poroelasticidad.

Por lo tanto el esfuerzo efectivo sobre los granos ( $\sigma'$ ) va a ser el esfuerzo in situ ( $\sigma$ ) menos parte de la presión poral:  $\sigma' = \sigma - \alpha P$ .

El coeficiente de poroelasticidad puede considerarse igual a 0.7 en condiciones normales in situ, y 1.0 dentro del empaque de agente de sostén. De esta relación vemos que si hay cambios en la presión poral esto implicará cambios en los esfuerzos sobre el agente de sostén.

#### o Esfuerzos según la Formación

El esfuerzo vertical depende solamente del peso de las capas de rocas superior. Pero los esfuerzos horizontales son distintos según el tipo de formación. Esta diferencia en los esfuerzos depende de sí la formación es más o menos plástica. Si la formación es muy plástica tiene tendencia a deformarse más y podemos imaginar como cada cubo de roca tendrá tendencia a empujar más los cubos de roca vecinos generando así más esfuerzos horizontales.

Más deformable es la formación, mayores serán los esfuerzos tangenciales horizontales. Por esta razón, normalmente en una arcilla que es más plástica que una arena, la intensidad de los esfuerzos es mayor que en la arena.

La plasticidad esta representada por la Relación de Poisson ( $\nu$ ), que es definida como la relación de la deformación lateral.

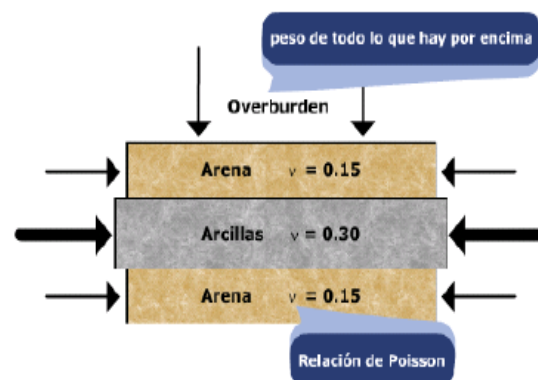


Fig. 4.1 Relación de Poisson

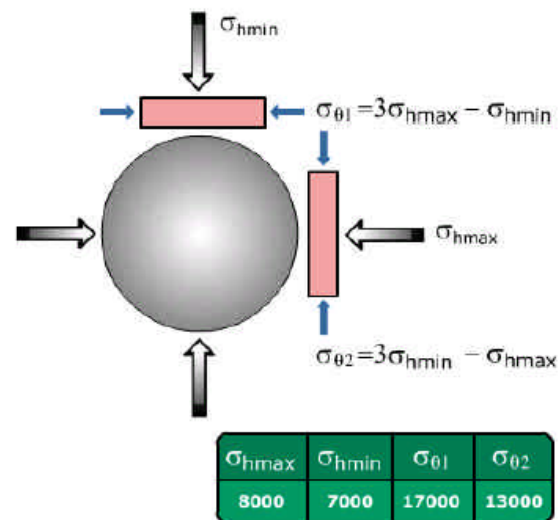
En consecuencia esa relación es una medición de cuanto una roca se deformará horizontalmente cuando es sometida a una deformación vertical (overburden). Las formaciones con mayores relación de Poisson, como las arcillas, tenderán a deformarse más en plano horizontal que formaciones con relaciones menores, como

las areniscas (clásticas). Como bajo tierra las capas no están libres de moverse se generan esfuerzos horizontales dentro de las rocas.

#### o **Concentración de esfuerzos en la vecindad del pozo**

En las pantallas anteriores hemos hablado de los esfuerzos en la formación a una cierta distancia del pozo en una zona no disturbada. Pero cuando se construye el pozo y se lo perfora, se modifican los esfuerzos en la vecindad de las paredes del pozo, o sea se modifica las condiciones de equilibrio en esta zona.

Desde el pozo hasta una distancia de una a dos veces el diámetro del pozo se genera nuevas condiciones de equilibrio. Estas condiciones, en la zona de mayores esfuerzos que es la pared del pozo, son representadas por las ecuaciones de la figura 4.2.



**Fig.4.2 Esfuerzos en la Vecindad del Pozo**

Vemos entonces que en esta zona hay una concentración de esfuerzos que pueden afectar el inicio de la fractura. Pero como la zona de concentración es menos de dos veces el diámetro del pozo, por un pozo perforado con 9" tendremos condiciones normales a una distancia inferior a las 18". Esta distancia es equivalente a la profundidad de un punzado hecho con cañón, por lo cual no será siempre una dificultad.

#### **4.2 Modulo de Young:**

El Modulo de Young (E) representa la relación entre el esfuerzo que se aplica perpendicularmente al material y la deformación axial de ese material. Se aplica una fuerza F y se obtiene un cambio de longitud  $\Delta L$ . Graficando esta relación se grafica el Modulo de Young.



En un material homogéneo y elástico, como puede ser un metal, esta deformación es lineal en función del esfuerzo que se le aplica. Desgraciadamente las rocas son un material muy diferente.

Un material ideal tiene una relación esfuerzo/strain lineal (¡pero las rocas no son material ideal!). Se toma la pendiente de la curva en la parte lineal para determinar el modulo de Young.

Un alto valor de E representa un material muy duro, lo que significa que un alto esfuerzo (alta presión) es necesario para deformar la roca.

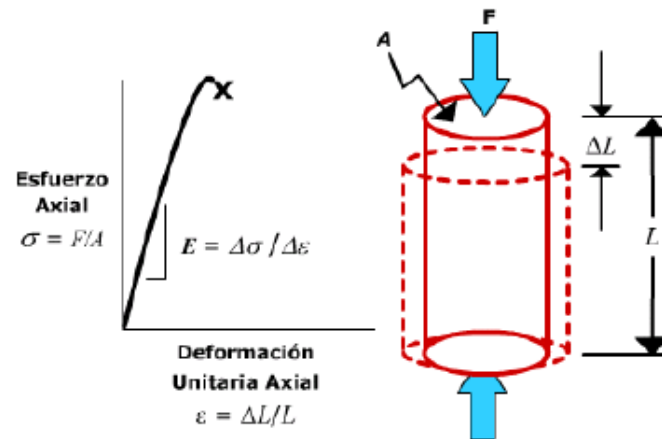


Fig. 4.3 Modulo e Young

#### 4.2.1 Efecto de Confinamiento

La roca no es un material ideal ya que tiene poros, micro -fisuras y otras heterogeneidades. Si a una muestra de roca le aplicamos presión sobre la circunferencia para simular el efecto de los esfuerzos in situ (presión de confinamiento), y aplicamos una fuerza en las extremidades observamos que la deformación cambia según la presión de confinamiento. Para cada una obtenemos un grafico diferente.

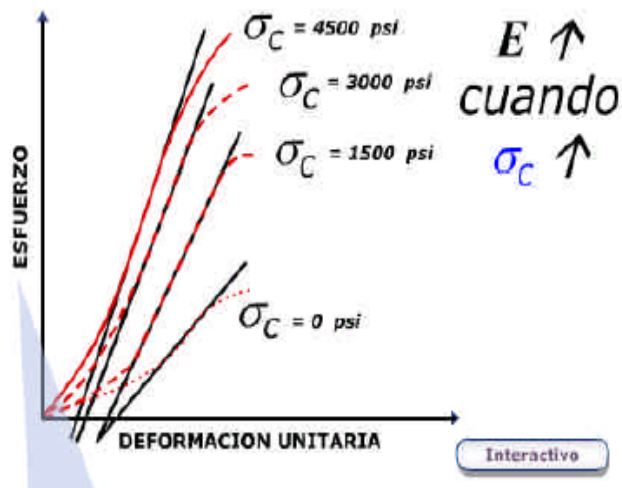


Fig. 4.4 El esfuerzo representa la variación de Esfuerzo Efectivo dentro de la Formación.

En la formación la roca está siempre comprimida, o confinada, por los esfuerzos naturales in situ. Entonces, en el laboratorio debemos tratar de simular siempre las

condiciones de fondo. Y necesitamos conocer los valores del esfuerzo mínimo, o de confinamiento, y realizar los respectivos ensayos con estos valores. De otra manera los valores de modulo de Young que se obtendrían no tendría validez.

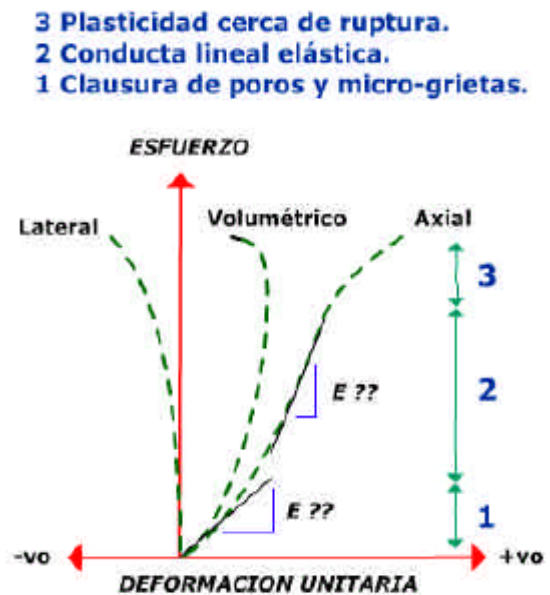
#### 4.2.2 Arenisca Típica

Si en un ensayo de laboratorio tomamos una muestra de arenisca sometida a una presión de confinamiento equivalente a los esfuerzos in situ, vemos tres fases diferentes en la curva de deformación versus esfuerzo.

En la primera fase la pendiente es grande, lo que representaría un Modulo de Young muy bajo, porque se están cerrando los poros y micro fracturas que hay en la muestra.

La segunda fase es un período mucho más largo donde la muestra se deforma de manera lineal. En este periodo la deformación es casi elástica y es el periodo que consideramos para determinar el valor de E.

En la tercera fase la muestra empieza a deformarse cada vez más, terminando rompiéndose. En esta fase hemos pasado el periodo de elasticidad de la roca. Considerando las deformaciones longitudinal y lateral se calcula la deformación volumétrica. Vemos que en la fase 3 el volumen incremento a pesar del incremento de la carga. Es importante recordarlo porque este fenómeno, llamado dilatancia, será discutido ulteriormente.

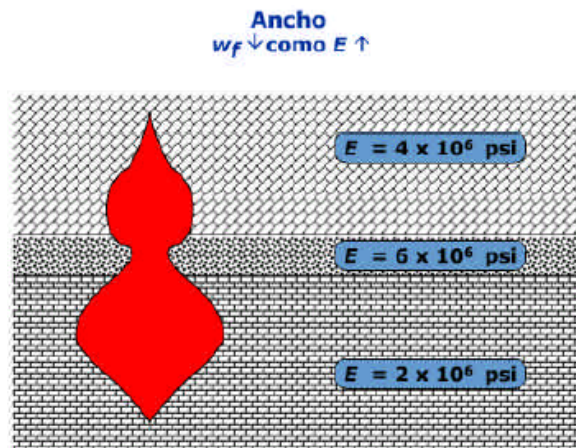


#### 4.2.3 Efecto sobre la Geometría de Fractura

El Módulo de Young es la relación entre el esfuerzo perpendicular al material y la deformación de este material. Entonces por un mismo esfuerzo, a mayor módulo de Young (formación más dura) menor deformación, o sea menor movimiento de la cara de la fractura, lo que implica menor ancho de fractura. Al inverso a menor módulo de Young (formación blanda) mayor deformación, o sea mayor ancho de fractura.

En formaciones duras, se necesitaría mayor presión neta para obtener el ancho deseado, pero eso es generalmente no compatible con la limitación deseada en el crecimiento vertical de la fractura.

Cuando la altura de la fractura cubre varias capas con módulos de Young



diferentes el ancho no será uniforme en altura. En consecuencia podría haber zonas (pinch point) donde el ancho no es suficiente para el paso del agente de sostén provocando un arenamiento en esta zona.

#### 4.2.4 Factores que afectan la determinación del Módulo de Young en Laboratorio.

Si queremos determinar el módulo de Young (E) en el laboratorio, el ensayo es bastante delicado para hacer. No hay muchos laboratorios equipados para hacerlo. Se necesita contar con una celda tri-axial para poder confinar la muestra.

Esa debe ser elegida con cuidado, no debe tener anisotropía, ni fisuras, debe ser homogénea. El contenido de humedad de la muestra debe representar las condiciones de fondo, presión y saturación. Si no se realizan correctamente estos ensayos no son representativos de nada.

Como además son ensayos costosos, las operadoras evitan este tipo de estudio, y buscan definir valores de módulo de Young utilizando otras técnicas como el perfilaje (logging).

#### 4.3 Relación de Poisson

La Relación de Poisson representa la deformación lateral (perpendicular a la dirección del esfuerzo) de un material sometido a un esfuerzo longitudinal.

Para un diseño de fractura el valor de la Relación de Poisson no tiene mucha importancia, a menos de utilizarlo para calcular los esfuerzos in situ teóricos. La deformación de las caras de la fractura es perpendicular al esfuerzo de la presión neta y es más representada por el Módulo de Young. Rocas con altas relaciones de Poisson transfieren mayor cantidad del esfuerzo vertical en la dirección horizontal, o sea

resultan en mayores valores de esfuerzos horizontales. Las arcillas que tienen mayor relación de Poisson que las arenas, tienen generalmente mayores valores de stress que estas. Debido al comportamiento no lineal de las rocas, la relación de Poisson no es constante en todo el rango de stress. Es afectado por los mismos factores que el Módulo de Young.

#### 4.4. Determinación de Propiedades Via Perfiles

##### o Características de la roca deducidas de los perfiles

Hemos visto que es difícil conseguir valores de módulo de Young, y de relación de Poisson, desde testigos corona. Entonces debemos deducirlos de perfiles sónico dipolar. Esos perfiles miden el tiempo de propagación de la onda de corte y de la onda compresiva. Hay una relación matemática entre estos dos tiempos de propagación con la cual podemos calcular la Relación de Poisson. Con la Relación de Poisson y la densidad de la formación podemos calcular el Módulo de Young.

$$\nu = \left[ \frac{0.5 \left( \frac{\Delta T_c}{\Delta T_s} \right)^2 - 1}{\left( \frac{\Delta T_c}{\Delta T_s} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E_{dyn} = 2G(1 + \nu)$$

$$G = 13400 \left( \frac{\rho_b}{\Delta T_s^2} \right)$$

$\Delta T_s$	= Tiempo de propagación de la onda de corte
$\Delta T_c$	= Tiempo de propagación de la onda de compresión
$\rho_b$	= "módulo de volumen" (bulk density)
$E_{dyn}$	= Módulo de Young <b>dinámico</b>
$\nu$	= Coeficiente de Poisson
$G$	= Módulo de corte

No se debe tomar la interpretación de los perfiles como algo de automática. Los valores que obtenemos así son valores dinámicos del módulo de Young. La señal sonora es muy rápida y se mide un movimiento muy rápido dentro la formación. En el laboratorio se aplica el esfuerzo muy lentamente sobre la muestra lo que puede ser considerado estática.

Durante el proceso de fractura cuando se rompe la roca el movimiento es probablemente más rápido que lo que hacemos en el laboratorio, pero es mucho más lento que la velocidad del sonido, entonces lo podemos considerar como algo estático. Para simular la fractura se utilizan valores estáticos de módulo de Young. Entonces, se han desarrollado correlaciones entre valores dinámicos y valores estáticos.

##### o Módulo de Young dinámico vs. Estático

No hay una formula matemática directa, ni relación directa entre módulo de Young dinámico y estático.

Lo único que existe son relaciones empíricas determinadas en laboratorio, tomando varias muestras con las cuales se lleva a cabo el ensayo de laboratorio y al mismo tiempo se realiza un ensayo sónico.

Se ha publicado varias correlaciones. La que se muestra en este grafico es la correlación determinada por Morales (SPE 26561). Esta correlación se puede utilizar como guía pero debería ser calibrada en cada zona con ensayo de corona.

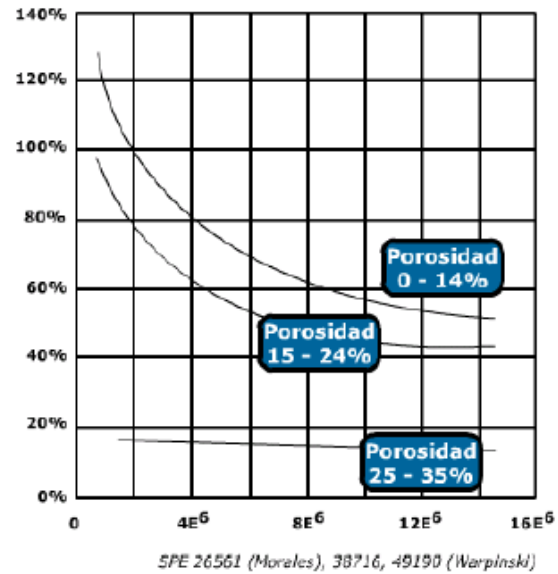


Fig. 4.5 Él relacionó el módulo de Young dinámico calculado por perfil y la porosidad de la formación para determinar el Módulo de Young estático.

#### 4.5 Cambio en los Esfuerzos Función por Cambio en la Presion Poral

Cuando diseñamos una fractura necesitamos conocer los valores del esfuerzo mínimo en la formación a fracturar y en las formaciones adyacentes. Estos valores pueden ser deducidos de los perfiles pero siempre deberán ser verificados en el campo con una prueba de inyección a caudal de fractura.

Según la teoría simplificada de la elasticidad :

$$\sigma_{hmin} = \frac{\nu (\sigma_{vert} - 2P_{por}) + P_{por}}{1 - F\nu}$$

$$F = \frac{\sigma_{hmax}}{\sigma_{hmin}}$$

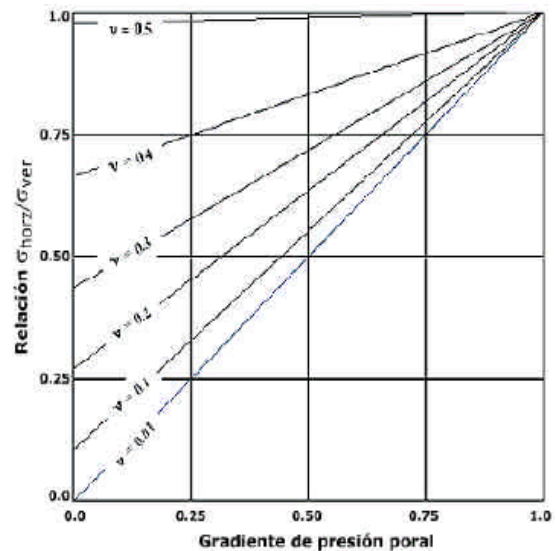
Entonces

$$\Delta\sigma_h = \Delta P_{por} \frac{1 - 2\nu}{1 - F\nu}$$

$\sigma_{hmax}$  = Esfuerzo horizontal máximo  
 $\sigma_{hmin}$  = Esfuerzo horizontal mínimo  
 $\sigma_{vert}$  = Esfuerzo vertical  
 $\nu$  = Relación de Poisson  
 $P_{por}$  = Presión poral  
 $F$  = Relación  $\sigma_{hmax} / \sigma_{hmin}$  (de 1.0 a 1.5)

Los esfuerzos deducidos de perfiles son los esfuerzos en las condiciones del pozo en el momento de la perforación. Durante la fase de producción las condiciones cambian y los esfuerzos no son constantes. Si el pozo ha estado en producción o en inyección antes de definir la fractura, la presión poral ha cambiado, y por ende los esfuerzos in situ han cambiado. Es importante tenerlo en cuenta ya que en un pozo inyector podemos encontrarnos con presiones de fractura mayores que las presiones normalmente observadas en el yacimiento.

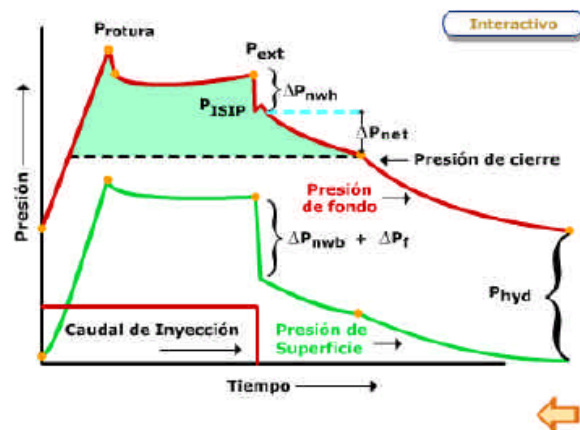
Las ecuaciones anteriores pueden ser representadas gráficamente para un uso más sencillo. Hemos visto anteriormente la definición del esfuerzo efectivo. Es fácil confundir los dos conceptos, entonces para entender la relación entre esfuerzos in situ y presión poral debemos considerar la siguiente explicación física del fenómeno: Cuando la presión poral disminuye la formación productiva (arena) tiene tendencia a contraerse. Pero la presión poral de las formaciones adyacentes que son impermeables no cambia y estas no se mueven. Este resulta en que el esfuerzo sobre la formación disminuye.



#### 4.6 Presiones Durante la Fractura

Durante una operación de fractura hablamos de presiones. Estas presiones representan diferentes términos que deben ser definidos. Llamamos presión de fractura a la presión dentro de la fractura, justo después de los punzados.

En superficie medimos el caudal de inyección, la densidad de la lechada, la presión en la línea de bombeo y cuando se puede la presión en casing. Es muy raro tener sensores para medir la presión de fondo, y aun más en tiempo real.



$$P_{\text{frac}} = P_{\text{sup}} + P_{\text{hyd}} - P_{\text{fric tub}} - P_{\text{fric wellbore}}$$

Fig. 4.6 Presiones durante la Fractura

Generalmente la presión de fondo es calculada en función de los datos anteriores. La evaluación de una operación se basa en la interpretación de esta presión de fondo calculada o medida. La presión de fondo es la presión de superficie, más la presión hidrostática, menos todas las fricciones del sistema. Las fricciones son estimadas según datos teóricos.

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{sup}} + P_{\text{hyd}} - P_{\text{fricción tub}} - P_{\text{fricción wellbore}}$$

En un grafico típico de la presión de fondo vemos que al inicio del bombeo la presión sube hasta que se rompa la formación: Es lo que se denomina presión de ruptura (rupture pressure). Después la presión se "estabiliza", en este momento tenemos la presión de propagación, o de extensión de fractura ( $P_{ext}$ ). Una vez parado el bombeo, no hay más fricciones en el sistema, y la presión de fondo es igual a la presión de superficie más la presión hidrostática. La presión así calculada es realmente la presión adentro de la fractura, es lo que llamamos ISIP, Instant Shut In Pressure.

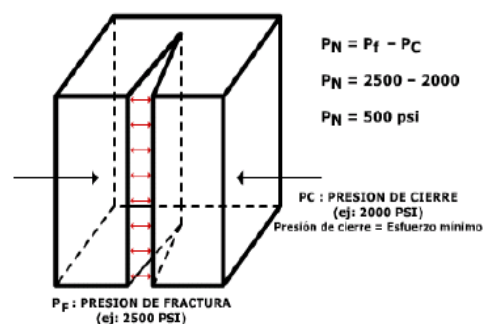
$$P_{frac} = ISIP_{superficie} + P_{hyd}$$

Cuando paramos el bombeo, la fractura esta todavía abierta y el fluido que se encuentra adentro pasa lentamente en la formación por efecto de la perdida de fluido (leak off), lo que implica una disminución de la presión. Una vez que el fluido de fractura filtro a la matriz las dos caras empiezan a tocarse, es el punto de cierre de la fractura. Después de este momento el fluido que invadió la vecindad de la fractura sigue difundándose en el reservorio y la presión sigue disminuyendo hasta estabilizar en la presión de reservorio.

El mecanismo de disminución de presión cambia, y el punto de cierre puede ser visto como un quiebre en la pendiente de la presión. Si hay agente de sostén en la fractura las caras se apoyaran sobre el agente de sostén antes del cierre. Entonces la determinación de la presión de cierre debe hacerse con un bombeo sin agente de sostén.

#### 4.7 Presión Neta

La Presión Neta representa la diferencia entre la presión de cierre y la presión dentro la fractura, o sea la presión de fractura medida en fondo. Físicamente es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propage. Si la presión neta es cero es porque la fractura esta cerrada.



Un ejemplo para aplicar la formula: La presión del fluido en la fractura es de 2500 psi, la presión correspondiente al esfuerzo de la formación que tiende a cerrar la fractura ( $\sigma_{min}$ ) es 2000 psi. Entonces la presión neta es:  $2500 - 2000 = 500 \text{ psi}$ . Dicho de otra

manera, de los 2500 psi, solamente 500 psi son utilizado para la propagación de la fractura, los otros 2000 psi son para impedir que se cierre. El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura.

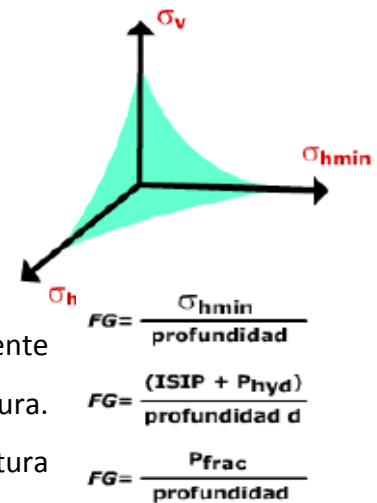
#### 4.8 Gradientes de Propagacion y Cierre

Como los reservorios que se fracturan tienen profundidades muy diversas para poder relacionar fácilmente las presiones independientemente de la profundidad se utiliza el término de gradiente de fractura (GF). Es importante tener claro de lo que hablamos ya que se utiliza el mismo término para definir dos presiones diferentes.

Según quien habla utilizará este término para definir el gradiente de cierre de fractura o el gradiente de propagación de fractura. Se expresa en psi/pie. Teóricamente el gradiente de fractura debe ser el esfuerzo mínimo  $\sigma_{min}$ , o presión de cierre, dividido por

la profundidad. Entonces representa la presión mínima para mantener la fractura abierta con un ancho cero. Este es el valor requerido por los simuladores. En realidad cuando se quiere determinar el gradiente de fractura en el campo se mide el ISIP.

Como el tiempo de parada es muy corto (segundos) no se llega a determinar la presión de cierre sino solamente la presión de propagación. En este caso se toma como gradiente de fractura a la presión de fractura ( $P_{superficie} + \text{hidrostática}$ ) dividido por la profundidad. En consecuencia estos valores de gradientes de fractura son ligeramente sobrevaluados. Aquí el gradiente de fractura no representa el esfuerzo mínimo, sino el esfuerzo mínimo más la presión neta.



#### 4.9 Tortuosidades (Near Wellbore Effects)

En un cierto porcentaje de las operaciones podemos observar presiones en exceso de lo esperado por el nivel de los gradientes de cierre. En la mayoría de los casos este exceso de presión se debe a efectos en la vecindad del pozo (near wellbore effects) que son todos englobados bajo el término de tortuosidades.

La fractura se inicia en los punzados de una manera que es función de la posición y cantidad de los punzados, de la inclinación del pozo, etc. Cualquiera sea la dirección



inicial el cuerpo principal de la fractura se redirecciona perpendicularmente al esfuerzo mínimo. También la tortuosidad puede ser consecuencia de la presencia de fracturas múltiples entre el pozo y la fractura principal.

Estas fricciones por tortuosidades resultan en una diferencia entre la presión en el fondo del pozo y la presión en el cuerpo de la fractura.

Como consecuencia de estos efectos puede haber altas presiones de fractura, una zona de ancho menor donde se puede generar arenamiento prematuro, una zona de menor conductividad (si el ancho es menor la conductividad de la fractura  $k_f w_f$  será menor).

Cuando el agente de sostén es agregado al fluido las fricciones en la cercanía del pozo se pueden incrementar drásticamente debido a la dificultad de transportar una lechada con agente de sostén en un camino angosto y tortuoso. Así puede provocarse un arenamiento.

Tengamos en cuenta que cuando calculamos la presión neta debemos descontar las presiones por tortuosidades. En caso contrario podemos interpretar muy mal el comportamiento de la presión durante las operaciones. Es imposible predecir, o cuantificar de antemano, el efecto de tortuosidad. Como la pérdida de presión es función del caudal se puede diagnosticar la cantidad y la razón haciendo un step down test.

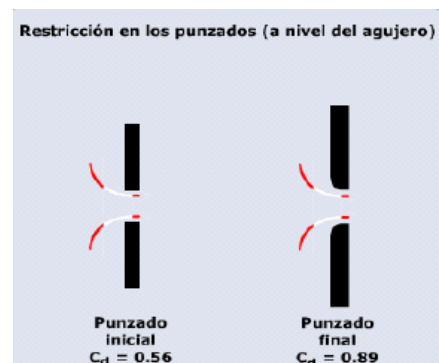
También se puede minimizar estos efectos:

- Utilizando mayor diámetro de punzados.
- Punzando orientado en la dirección de  $\sigma_{max}$  (PFP).
- Iniciando la fractura con un fluido viscoso.
- Utilizando slugs de arena para erosionar las restricciones o tapar fracturas secundarias.

Fenómenos más comunes por los cuales hay pérdidas de presión por fricción en la cercanía del pozo, o sea tortuosidades, son:

### 1 - Restricción en los punzados (a nivel del agujero):

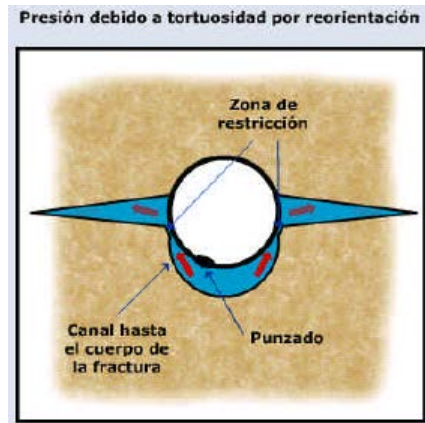
El diámetro inicial no es suficiente para que el fluido entre al caudal de diseño. Puede ser porque el diámetro es insuficiente debido a la utilización de



una carga incorrecta, o por una cantidad de agujeros abiertos insuficiente. En estos casos no se observa disminución de presión hasta que el agente de sostén entre en los punzados. Cuando empieza a penetrar en los agujeros el efecto de la erosión hace disminuir rápidamente las fricciones y por ende la presión de superficie.

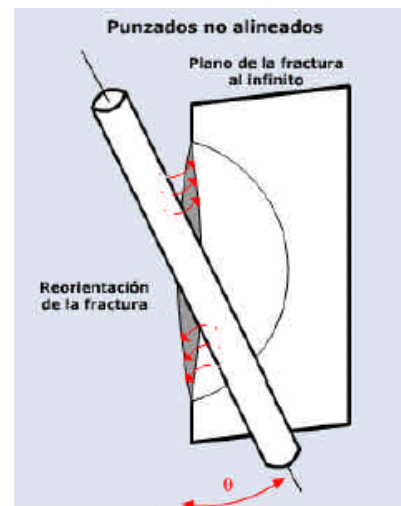
## 2 - Presión debido a tortuosidad por reorientación:

El pozo y la fractura son en el mismo plano pero el punzado no está en la dirección del PFP. Se forma un canal entre cemento y formación y en la zona de mayor esfuerzo hay una zona de restricción al flujo. Cuando el fluido pasa, erosiona esta zona y se puede observar una caída de presión ya antes que ingresa el agente de sostén.



## 3 - Punzados no alineados:

Si el pozo y el PFP no están en el mismo plano, los punzados no son alineados con el plano de fractura. Esta se inicia según el plano del pozo y debe reorientarse en el PFP. En la zona de transición la fractura es perpendicular a esfuerzos mayores que  $\sigma_{min}$ , y entonces el ancho es menor, lo que genera mayores presiones. El efecto de la erosión debería poder observarse cuando el agente de sostén penetra en los punzados.



### 4.10 Presión de Ruptura

En un pozo inclinado no solamente hay un esfuerzo debido a la tortuosidad sino que también hay un gran esfuerzo inicial para romper la formación. Este mayor esfuerzo es dependiente de la inclinación ( $\beta$ ) pero también de la orientación ( $\alpha$ ) en función de la dirección de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo. Lo vemos representado en este gráfico donde se considera que no hay efectos de tortuosidad.

Si el pozo es vertical, o sea la inclinación es 0, la relación entre la presión de ruptura y la presión neta será 1. A medida que el pozo es más inclinado, y según su dirección versus la dirección de los esfuerzos máximos y mínimos, la presión de ruptura varia y puede llegar a 1.6 veces la presión de ruptura de un pozo vertical. O sea si en los pozos verticales de la zona tenemos normalmente presiones de ruptura de 5000 psi, en un pozo desviado a 60° y en la dirección de  $\sigma_{max}$ , debemos esperar una presión de ruptura de 7500 psi.

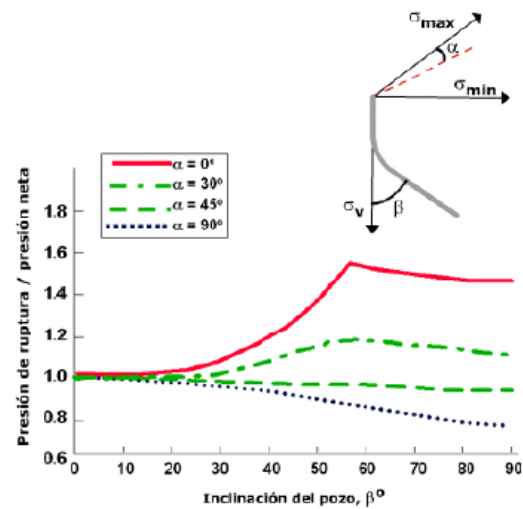


Fig. 4.7 Presiones de Ruptura

Es importante saberlo para definir de antemano el equipamiento necesario en locación para la operación. En caso de pozos desviados es importante conocer las direcciones de los esfuerzos en el yacimiento antes de perforar.

#### 4.11. MULTI-FRACTURAS

Además de los efectos de tortuosidades hay otro fenómeno que puede generar exceso de presión dentro la "fractura", es la existencia de fracturas múltiples. Estas pueden existir en la vecindad del pozo (near wellbore), o lejos en la formación (far field). Cada caso tendrá un impacto diferente sobre la geometría de la fractura y también sobre la respuesta de la presión. Se acepta la presencia de fracturas múltiples en la vecindad del pozo que son manejadas como tortuosidad, pero las fracturas en el reservorio son motivo de discusiones entre los especialistas que no pueden ponerse de acuerdo, en consecuencia no todos los simuladores permite simularlas.

Una escuela dice que cuando se fractura se generan frecuentemente fracturas múltiples debido a la heterogeneidad en la formación. Se inician fracturas en cada punzado y no necesariamente colasen en una, o unas, fractura(s) grande(s). La otra escuela considera que es poco lógico porque la naturaleza siempre busca el esfuerzo mínimo. Si tenemos varias fracturas cada una competiría con la otra, lo que implicaría tener cada vez más fricción en el sistema ya que a tener menos caudal en cada fractura habría menos ancho. Además cuando se abre una fractura, los esfuerzos en la

vecindad crecen y limitan la apertura de otra fractura cerca de la primera. Es decir la existencia de fracturas múltiples como cosa normal iría en contra de la lógica de la naturaleza. Aceptan que se inicien varias fracturas, pero consideran que normalmente solamente una crezca.

Por supuesto hay casos particulares donde ambas escuelas están de acuerdo, como los pozos desviados, donde sí habrá fracturas múltiples, pero iniciando a una cierta distancia una de otra. Por experiencia personal estoy más inclinado con el punto de vista de la segunda escuela.

Cerca del pozo, en el momento que se inicia la fractura es posible que se generen varias fracturas en diferentes punzados, pero más lejos del pozo estas fracturas coalescen en una fractura grande.

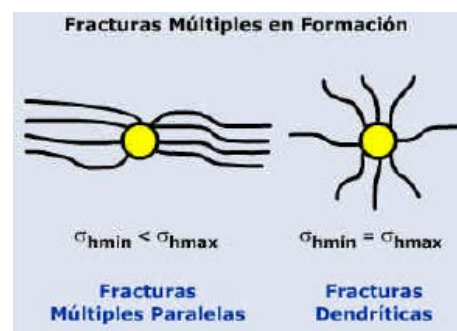
Estas fracturas múltiples significan canales angostos donde no podrá pasar el agente de sostén.

No necesariamente van a generar demasiado exceso de presión, y no son siempre detectadas a menos de hacer un slug de agente de sostén. Estas condiciones deben ser corregidas antes de iniciar el tratamiento en sí para evitar un arenamiento prematuro.

Dentro la formación (far field) las fracturas múltiples serán paralelas, siempre y cuando los esfuerzos máximo y mínimo sean diferentes.

Esta demostrado por ensayos de laboratorio que con una diferencia de solamente 50 psi entre  $\sigma_{max}$  y  $\sigma_{min}$ , las fracturas tendrán una dirección única. Para que no interactúen entre sí es necesaria una cierta distancia entre fracturas.

Si los esfuerzos son exactamente iguales, o por lo menos con una diferencia inferior a 50 psi, las fracturas podrían tener una forma dendrítica o sea en todas las direcciones. Esto existiría solamente en una zona completamente relajada, sin efectos tectónicos, lo que es más representativo de formaciones muy blandas y poco consolidadas.



**Fig. Fracturas Múltiples en la Formación**

En conclusión algunas de las condiciones que favorecen la presencia de fracturas múltiples son:

- Poca diferencia entre  $\sigma_{max}$  y  $\sigma_{min}$ .
- Presencia de fracturas o fisuras naturales.
- Inclinación del pozo.
- Tipo de punzado.

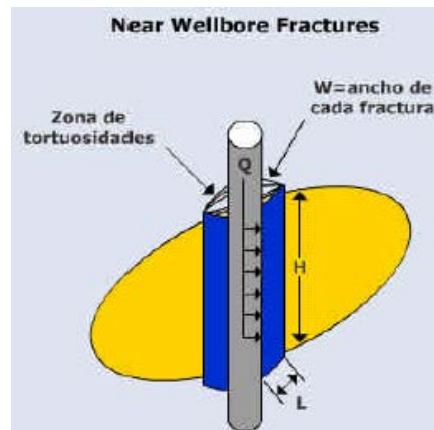


Fig. Fracturas en la Vecindad del Pozo

## CAPÍTULO V: AGENTES DE SOSTEN

### 5.1 Requerimientos

Hemos hablado de teoría de fractura, ahora vamos a empezar a hablar de los elementos necesarios para hacer una fractura.

El primer material es el agente de sostén. Cuando hacemos fracturas en arenisca, y también en algunos carbonatos, es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo. Este material es lo que llamamos "agente de sostén", o "agente apuntalante" o proppant.

Este material debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, principalmente una alta resistencia a los esfuerzos. También debe resistir a la corrosión, porque en ciertos ambientes hay  $H_2S$  o  $CO_2$  en el fluido de producción, o a futuro se puede prever tratamientos ácidos.



**Fig.5.1 Ensayo en el Laboratorio con Arena como agente de Sosten**

El agente de sostén debe tener una gravedad específica lo más baja posible para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura. Como son materiales que se utilizan en gran volumen es muy importante que el costo sea lo más bajo posible.

En areniscas y también en algunos carbonatos, es necesario utilizar algunos agentes de sostén para guardar la fractura abierta e incrementar su conductividad.

Propiedades ideales: Alta resistencia, resistencia a la corrosión, baja gravedad específica, disponibilidad a bajo costo.

### 5.2. Conductividad

El empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido de la formación a través de la fractura, por lo tanto el parámetro más importante es la conductividad en condiciones de fondo de pozo.

Recordemos que la conductividad de la fractura es el ancho por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo y por la altura. El ancho de la fractura es directamente proporcional a la concentración de agente de sostén dentro de la fractura (no confundir concentración en la fractura [lb/pie<sup>2</sup>] con la concentración en el fluido de fractura [PPA]). Esta concentración, cantidad de agente de sostén por unidad de área, se expresa en libra por pie<sup>2</sup> (lb/pie<sup>2</sup>), y por lo tanto este término es dependiente de la gravedad específica del material utilizado.

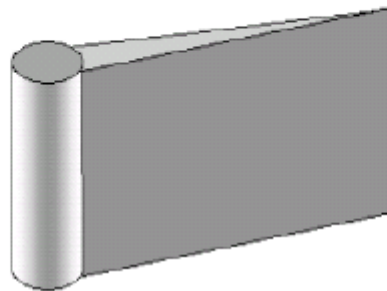
Sería más conveniente hablar de ancho de fractura y no de concentración en lb/pie<sup>2</sup> ya que por una misma concentración el ancho dependerá de la gravedad específica del material. Pero cuando se empezó a hacer las primeras fracturas el único agente de sostén disponible era la arena. Entonces se utilizaba este término sin posibilidad de confusión, y seguimos utilizándolo hoy.

La permeabilidad final de la fractura es función del tipo de agente de sostén, de la concentración alcanzada dentro de la fractura (lb/pie<sup>2</sup>), de la temperatura del reservorio, de la presión de cierre, de la dureza de la formación (E), de la cantidad de finos, de la calidad del gel utilizado (cantidad de residuo dejado en la fractura), etc.

**AGENTE DE SOSTEN**

**EL PARÁMETRO MAS IMPORTANTE ES LA **CONDUCTIVIDAD**  
DE LA FRACTURA EN CONDICIONES DE FONDO.**

**Conductividad de la fractura:**  
 **$wk_f$  = ancho de fractura x permeabilidad dentro de la fractura.**



**Fig. 5.2 El ancho de la Fractura es Directamente Función de la Concentración remanente de Agente de Sosten (lb/pie<sup>2</sup>)**

### 5.3 Confinamiento

Una vez cerrada la fractura el agente de sostén esta sometido (confinado) a una presión ejercida por la formación. En realidad la presión de confinamiento no es toda la presión ejercida por la formación sino la presión de formación menos la presión poral. Entonces la presión de confinamiento se define como el esfuerzo mínimo, determinado en la presión de cierre, menos la presión poral.

$$P_c = \sigma_x - \text{BHPP}$$

Donde  
 $P_c$  = Presión de confinamiento.  
 $\sigma_x$  = Esfuerzo mínimo nativo (in situ).  
 BHPP = Presión de producción en fondo

El esfuerzo ejercido sobre el agente de sostén se incrementa a medida que la presión de fondo disminuye.

Fig.5.3 Presión de Confinamiento

$$P_{\text{confinamiento}} = P_{\text{cierre}} - P_{\text{poral}}$$

$$P_{\text{confinamiento}} = (\text{GF} \times \text{Profundidad}) - P_{\text{poral}}$$

Debido a la producción la presión poral disminuye en el tiempo, y con más intensidad en la vecindad del pozo. En consecuencia la presión de confinamiento incrementa en el tiempo y es máxima cerca del pozo, donde también es necesaria la mayor conductividad. En caso de pozos producidos por algunos sistemas de bombeo artificial (AIB, PCP, ESP) la presión en el fondo (BHPP) puede ser considerada cero, y entonces

$$P_{\text{confinamiento}} = (\text{GF} \times \text{Profundidad})$$

#### Efecto de la presión

En la foto de izquierda vemos arena utilizada como agente de sostén. Se utiliza normalmente para una presión de confinamiento inferior a los 4000 o 5000 psi. Podemos observar la forma de los granos y que todos son prácticamente del mismo tamaño.

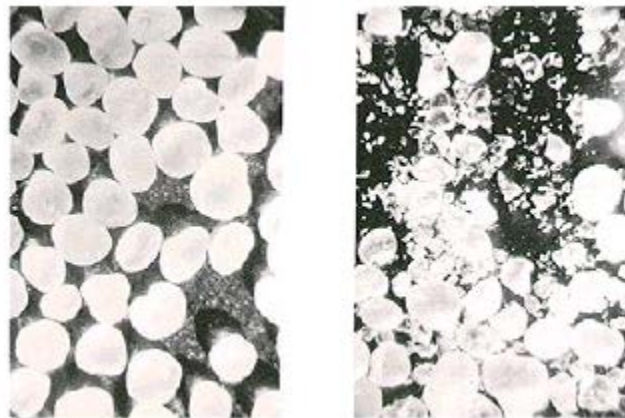


Fig. 5.4 Efecto de la Alta Presión de Confinamiento sobre la Arena

En la foto de derecha vemos esta misma arena después de ser sometida a una presión de 10.000 psi, o sea una presión muy superior a la presión recomendada. Podemos constatar cómo parte de los granos se han roto y han formado una cantidad de partículas muy finitas. Si



estos finos se quedan dentro del empaque tapan los poros e impedirán el flujo desde la formación. Por lo tanto podemos concluir en la importancia de conocer la presión de confinamiento máxima durante la vida del pozo a la cual será sometida el agente de sostén para poder definir cual usar.

#### 5.4 Calidad de las Arenas de Fractura - Normas API

Existen diferentes normas API para los diferentes tipos de agente de sostén, la norma API- 56 siendo específica para las arenas. Estas normas dan las diferentes especificaciones sobre resistencia a la compresión, resistencia a la corrosión (solubilidad), tamaño y formas de los granos.

En la Figura 5.5, reproducido de la norma vemos la exigencia en cuanto a la forma de los granos de las arenas de fractura.

Como la arena es un agente natural que se encuentra en canteras, no toda la arena es bien redonda, al contrario. Por lo tanto el primer control de calidad será verificar su redondez. Se debe exigir que la forma de los granos de arena, estadísticamente hablando, coincide con los cuatro cuadrados de arriba a la derecha. Si la arena tiene una forma según las líneas inferiores del cuadro tendremos una arena de mala calidad, dado que cuando se cerrará la fractura se tapan todos los poros. Es este tipo de arena que debemos evitar de comprar.



Fig. 5.5 Esfericidad y Redondez Según Norma API 56

La forma de los granos se clasifican en:

- **Esfericidad:** representa el grado de comparación entre la forma de los granos de arena y una esfera.
- **Redondez:** mide si las diferentes facetas de los granos se juntan de manera redondeada o no.

### 5.5 Efecto de la Concentración.

Aquí vemos el efecto de la concentración de agente de sostén dentro de la fractura. Este gráfico es sacado de una base de datos de Stimlab. Es un laboratorio independiente de terceros que no pertenece a ninguna de las compañías de servicio y está patrocinado por empresas petroleras. Repsol no es socio de Stimlab, al menos en lo que respecta a estimulación. La comparación esta hecha con arena marca Badger de granulometría 12/20.

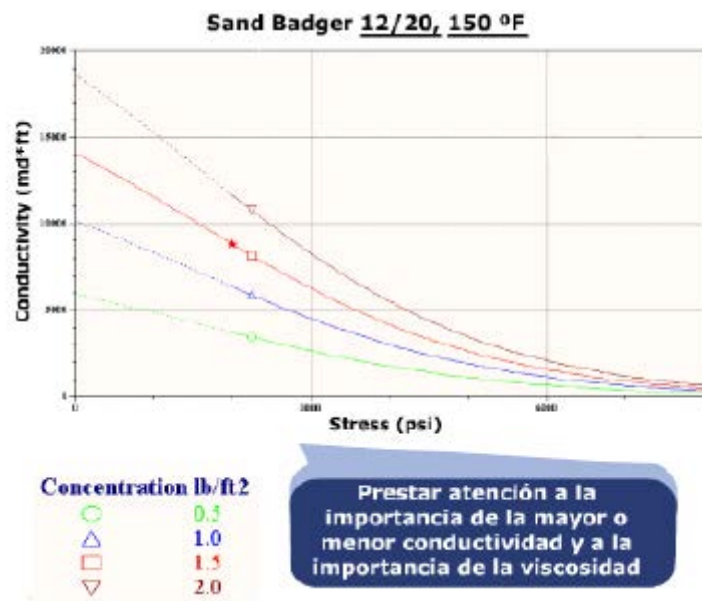


Fig. 5.6 Efecto de la Concentración

El ensayo se hace tomando dos placas de roca con el agente de sostén en el medio. Estos ensayos permiten tomar en consideración el efecto de empotramiento. Las diferentes concentraciones corresponden a diferentes anchos de fractura.

Se hace fluir líquido midiendo diferencia de presión entre entrada y salida.

Vemos que, cualquier sea la concentración, cuando la presión de confinamiento pasa los 3000 psi la arena pierde mucho de su conductividad, debido a la rotura de los granos.

Además podemos observar la importancia de obtener altas concentraciones de arena para lograr una adecuada conductividad, ya que a baja concentración (0.5 lb/ft²) la conductividad es muy pobre. Se puede hacer este mismo gráfico con cualquier otro tipo agente de sostén de diferentes granulometrías.

Las curvas tendrían comportamientos similares, pero con valores diferentes.

Según el proveedor este tipo de ensayo es graficado con conductividad (md-pie) o permeabilidad (md) versus presión de confinamiento. En la realidad la permeabilidad final del agente de sostén será todavía menor debido al daño residual que deja el gel dentro de la fractura. Este daño es dependiente de la calidad del gelificante, la cantidad y calidad de ruptor utilizados.

Además debido a condiciones como rotura de los granos, disolución, migración de finos la conductividad cambia también en función del tiempo. Pruebas de flujo/no flujo, para simular periodos de pozo cerrado, mostraron reducciones severas de conductividad.

### 5.6. Empotramiento

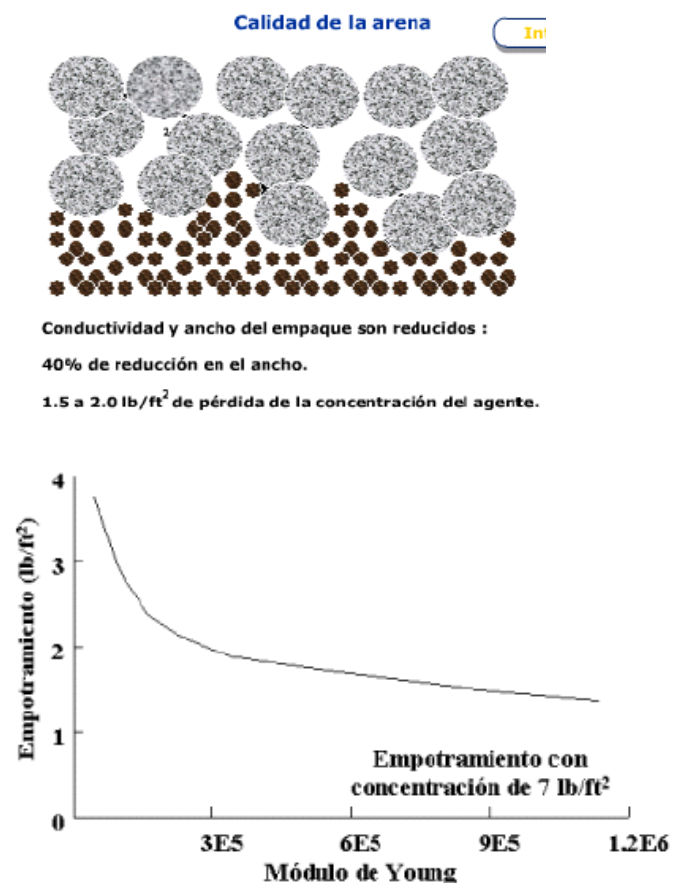
Si utilizamos bajas concentraciones de agente de sostén tenemos que pensar que parte de la roca se va incrustar dentro del agente de sostén - al menos dentro de la primera capa de agente de sostén en ambas caras de la fractura. El fenómeno es mayor en formaciones blandas. En ese gráfico vemos cómo los granos de la formación que son mucho más finos que los granos del agente de sostén penetran adentro. Esto es lo que en español llamamos empotramiento o "embedment". El ancho perdido por este efecto se puede calcular en función de las propiedades mecánicas de la roca, más blanda es la formación mayor será el empotramiento.

También a mayor presión de confinamiento mayor empotramiento.

El valor de empotramiento es calculado por los diferentes simuladores, que lo toman en consideración para calcular la conductividad final del empaque.

Podemos calcularlo así:

Concentración de agente de sostén en lb/pie<sup>2</sup>



$$C_p = 5.2 \gamma (1 - \phi_p)w$$

Donde:

$\gamma$  : gravedad específica del agente de sostén

$\phi_p$  : porosidad del empaque (fracción)

w : ancho empaquetado

Ancho perdido por empotramiento para esfuerzo > 2000 psi

$$W_e = D_p (0.8128 - 0.4191 \ln[E])$$

Donde:

$D_p$  : diámetro promedio del agente de sostén (pul)

$W_e$  máx >> 1.5 $D_p$

E : modulo de Young (en psi \* E6)

Para presión de cierre < 2000 psi, empotramiento >> 0.5  $W_e$

## 5.7 Granulometría (Mesh Size)

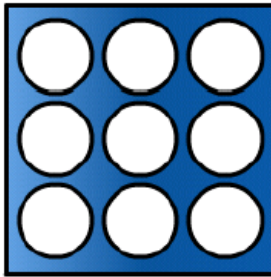
### Distribución del Tamaño de Granos

Cuando especificamos un agente de sostén hablamos también de su granulometría o sea si se trata de un 12/20, 20/40, 30/70. Una granulometría 12/20 significa que el agente de sostén pasa a través de un tamiz de 12 hilos por pulgada y es retenido sobre un tamiz de 20 hilos por pulgada.

En la a Figura 5-7 superior podemos observar que los poros entre los granos son grandes, y por lo tanto el fluido va a poder pasar fácilmente.

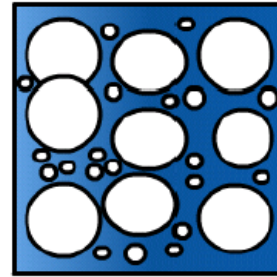
En la Figura 5.8, los granos chicos se meten en el medio de los poros de los granos grandes tapándolos parcialmente y no permiten que el fluido pase fácilmente a través del empaque.

Por eso no se debe mezclar agentes de sostén de granulometrías diferentes, ni bombearlos uno tras el otro porque en la zona de la fractura donde las dos granulometrías se mezclarán habría una zona de muy baja permeabilidad.



Distribución  
1 tamaño único

Fig. 5.7 Buena Conductividad



Distribución  
tamaños desiguales

Fig. 5.8 Permeabilidad Diferente

### Efecto de la Malla

En este grafico vemos el efecto de la granulometría sobre la conductividad de la fractura. Nuevamente son datos que vienen de la base de datos de Stimlab. Es una arena marca Badger, a una temperatura de 150°F y con una concentración constante de 1.5 lb/pe<sup>2</sup>. El ensayo fue realizado con diferentes granulometrías: 12/20, 16/30, 20/40 y una granulometría muy fina, 40/70, utilizada en pozos de gas. Esta presión de confinamiento deberá ser tomada en cuenta para la elección del tipo de agente de sostén.

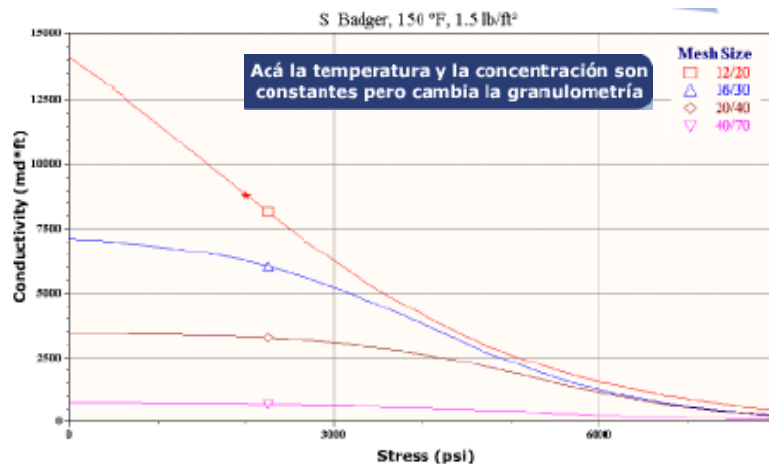


Fig.5.9 Efecto de la Malla

La primera observación es la caída rápida de la conductividad de la arena 12/20 bajo el efecto del incremento de la presión.

Cuanto más gruesa es la arena de fractura, es más frágil.

En consecuencia a mayor profundidad se deberá utilizar un agente de sostén de menor tamaño de malla.

Observamos también que a presión superior a 3000 psi, por efecto de la rotura de los granos, sea cual sea la granulometría de la arena las conductividades terminan teniendo valores similares. Se ve la importancia en pozos someros de utilizar la mayor granulometría posible para tener una buena conductividad.

## 5.8 Selección del Agente de Sostén

### Parte 1:

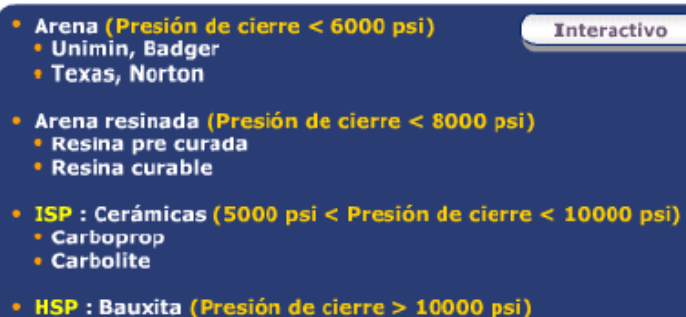
El primero de los agentes de sostén históricamente utilizado, también el más barato, es la arena, pero no cualquier arena. Las mejores marcas son Unimin, Badger, ambas arenas blancas. Son arenas con altos porcentajes de cuarzo que tienen poco material extraño como feldespatos, y son bien redondeadas. También existen arenas de menor calidad como la Texas o la Norton. Por el momento no hay proveedores de arenas de calidad en América Latina.

Otro tipo de agente de sostén que se suele utilizar es la arena resinada curable o precurada. La arena resinada tiene más resistencia que la arena común debido a la película de resina que se encuentra alrededor de los granos, lo que le otorga una mayor resistencia. Ese tipo de agente de sostén se utiliza principalmente para reservorios donde es necesario hacer control de arena. Dado que los granos están pegados uno a otro se evita su producción post-fractura.

Después existen materiales artificiales que tienen mayores resistencias a la presión de confinamiento. Si la arena tiene una resistencia de hasta 4000 a 5000 psi, una cerámica tiene una resistencia de 5000 a 10.000 psi.

La ventaja de los materiales artificiales es que son esferas prácticamente perfectas y por lo tanto tienen una conductividad mucho mejor que la arena. El inconveniente es que son mucho más caros.

La cerámica procede generalmente de USA y la marca principal es Carbo Ceramic que fabrica entre otros los agentes de sostén CarboLITE™, CarboPROP™. Las cerámicas son clasificadas

- 
- Infografía de clasificación de agentes de sostén por presión de cierre:
- **Arena (Presión de cierre < 6000 psi)**
    - Unimin, Badger
    - Texas, Norton
  - **Arena resinada (Presión de cierre < 8000 psi)**
    - Resina pre curada
    - Resina curable
  - **ISP : Cerámicas (5000 psi < Presión de cierre < 10000 psi)**
    - Carboprop
    - Carbolite
  - **HSP : Bauxita (Presión de cierre > 10000 psi)**

como agentes de sostén de resistencia intermedia (ISP: Intermedia Strength Proppant)

Para pozos muy profundos, que deberán soportar altas presiones de cierre se utiliza bauxita, que se clasifica como agente de sostén de alta resistencia (HSP: High Strength Proppant). Hay varios proveedores de bauxita en el mundo entonces según la locación la bauxita puede ser más económica que la cerámica.

## Parte 2:

La elección dependerá de varios factores:

- La cantidad de agente sostén que vamos utilizar dependerá del volumen de fractura que necesitamos lograr. Función de la longitud, ancho, altura deseado.
- La granulometría será función de la presión de confinamiento a la cual será sometido el agente de sostén, de la profundidad, del fluido a producir. Por ejemplo, a 1000 m utilizaremos una arena 12/20, a 1500 m una arena de 16/30 o 20/40. También la granulometría dependerá de la conductividad que necesitamos. Si estamos fracturando un pozo de gas podemos trabajar con conductividades menores y una arena 40/70 puede remplazar una cerámica 20/40, siendo más económica.
- Tipo: Función de la presión de confinamiento y conductividad deseado.
- Costo: A mayor calidad, mayor costo. Se deberá analizar la conveniencia del sobre costo haciendo un análisis de NPV.

## Parte 3:

Sobre la derecha se comparan tres tipos de agente de sostén de granulometría 20/40 a una concentración de 1.5 lb/pie<sup>2</sup> (Base de datos de Stimlab):

- Arena blanca, marca Badger (material natural)
- Carbolite: cerámica, material artificial de resistencia intermedia con una muy buena redondez y esfericidad.
- Bauxita: material artificial de alta resistencia con una muy buena redondez y esfericidad.

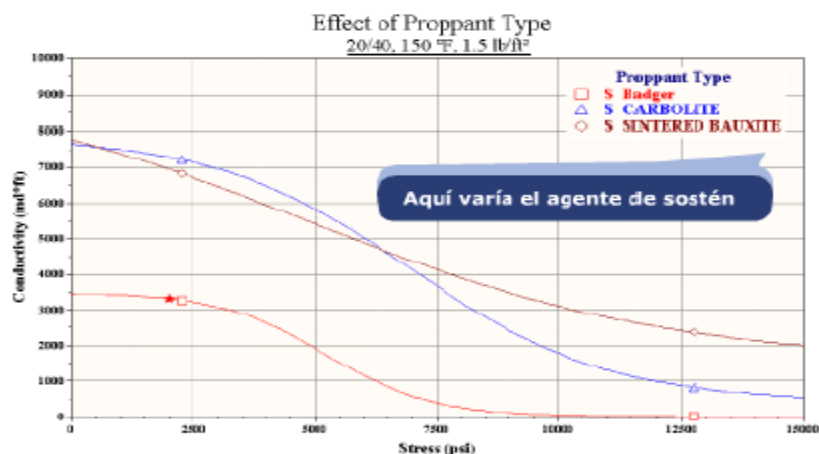


Fig. 5-9 Efecto del Agente de Sostén

Aquí es importante tener claro que como los agentes de sostén tienen diferentes gravedades específicas por una misma concentración de 1.5 lb/pie<sup>2</sup> el ancho será diferente. La arena es más liviana por lo tanto generará un ancho mayor que una bauxita.

Uno podría esperar que a bajas presiones de confinamiento la bauxita tenga menor conductividad que la arena por que a misma concentración tiene un ancho menor, pero como la bauxita es bien esférica (al igual que la cerámica) la conductividad es mayor. Se observa también el efecto de la presión de confinamiento y la resistencia de cada uno de los agentes de sostén.

### 5.8.1 Arena Resinada

Hemos visto que en ciertos casos se utiliza agente de sostén resinado. Si es una arena resinada curable significa que la resina todavía no terminó su proceso de endurecimiento cuando la bombeamos al pozo. Bajo el efecto de la temperatura, la presión y de un activador la resina reacciona y los granos de arena se terminen de pegar entre sí en el fondo.

Cuando trabajamos con arena pre-curada la resina ya terminó su proceso de endurecimiento antes de bombearla en el pozo.

El grano de agente de sostén es recubierto de una capa de resina. Esta película tiene algo de flexibilidad. Entonces mismo si los granos no quedan pegados esta misma película de resina hace que la superficie de contacto entre los granos sea más grande y no solamente un punto.

En consecuencia la resistencia al arrastre y la resistencia a la compresión son mayores.

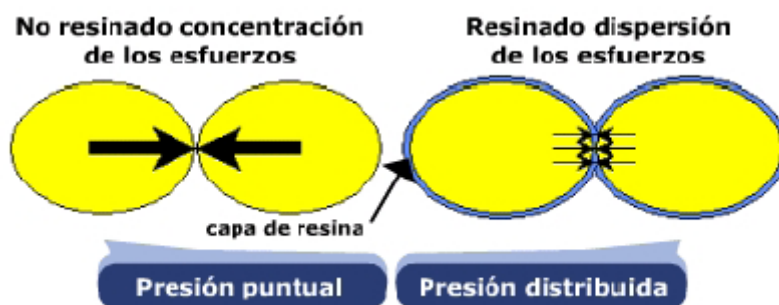


Fig. 5.10 Arena Resinada: Mayor Resistencia a la Compresión y Mayor Resistencia al Arrastre.



## 5.9 Bridging

### Parte 1: Puenteo en la Fractura

Durante el bombeo el objetivo es que el agente de sostén se dirija hasta el fondo de la fractura. Hay que pensar en los granos de arena como dos personas que quieren pasar por una puerta al mismo tiempo, si las personas son gordas no van a entrar o de lo contrario necesitamos una puerta más ancha.

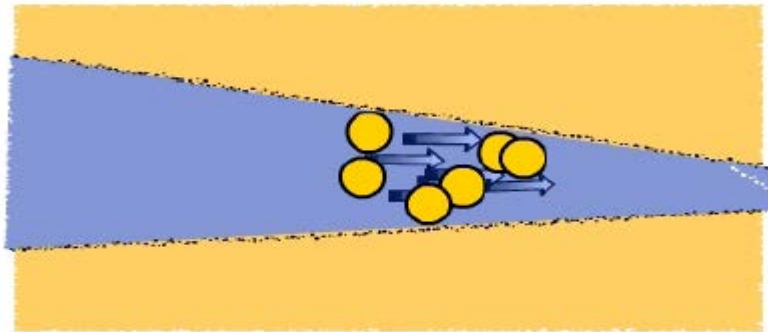


Fig. 3.11 Ancho Mínimo para mover el Agente de Sostén de 2.5 3.0 veces el diámetro promedio de los granos

En la fractura sucede lo mismo. Para que los granos del agente de sostén puedan penetrar dentro de la fractura el ancho de la fractura debe ser por lo menos dos veces y medio el diámetro de los granos.

Por una arena 12/20 el ancho deberá ser dos veces y medio el diámetro de un grano malla 12. En caso contrario, se forman puentes en la fractura que impiden el flujo de gel. Si en la fase de diseño vemos que no se puede conseguir el ancho suficiente deberemos buscar otra granulometría.

En los tratamientos tipo "Tip Screen Out" estamos buscando la formación de estos puentes, pero en un lugar bien especificado dentro de la fractura.

### Parte 2: Taponamiento en Punzados

De la misma manera que los granos tienen dificultades para entrar en el interior de la fractura, pueden tener dificultades a pasar por los punzados. Gruesbeck y Collins determinaron en 1978 una relación entre el diámetro mínimo del punzado y el diámetro promedio del agente de sostén. Este trabajo experimental realizado hace años atrás concluyó que para que pueda entrar cualquier concentración de agente de sostén el diámetro del punzado debía ser por lo menos 6 veces el diámetro del grano mayor del agente de sostén. Para más seguridad algunos autores consideran 6 veces el

diámetro máximo del agente de sostén y otros consideran 8 veces el diámetro promedio.

Si observamos el grafico vemos que hasta 3 PPA podemos trabajar con diámetros relativamente pequeños, pero a medida que incrementa la concentración se requiere de diámetro más grande. Los diámetros de punzado deben determinarse en función del agente de sostén a utilizar, debe ser tomado en consideración en el programa de terminación del pozo.

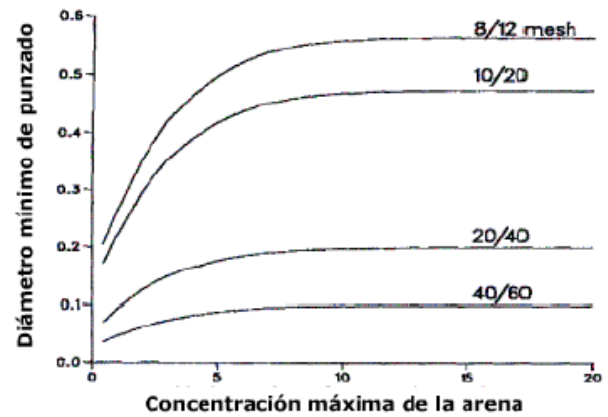


Fig.3.11 Curvas de Diferente tipo Malla

## **CAPITULO VI: REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

Aplicable en pozos de petróleo y gas, las operaciones de refracturamiento hidráulico evitan el daño en la zona vecina del pozo, restablecen la buena conductividad con el yacimiento, y permiten explorar áreas con mayor presión de poro.

Un período de producción inicial también puede alterar los esfuerzos presentes en la formación, conduciendo a una mejor contención del crecimiento vertical de las fracturas y a una mayor extensión lateral durante el fracturamiento, e incluso puede permitir la reorientación de la nueva fractura lo largo de un azimut diferente.

En consecuencia, el refracturamiento a menudo restituye la productividad del pozo a los regímenes originales o a regímenes aún más altos.

Los beneficios potenciales del refracturamiento han despertado el interés de los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que, bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye la productividad del pozo, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

En consecuencia, obtener mayor producción de los pozos terminados previamente resulta esencial para el desarrollo de campos petroleros, el mejoramiento de la producción y el manejo de los yacimientos. El refracturamiento constituye una forma de alcanzar este objetivo.

Muchos de estos tratamientos son terminaciones de intervalos nuevos, otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Sin embargo, un número creciente de operaciones implica el refracturamiento de intervalos previamente estimulados luego de un periodo inicial de producción, caída de presión de yacimiento y agotamiento parcial.

Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico resultan efectivos en formaciones de baja permeabilidad, fracturadas naturalmente, laminadas y heterogéneas.

Si un tratamiento de fracturamiento hidráulico original resultó inadecuado o un empaque de grava existente se daña o se deteriora con el tiempo, volviendo a fracturar el pozo se restablece el flujo lineal en el mismo.

El refracturamiento puede generar fractura apuntaladas de mayor conductividad, que penetran en la formación más profundamente que durante el tratamiento inicial.

Pero no todas las operaciones de refracturamiento hidráulico son tratamientos correctivos destinados a restituir la productividad; algunos pozos con regímenes de producción relativamente altos también pueden ser buenos candidatos a refracturamiento. En realidad, los mejores pozos de un campo petrolero a menudo poseen el mayor potencial de operaciones de refracturamiento hidráulico.

Los pozos con tratamientos iniciales efectivos también pueden ser sometidos a nuevo tratamiento para crear una fractura nueva que se propague a lo largo de un azimut diferente al de la fractura original.

En formaciones con menor permeabilidad, en dirección perpendicular a la fractura original, una fractura reorientada permite exponer una porción más grande de la mayor permeabilidad de la matriz. En estos casos, el refracturamiento mejora significativamente la producción del pozo y complementa la perforación de pozos de relleno.

Por este motivo, las operadoras deberían considerar la ejecución de tratamientos de refracturamiento hidráulico durante el proceso de planeación del desarrollo de campos petroleros.

No obstante, muchas compañías son reacias a volver a tratar pozos que poseen regímenes de producción razonablemente económicos. La tendencia es no refracturar ningún pozo o hacerlo sólo cuando los pozos exhiben un desempeño deficiente. Está falta de confianza y los prejuicios negativos existentes acerca del refracturamiento están cambiando gracias a la mayor comprensión de la mecánica de refracturamiento y los resultados reportados por las compañías que aplican esta técnica con regularidad. Para resultar exitosas, las operaciones de refracturamiento deben crear una fractura apuntalada más larga o más conductiva, o exponer mayor espesor productivo neto en el pozo, en comparación con las condiciones de pozo existentes antes del refracturamiento hidráulico.

El logro de estos objetivos requiere el conocimiento de las condiciones de yacimiento y de pozo para comprender las razones del éxito de los refracturamientos y mejorar los futuros tratamientos en base a la experiencia. La cuantificación de la presión de yacimiento promedio, la capacidad de flujo (producto permeabilidad – espesor), y el largo y la conductividad efectivos de las fracturas, tanto antes como después del refracturamiento, permite a los ingenieros determinar las razones del desempeño pobre de un pozo antes de aplicar tratamientos nuevos, e identificar las causas del éxito o el fracaso del refracturamiento hidráulico.

Las técnicas de diagnóstico mejoradas, tales como los análisis de pruebas de pozos con tiempo de cierre cortos, ayudan a determinar la situación actual de un pozo en términos de estimulación y a verificar el potencial de refracturamiento.

Los avances registrados en los programas de computación de modelado, diseño y análisis de fracturas hidráulicas también han contribuido significativamente al éxito de las operaciones de refracturamiento hidráulico durante los últimos 10 años, al igual que las mejoras introducidas en las técnicas de selección de candidatos, los fluidos de estimulación innovadores, y las mejoras de los apuntalantes y de control del contraflujo de apuntalante.

### **6.1 Desempeño Deficiente Relacionado con la Terminación del Pozo.**

Las terminaciones iniciales ineficaces o problemáticas constituyen el tipo más común de problema. A modo de ejemplo, podemos mencionar la falta de control de calidad durante los tratamientos de fracturas iniciales, el daño producido por los polímeros residuales de los fluidos de estimulación, la selección inadecuada de apuntalantes, el arenamiento prematuro, los tratamientos de fracturamiento con diseños inapropiados, la utilización de fluidos incomprensibles y tratamientos de una sola etapa que dejan ciertos intervalos productivos sin estimular.

Las fracturas hidráulicas pueden perder su efectividad en los años posteriores a un tratamiento de estimulación inicial por el daño gradual que se produce durante la vida productiva de un pozo. A modo de ejemplo podemos mencionar la pérdida de la conductividad de la fractura por la trituración o encastramiento del apuntalante en la formación y el taponamiento del empaque con finos de formación o incrustaciones.

El contraflujo del apuntalante desde la zona vecina al pozo puede permitir que las fracturas hidráulicas se cierren. Habitualmente, se dispone de poca información para identificar estos mecanismos específicos.

Los pozos que tienen este tipo de problemas tienen el mayor potencial para la aplicación de medidas de remediación mediante refracturamiento hidráulico. En pozos más antiguos, donde estos problemas ocurren con mayor frecuencia, la presión de yacimiento debe ser suficiente para justificar el refracturamiento, en términos tanto de reservas remanentes como de contraflujo adecuado de los fluidos de tratamiento. La edad del pozo puede ser el mejor indicador de daño gradual y de la posibilidad de aplicar nueva tecnología de estimulación.

El diagnóstico del daño de producción, una segunda categoría principal de problemas, suele ser difícil. El contraflujo de apuntalante, el daño causado por el fluido de tratamiento y los altos factores de daño mecánico, las frecuentes reparaciones correctivas, y las acumulaciones de finos o incrustaciones de finos o incrustaciones durante el inicio del flujo polifásico o la incursión de agua, son manifestaciones de problemas que se desarrollan con el tiempo. Cualquier combinación de estas situaciones puede indicar que la productividad del pozo se ha deteriorado con el paso del tiempo.

Una tercera categoría, los avances acontecidos en tecnología de terminación y estimulación, también ofrece oportunidades de refracturamiento hidráulico de pozos terminados originalmente con tecnología más antigua. Los nuevos diseños de tratamientos, los modelos de computación avanzados, los fluidos de fracturamientos menos dañinos, los aditivos de fluidos y los apuntalantes mejorados, ayudan a crear fracturas de mayor longitud, más anchas y más conductivas. En cierto sentido, esta categoría constituye un subconjunto de las dos anteriores porque la tecnología más antigua, a menudo, es sinónimo de terminaciones iniciales menos efectivas donde se ha producido más daño gradual.

Es importante determinar qué tipos de problemas de productividad se correlacionan con los mejores candidatos a refracturamiento en un campo petrolero, área o cuenca. Los ingenieros pueden obtener información sobre problemas específicos de terminación de pozos y como remediarlos, revisando los legajos de pozos individuales.

Habitualmente, las zonas no estimuladas son el resultado de la utilización de técnicas de entrada limitada para lograr una acción divergente o del fracturamiento de horizontes productivos múltiples en un tratamiento de una sola etapa. Este problema, asociado con la terminación del pozo puede representar el mayor potencial de refracturamiento hidráulico por dos motivos. En primer lugar, con frecuencia, los pozos compactos de gas son terminaciones de horizontes múltiples. La tendencia es tratar múltiples intervalos en menos etapas para reducir el costo del tratamiento. En segundo lugar, la productividad mejorada de pozos mediante la estimulación de nuevas zonas casi siempre representa una incorporación de reservas incrementales; no solo un aumento del régimen de producción y una recuperación acelerada de reservas. Una baja relación entre las etapas de tratamiento de fracturamiento hidráulico y el volumen de apuntalante, y la cantidad y distribución de los intervalos productivos netos, constituye una indicación de las zonas potencialmente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Los levantamientos de trazadores radiactivos, las pruebas de pozos, las curvas de declinación de la producción y los registros de producción, también ayudan a diagnosticar la existencia de intervalos sin estimular o con un desempeño deficiente.

La conductividad insuficiente de una fractura apuntalada inicial representa probablemente el siguiente potencial de refracturamiento hidráulico, en orden decreciente. No obstante, la distinción entre aceleración del régimen de producción e incorporación de reservas incrementales verdaderas derivadas de la mayor conductividad resultante del refracturamiento suele ser confusa. A modo de ejemplo, se puede mencionar la resistencia insuficiente del apuntalante para la presión de cierre de fractura a la profundidad del yacimiento, decantación del apuntalante, bajas concentraciones del apuntalante y daño de los empaques de apuntalante producido por el gel parcialmente roto o sin romper.

La captura de reservas incrementales en el margen externo de un área de drenaje, a través del aumento de la longitud de la fractura, es difícil. Un tratamiento relativamente pequeño, comparado con el mayor espesor del intervalo productivo neto, suele ser indicativo de una longitud de fractura limitada. La generación de fracturas hidráulicas de mayor longitud puede ser costosa a menos que el tratamiento original fuera extremadamente pequeño. Sin embargo, si el refracturamiento

hidráulico logra aumentar la longitud de la fractura y expande el área de drenaje de un pozo, la producción incremental debería representar una incorporación de reserva verdadera.

La revisión del tratamiento de fracturamiento original y del contraflujo ayuda a identificar la posibilidad de una conductividad y longitud de fractura limitadas. Los análisis de pruebas de pozos y de declinación de la producción también ayudan a diagnosticar estas condiciones. Un breve periodo de flujo lineal, seguido por un flujo radial después del fracturamiento indica una conductividad insuficiente o una longitud inadecuada de la fractura.

También existen oportunidades de refracturamiento como resultado del desarrollo de campos petroleros y la producción de pozos, siempre que los pozos tengan presión suficiente para el contraflujo y la producción, aun cuando se requieran fluidos de tratamiento energizados o métodos de levantamiento artificial. Además de una menor presión de poro, la reducción de la presión también implica un mayor esfuerzo efectivo, lo que se traduce en una fractura hidráulica menos ancha y una mayor extensión lateral para los mismos volúmenes de fluido de tratamiento y apuntalante.

Por otra parte, el agotamiento de los intervalos productivos aumenta el contraste de esfuerzos entre los intervalos productivos y las lutitas adyacentes, lo que mejora la contención del crecimiento vertical de las fracturas y permite la generación de fracturas de mayor longitud. La alteración del esfuerzo horizontal local también puede contribuir a la reorientación de las fracturas durante el refracturamiento hidráulico.

## **6.2 Reorientación de las Fracturas.**

Históricamente, las operaciones de refracturamiento hidráulico constituyeron una medida correctiva aplicada a pozos que exhiben desempeños deficientes en términos de producción, con fracturas originales cortas o de baja conductividad. Sin embargo, existen numerosos ejemplos de operaciones de refracturamiento hidráulico exitosas en pozos fracturados previamente. Las pruebas de producción y el ajuste de la historia de producción, utilizando un simulador numérico que incluyó fracturas ortogonales y la anisotropía en la permeabilidad de reorientación de las nuevas fracturas en muchos de estos pozos.



Este concepto de reorientación de las fracturas no es nuevo y ha sido modelado en experimentos de laboratorio en escala natural. Además, se ha observado reorientación de fracturas en formaciones someras blandas.

Después de un periodo inicial de producción, los cambios de los esfuerzos en torno a los pozos existentes con fracturamiento hidráulicos originales efectivos, pueden permitir que las nuevas fracturas se reorienten y contacten áreas de mayor presión de poro.

Las pruebas de laboratorio también han demostrado que los cambios en la presión de poro de la matriz inciden sobre la orientación de las fracturas hidráulicas en el volumen de yacimiento que media entre los pozos inyectores y productores en un yacimiento bajo inyección de agua.

Las fracturas se orientan en sentido normal, o perpendicular, al gradiente de esfuerzo más alto. Las fracturas iniciadas desde pozos productores se orientan en dirección al pozo de inyección y lo intersecan si el gradiente de esfuerzo es suficientemente alto y la anisotropía de los esfuerzos locales no es dominante.

Los cambios de presión en torno a una fractura altamente conductiva de penetración profunda también crean gradientes de esfuerzo alto, normal a la fractura inicial, que pueden provocar la reorientación de la fractura durante los tratamientos de refracturamiento hidráulico. Los cambios de los esfuerzos alcanzan un máximo y luego decrecen al aumentar el agotamiento.

Se puede determinar una ventana de tiempo óptima durante la cual es conveniente realizar los tratamientos de refracturamiento.

La anisotropía en la permeabilidad horizontal aumenta aún más estos cambios de esfuerzos. De un modo similar, un estudio independiente demostró que la producción de formaciones no fracturadas que tienen gran anisotropía en la permeabilidad horizontal influye en la orientación de la fractura original.

La reorientación de las fracturas elude el daño causado por las actividades de perforación y terminación y evita zonas de permeabilidad relativa causadas por la compactación y otras restricciones de flujo, incluyendo la condensación de líquidos de hidrocarburos, o la acumulación de condensado, en torno a un pozo.

La componente de esfuerzo horizontal paralela a una fractura inicial se reduce más rápidamente, como una función del tiempo, que la componente perpendicular. Si

estos cambios de esfuerzos inducidos superan el diferencial de esfuerzo original, se iniciará una nueva fractura que se propagará a lo largo de un plazo acimutal diferente al de la fractura original hasta alcanzar el límite de la región elíptica de inversión de esfuerzos.

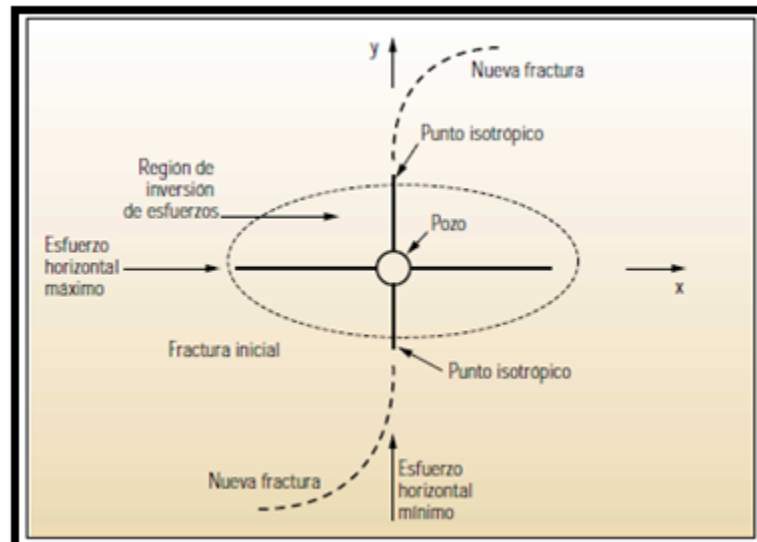
La fractura puede continuar a lo largo del nuevo azimut, una cierta distancia más allá de este punto, según sea la solidez de la formación.

Muchos factores contribuyen a la localización del límite de inversión de esfuerzos, incluyendo la historia de producción, la permeabilidad del yacimiento, las dimensiones de la fracturas, la altura de la zona productiva, las propiedades elásticas de la zona productiva y las zonas adyacentes que actúan como barreras, así como el contraste de esfuerzos horizontales original.

Estos parámetros pueden ser modelados y deberían ser considerados durante la selección de los candidatos de refracturamiento.

Las simulaciones por computadora pueden determinar la ventana de tiempo óptima para las operaciones de refracturamiento y la reorientación de las fracturas. Los pozos con fracturas originales largas en formaciones de baja permeabilidad poseen una ventana de tiempo más larga.

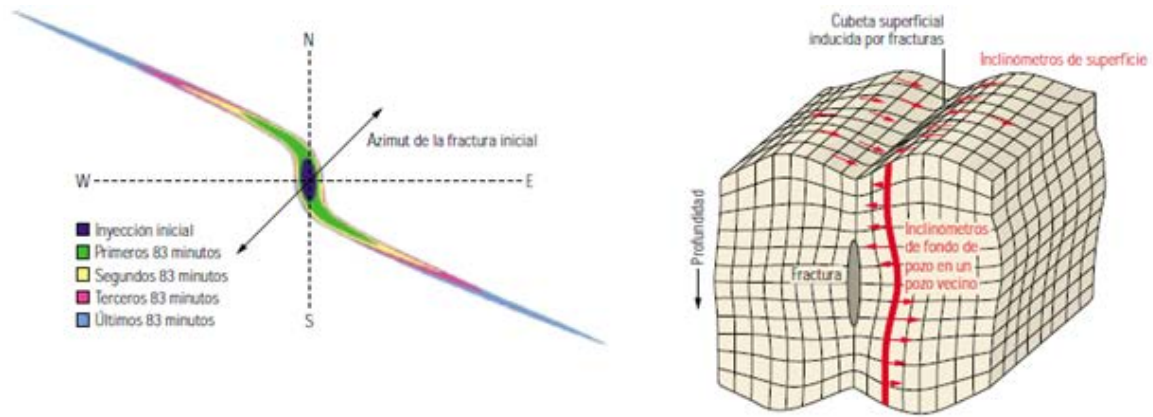
Los periodos de cierre de la producción deberían minimizarse para mantener un alto gradiente de presión, normal a la fractura inicial, fuera de esto, debería aplicarse las consideraciones de diseño de fracturas estándar.



**Fig. 6.1 Reorientación de Esfuerzos y extensión de la fractura ortogonal.**

En la Figura 6.1, la sección horizontal a través de un pozo vertical muestra una fractura hidráulica ortogonal en la dirección "X" y una segunda fractura reorientada en la dirección "Y". La producción de fluidos luego del emplazamiento de la fractura inicial puede provocar una redistribución local de la presión de poro en una región elíptica en expansión, en torno al pozo y a la fractura inicial.

El límite de la inversión de esfuerzos es definido por los puntos isotrópicos de los esfuerzos horizontales primarios equivalentes. La reorientación de los esfuerzos y la extensión de la fractura en dirección opuesta a la fractura apuntalada inicial, ayudan a explicar las respuestas de la presión durante los tratamientos de refracturamiento y los aumentos de producción no anticipados a partir de los pozos refracturados con fracturas originales efectivas.



**Fig. 6.2 Desplazamiento de la formación en torno a una fractura hidráulica vertical.**

En la Figura 6.2, inclinómetros extremadamente sensibles colocados en una configuración radial en la superficie en torno a un pozo candidato a estimulación (derecha), pueden vigilar rutinariamente el azimuth de la fractura durante los tratamientos de estimulación (izquierda). La geometría de la fractura es inferida midiendo las deformaciones inducidas de la roca.

El campo de la deformación que irradia en todas las direcciones también puede ser medidos en el fondo del pozo mediante arreglos de inclinómetros operados con cable en pozos vecinos.

### **6.3 Operaciones de Refracturamiento Hidráulico.**

Con el crecimiento diario de la demanda mundial de petróleo, las operaciones de refracturamiento hidráulico de pozos cobran cada vez más importancia. Las importantes mejoras obtenidas en la productividad a cambio de una inversión relativamente baja hacen del refracturamiento hidráulico, ya sea como tratamiento inicial o como operaciones de refracturamiento hidráulico, una de las técnicas de mejoramiento de la producción más atractivas desde el punto de vista económico.

La estimulación por fracturamiento hidráulico durante la terminación inicial o en una etapa posterior de la vida productiva de un pozo elude el daño en la zona vecina al pozo y aumenta la conectividad con el yacimiento.

La práctica de refracturamiento comenzó inmediatamente después de la introducción del fracturamiento hidráulico, aproximadamente en el año 1947, pero las primeras aplicaciones demandaban un esfuerzo considerable para diagnosticar problemas y seleccionar pozos candidatos, arrojando resultados mixtos, resulta claro que en todo el

mundo existe un importante potencial de refracturamiento. Incluso en los campos petroleros maduros.

En muchos casos, el refracturamiento es mucho menos costoso que un pozo de desarrollo nuevo y puede complementar a la perforación de pozos de relleno, con escasa erogación de capital, especialmente en yacimientos profundos de baja permeabilidad. No obstante, la economía del refracturamiento hidráulico es sumamente sensible a una adecuada selección de candidatos.

Errores de cálculo relativamente secundarios pueden convertir un proyecto potencialmente redituable en un emprendimiento infructuoso.

Básicamente, los candidatos a refracturamiento son seleccionados de la misma forma que los candidatos a fracturamiento inicial, salvo por el hecho de que pueda haber mucha mayor cantidad de datos con los que trabajar.

Numerosas metodologías emergentes, incluyendo las graficas de interrelación multidimensionales y los mapas auto organizados, ofrecen a los operadores grandes bases de datos que contienen cientos de pozos diferentes, parámetros de entrada y variados criterios de fracturamiento.

En general, estas técnicas corresponden a la categoría de minería de datos (extracción de información oculta y predecible de grandes bases de datos) y descubrimientos de conocimientos.

Aplicado en forma sensata, el refracturamiento ha demostrado ser efectivo para la explotación de reservas incrementales y los beneficios financieros que las mismas representan, particularmente en el entorno comercial desafiante del mundo actual.

Estos tipos de refracturamiento hidráulico de pozos constituyen un medio viable y económicamente atractivo de mejorar el retorno económico para los operadores que deseen aplicar nuevos métodos y tecnologías relacionadas.

## CAPITULO VII: TRANSMISION EN TIEMPO REAL DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

### LOTE X- TALARA – PERU

#### Ubicación del lote X:

El lote X está ubicado en la cuenca Talara, Perú (Noroeste), tiene un área de 470 Km<sup>2</sup> y cuenta con 17 yacimientos.

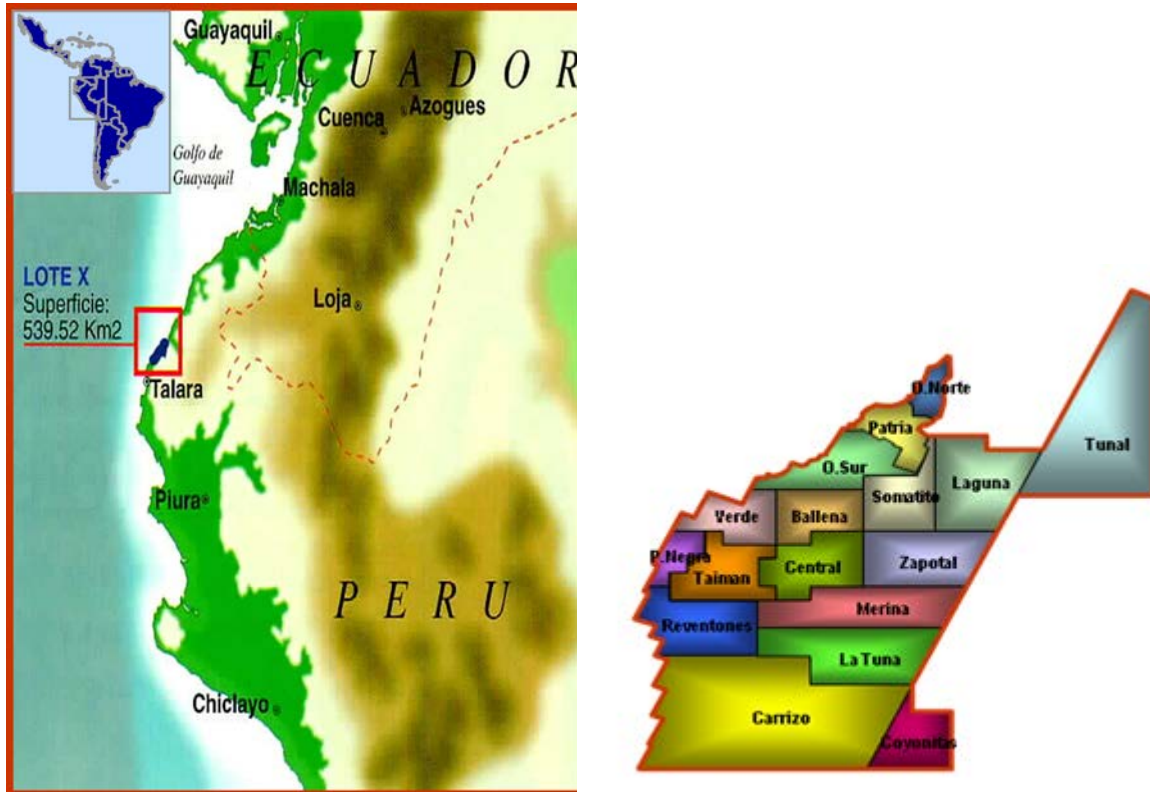


Fig. 7.1 Lote X

#### 7.1 Características del lote X.

- API : 33.7 <23 – 42>
- Producción petróleo acumulado : 451.9 MMBbbls
- Producción petróleo diario : 13.3 MBbbls.
- Permeabilidad : 0.1 – 10 mD
- Porosidad : 5% - 15%
- Sw : 40% - 60%
- Reservorio de gas en solución.
- Fracturas hidráulicas.
- Producción multi reservorios.
- 2642 pozos activos

66% BM  
 24% Swab  
 10% PL, PCP, BORS

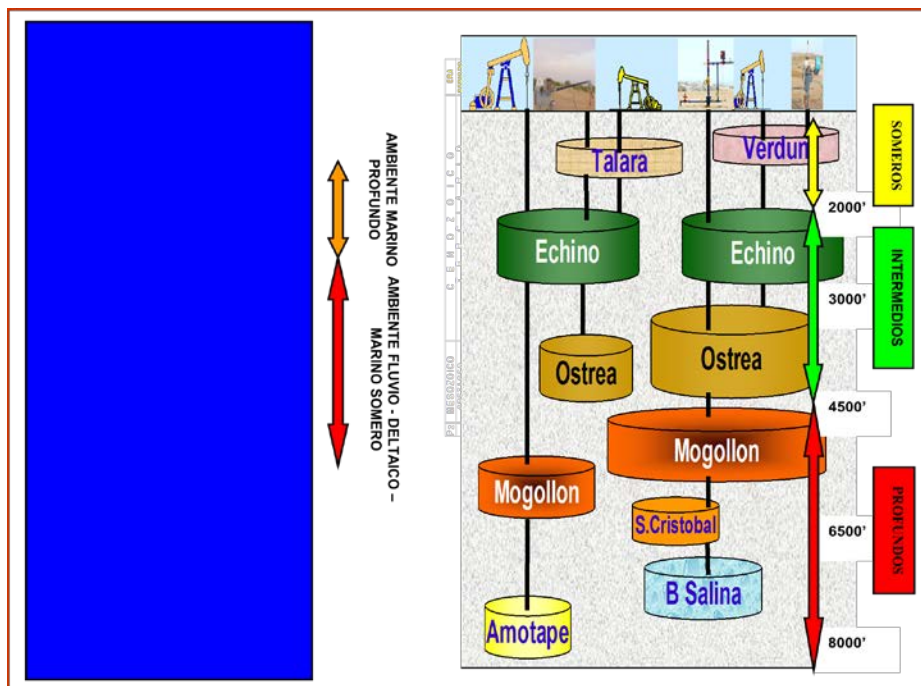


Fig. 7.2 Formaciones Lote X

## 7.2 Transmisión de datos en el lote X.

Antes del 2003, los equipos de Perforación, WO y trabajos Rigless no contaban con facilidades para acceso a la Red LAN de la Cía., solo comunicación telefónica o por radio. En tal efecto surgieron inconvenientes, tales como:

- o Company Man viajaba desde cualquier punto del Lote X hacia El Alto para actualizar reportes, alto Riesgo.
- o Interacción técnica (Cía. Servicios – Cía. Operadora) demandaba presencia In Situ.
- o Afectaba la Toma de decisiones.
- o Datos reportados de perforación, fracturamiento hidráulico, acidificación eran inconsistentes.

Desde el año 2004 en adelante, los equipos de Perforación, WO y trabajos Rigless cuentan con acceso a la Red LAN de Petrobras y de comunicación telefónica.

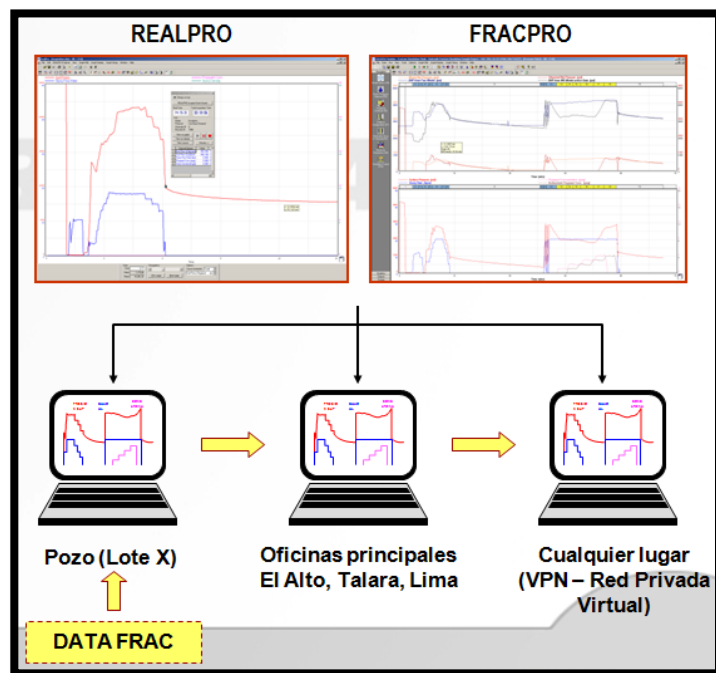


Fig. 7.3 Red LAN



### 7.3 Tecnología de Comunicación: Búsqueda y Selección

#### 7.3.1 Enlace satelital VSAT: Terminal de apertura muy pequeña.

Este tipo de enlace se realizó por primera vez en el pozo Atascadero, lote XVI en el año 2003, posee un ancho de banda de 64 Kbps, el enlace satelital es compartido y asimétrico, posee facilidades para correo electrónico y su costo es 850 US\$ al mes, la desventaja radica en la lentitud de la información.

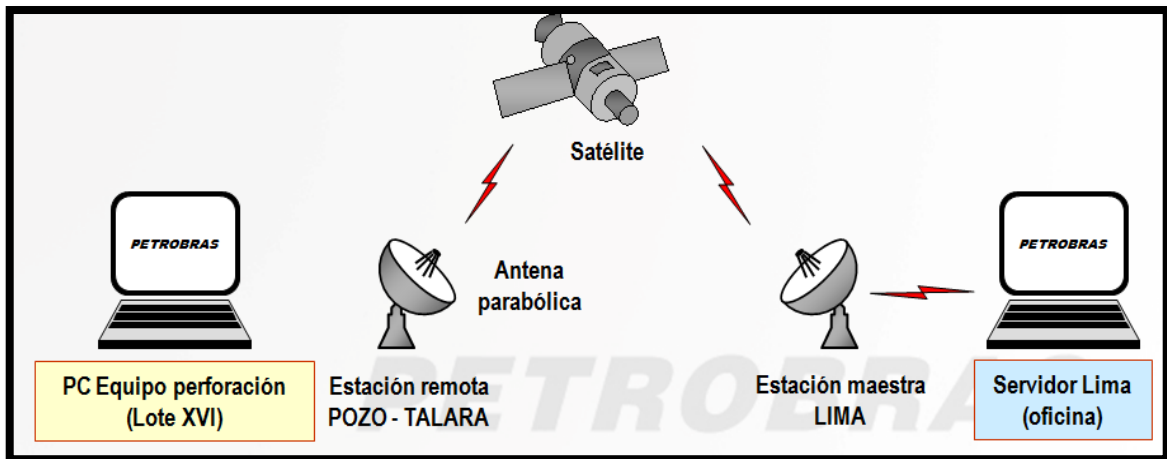


Fig. 7.4 Enlace Satelital VSAT

#### 7.3.2 Enlace Satelital SCPC: Un solo canal por portada.

Este tipo de enlace se realizó por primera vez en el lote X en el año 2004, posee un ancho de banda de 128 Kbps, el enlace satelital es dedicado y simétrico, posee facilidades de correo electrónico, DIMS, internet, JDE, datos de voz, su costo diario es 2000 US\$, y la desventaja radica en la lentitud de la información.

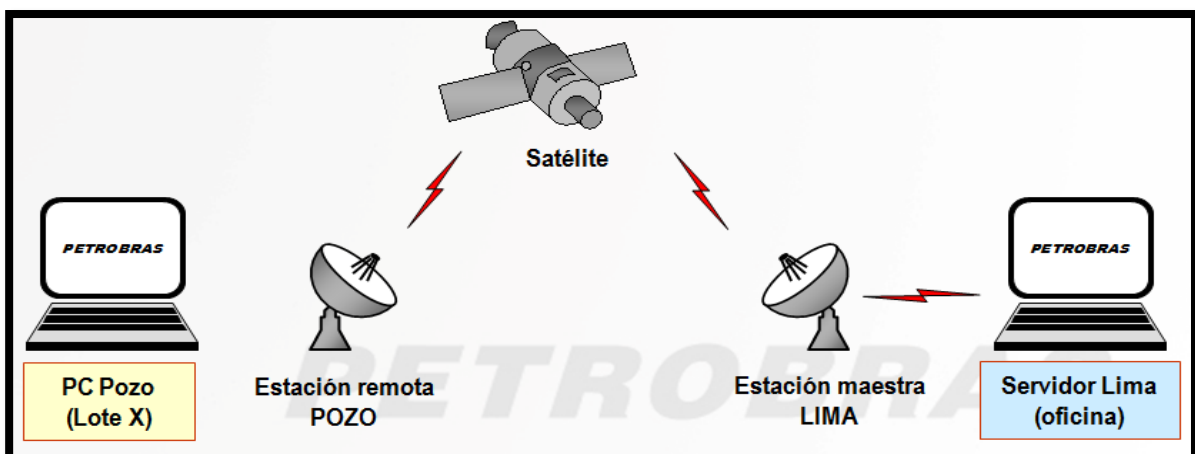


Fig.7.5 Enlace Satelital SCPC

### 7.3.3 Enlace inalámbrico de radio frecuencia.

El enlace inalámbrico de radio frecuencia se realizó a finales del año 2004 en el lote X, se basa en la utilización de antenas de radio frecuencia (5.8MHz), cuenta con estaciones móviles (EM) y estaciones bases (EB), el ancho de banda varía de acuerdo a la zona, Lote X/El Alto (6 -24 Mbps), El Alto/Talara (16 Mbps) y Talara/Lima (2Mbps), la recepción de señal es mediante de refracción, reflexión y difracción; las facilidades que brinda son acceso a red LAN, e-mail, DIMS, JDE, internet, datos de voz, etc., las comunicaciones son libres o sin licencia.

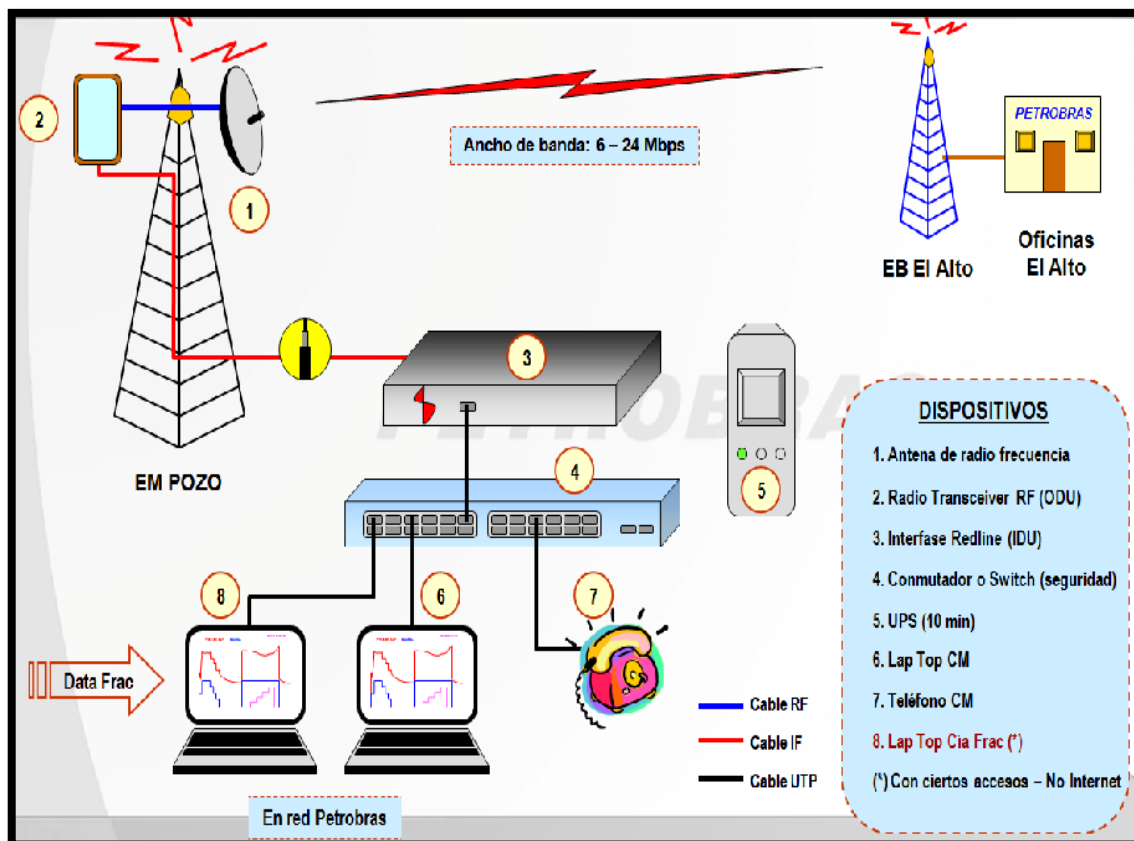


Fig. 7.6 Enlace inalámbrico EM y EB (dispositivos principales)



Fig. 7.7 Geografía que dificulta enlaces inalámbricos EM – EB

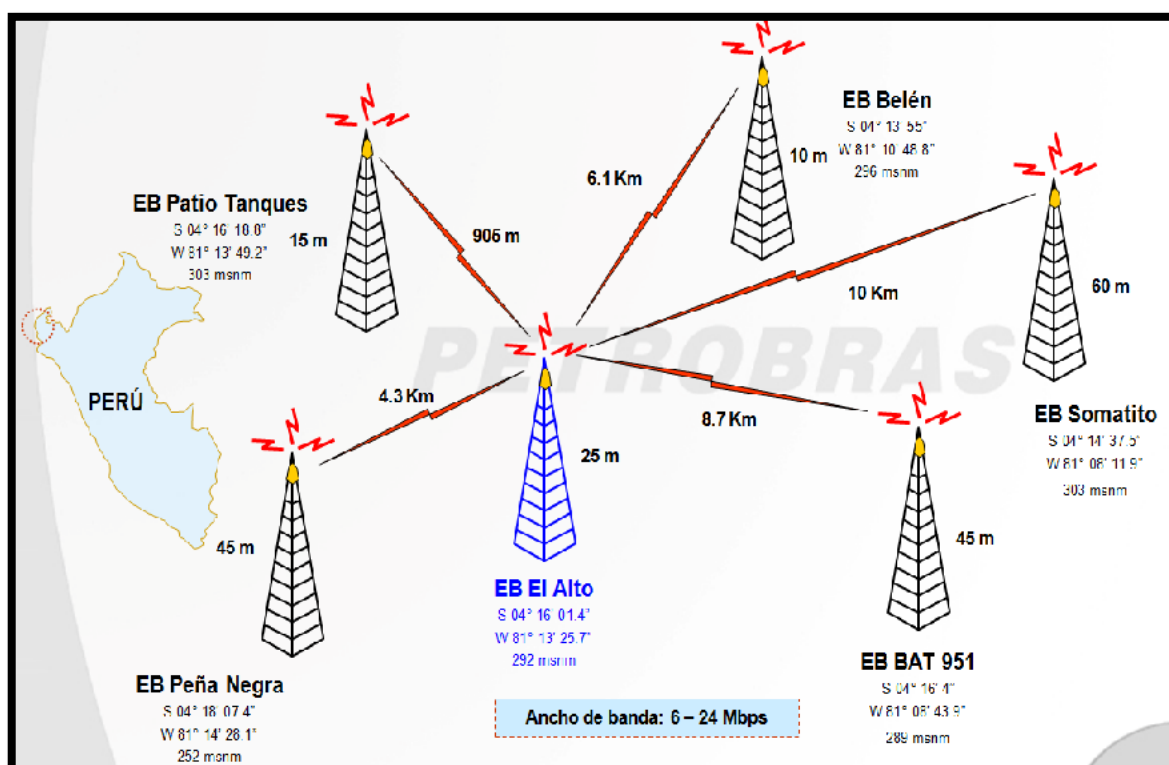
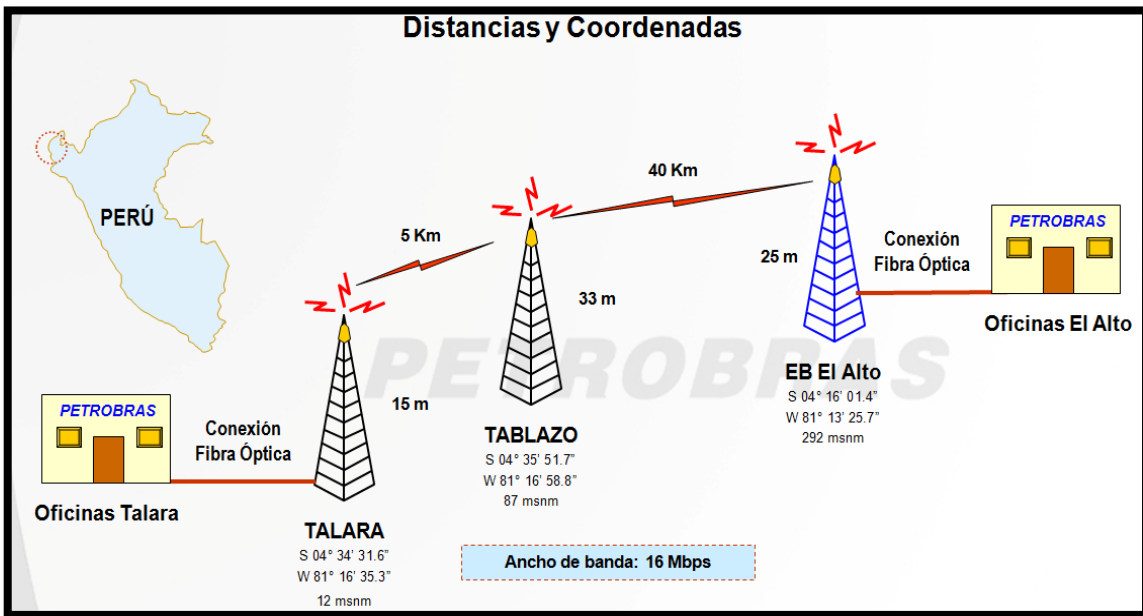


Fig. 7.8 Estaciones base (EB) para enlace – lote X



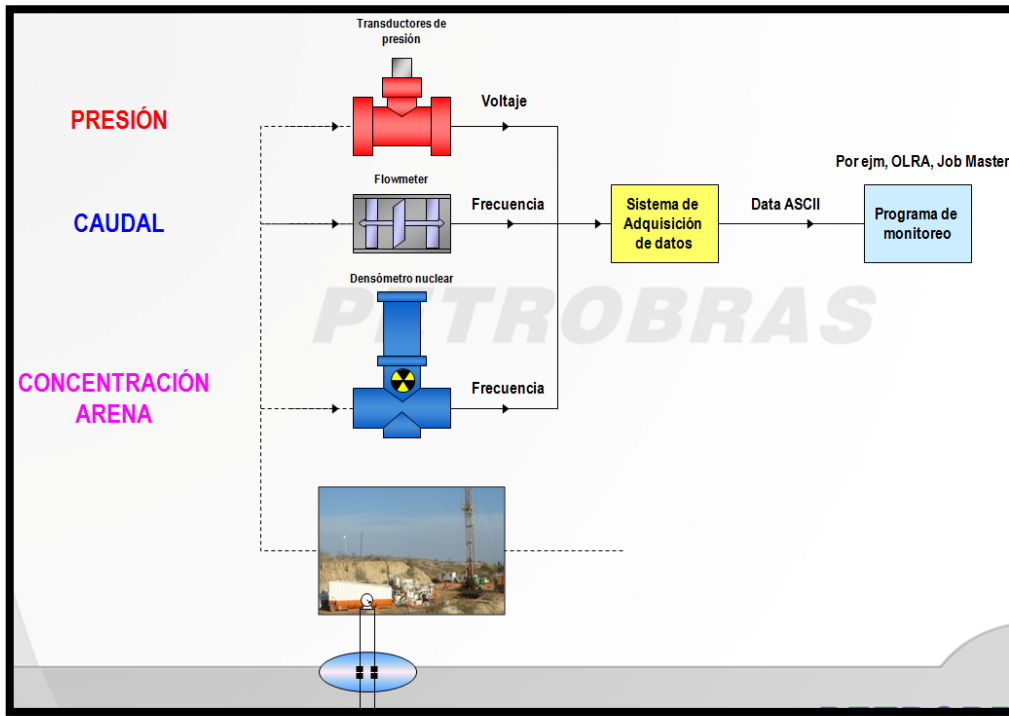
7.9 Estaciones base (EB) para enlace – El Alto – Talara



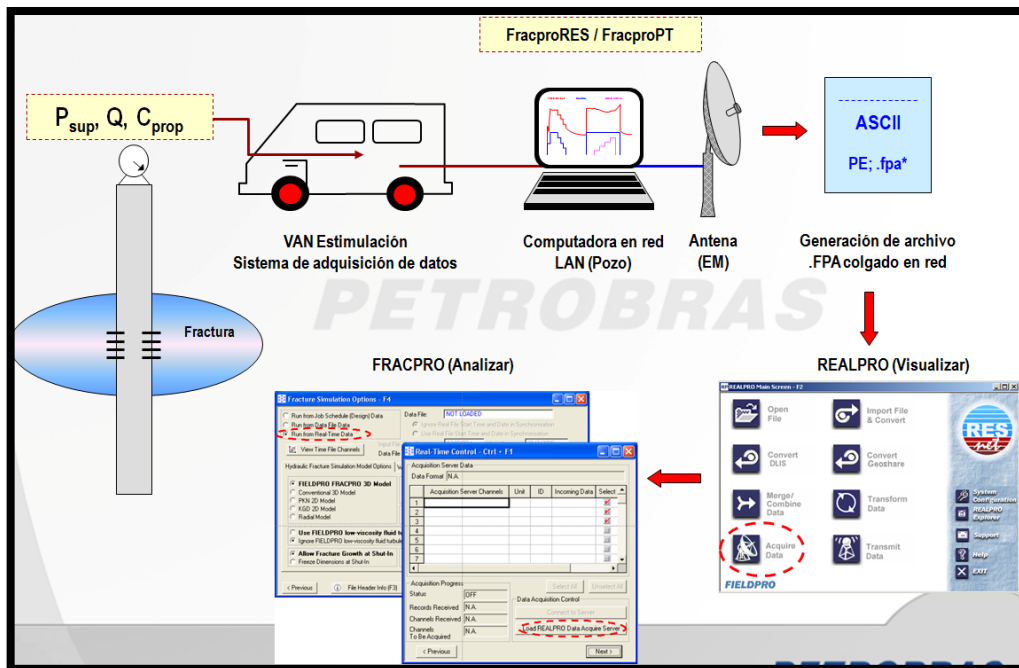
Fig.7 10 Enlace El Alto – Talara – Lima – Buenos Aires

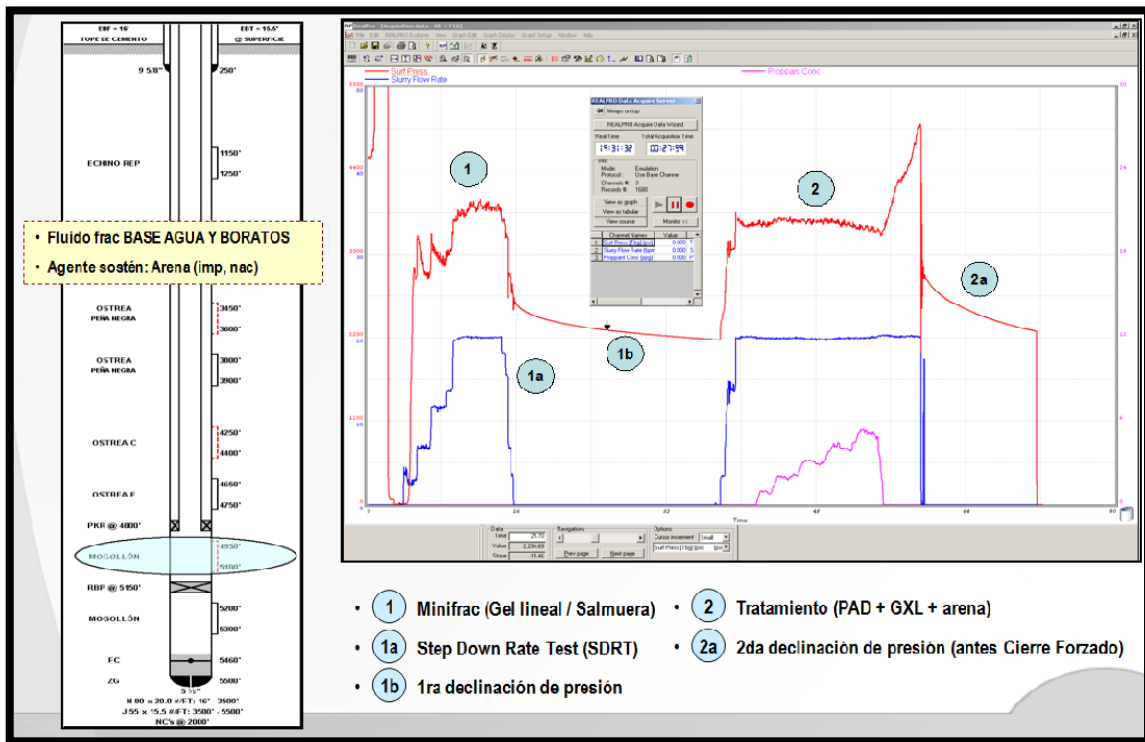
### 7.4 Aprovechamiento de la Información: Fracturamiento Hidráulico

#### LOTE X – TALARA – PERÚ



### 7.11 Recepción de datos del Fracturamiento.





7.12 Fracturamiento hidráulico típico – Pozos antiguos

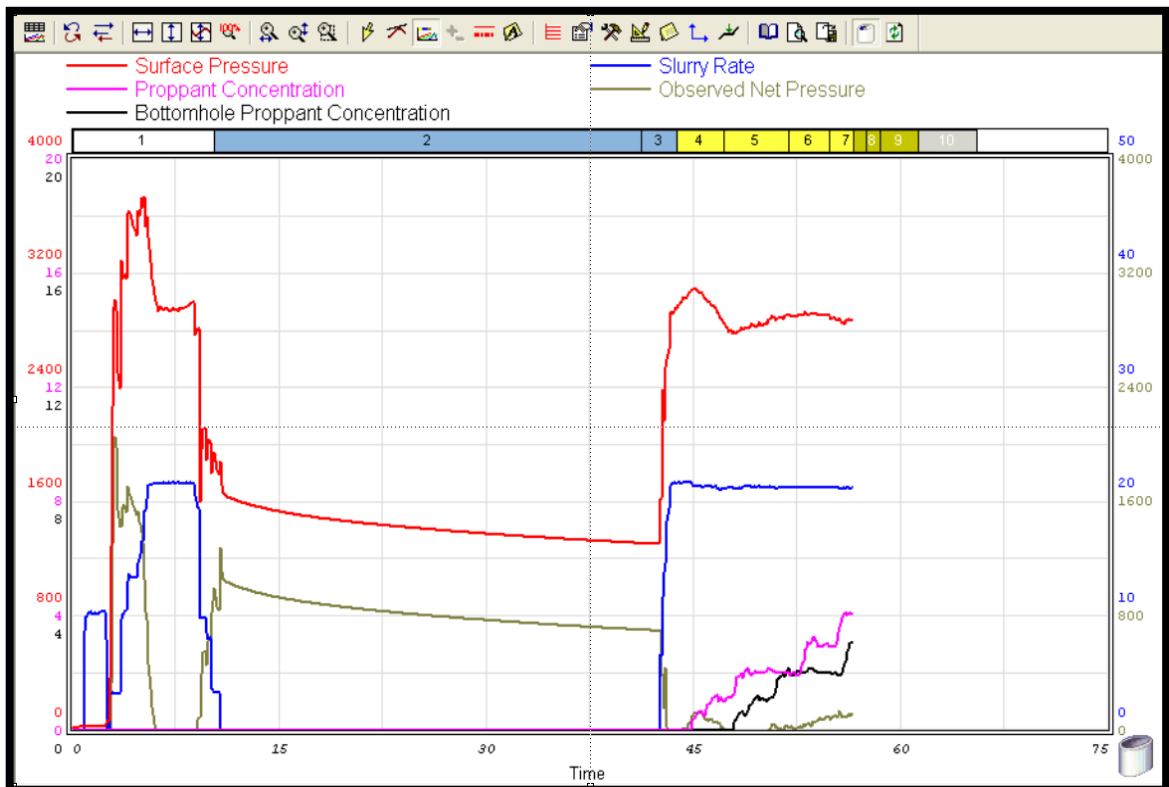
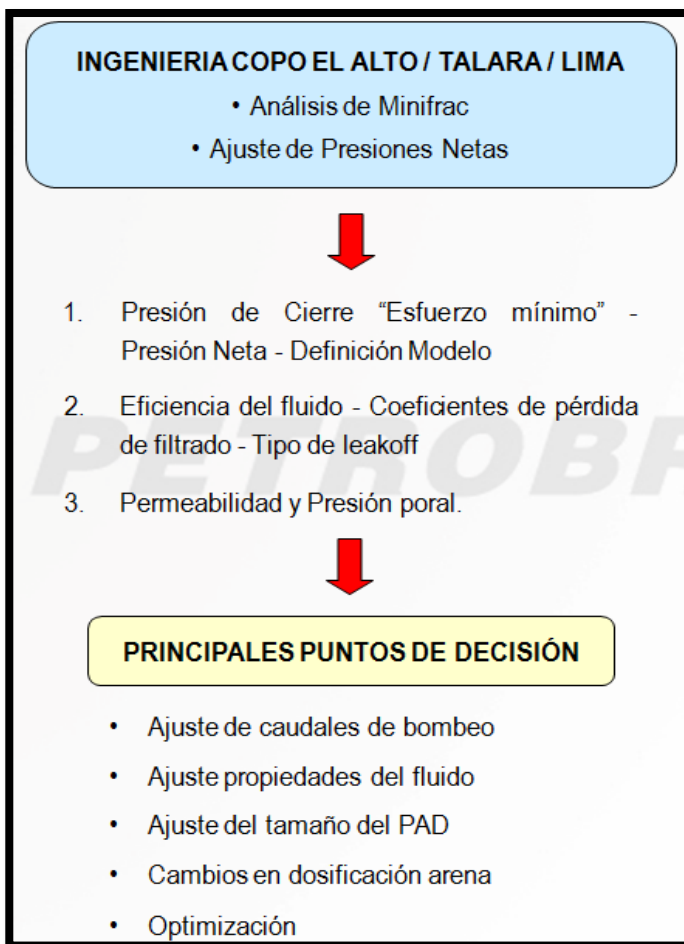


Fig.7 13 Fracturamiento Hidráulico Típico.

## Análisis de la data obtenida en tiempo real.



## 7.5 Transmisión en Tiempo Real.

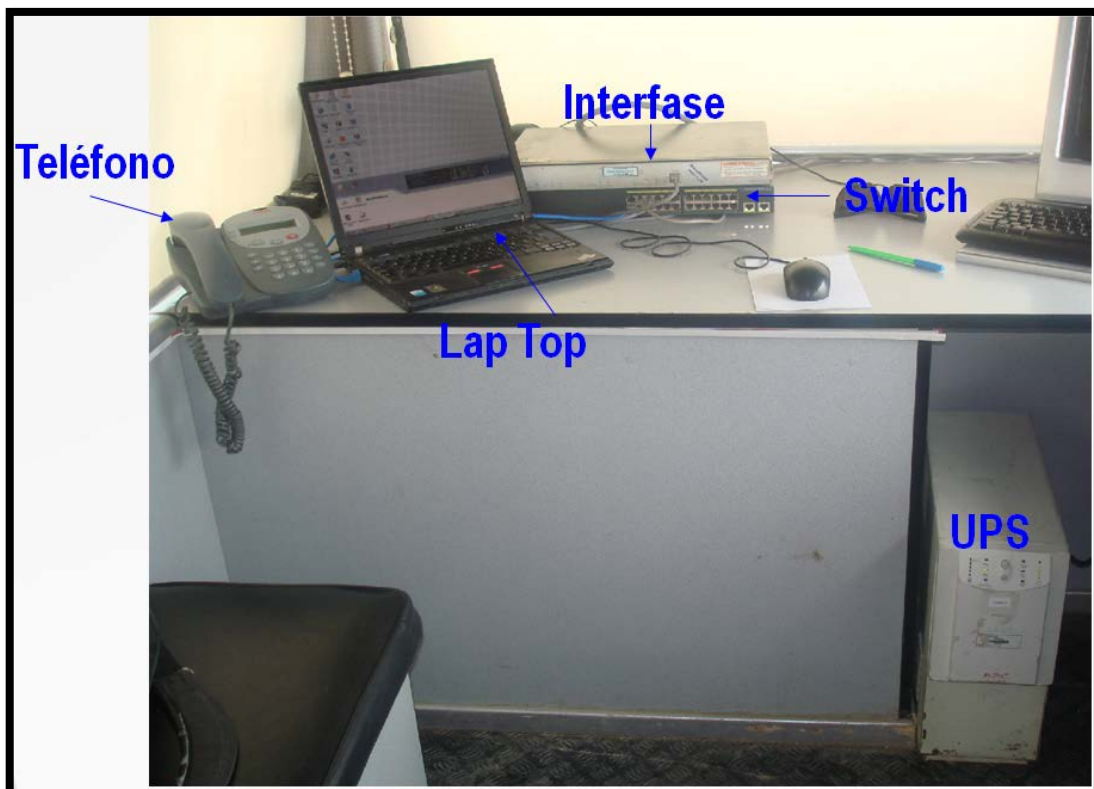
Instalación en pozos nuevos. (Sin equipo de WO)



### Instalación en Pozos Antiguos. (Con equipo de WO)



### Equipo instalado en Van o Portakamp para el Company Man.



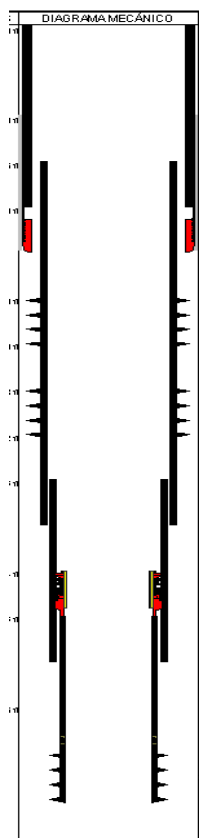


### **7.6 Beneficios de la transmisión.**

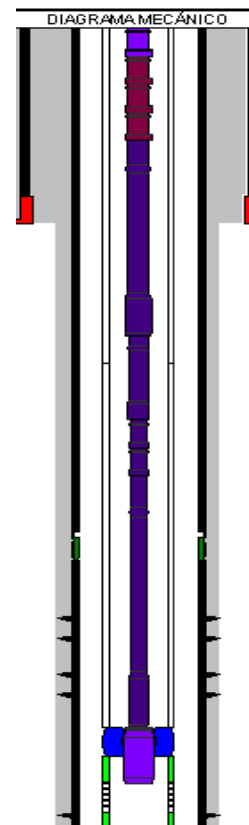
- Elimina barreras de distancia y comunicación.
- Adquisición de datos y gráficos de parámetros directos desde la operación.
- Ahorro de tiempo de equipo por decisiones conjuntas y rápidas.
- Integración y trabajo en equipo a distancia entre supervisión de campo, ingeniería y compañía de servicios.
- Empleo de sistemas de comunicación y tecnología de Petrobras Perú
- Soporte técnico efectivo a operaciones de campo.
- Confidencialidad de la información.
- Identificación y cuantificación de parámetros técnicos y operativos en la operación.
- Permite efectuar evaluación integral de la compañía de servicios en sus áreas operativas y de ingeniería.
- Empleo de softwares técnicos adquiridos por Petrobras (Fracpro Res, PT)
- No implica costo adicional al trabajo en ejecución.
- Define acciones rápidas y efectivas de mejora y optimización en tratamientos posteriores de pozos vecinos: menor PAD, caudal, mayor presión disponible, programa de bombeo, etc.
- Pueden extenderse a trabajos de acidificación, cementación, ensayos de presión, registros eléctricos.
- Un medio para la capacitación a distancia y de forma rápida en ingeniería.

## CAPITULO VIII: PROCEDIMIENTO REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO LOTE X

Antiguamente las estimulaciones de los pozos en el Lote X, se efectuaban mediante fracturamiento hidráulico en intervalos grandes (500 a 1200 pies de altura), previamente se punzaba con baja densidad de tiros y muy poca cantidad de agente de sostén. En muchos casos se efectuaron con la técnica del perfpac, que consistía en la apertura de grandes intervalos, que involucraba varios reservorios. Para asegurar el tratamiento de todas las arenas, se usaba bolas de nylon como agente divergente, pero muy poco agente de sostén.



Forros de superficie cementados y secciones con lánas ranuradas sin cemento



Forros de superficie de 9 5/8" a +/- 300' cementado a

Forros de producción de 5 1/2" cementados a superficie

Fig. 8.1 COMPLETACION POZOS ANTIGUOS

Fig.8.2 COMPLETACION ACTUAL

Esta técnica, no garantizaba que todo el intervalo se haya estimulado adecuadamente, debido a que el crecimiento vertical y las longitudes de fractura desarrolladas eran muy pequeños. En aquellos tiempos, también se efectuaron refracturamientos en los intervalos inicialmente estimulados, pero con muy poca cantidad de arena.

Posteriormente con datos de registro de presión, se fueron acotando las etapas y refracturando.

### **8.1 Procedimiento de Trabajo de Refracturamiento**

A partir del 2006, los trabajos de refracturamiento se realizaron usando una nueva metodología, para ello se formó un grupo multidisciplinario, formado por un Ingeniero de reservorio, geólogo e ingeniero de completación.

Se analizaron datos de estimulación, registros eléctricos, drenaje de pozos vecinos y comportamiento productivo, con la finalidad de seleccionar pozos candidatos.

Con el sustento técnico de software de fractura, se efectuaron simulaciones aproximadas de la geometría creada en la estimulación inicial, obteniendo datos de conductividad, concentración areal, FCD, longitud de fractura, etc. Dichos datos fueron validados con información actualizada de pozos vecinos.

Se tomó registro Neutron Compensado y correlacionó con el registro de resistividad a hueco abierto, para determinar cualitativamente el grado de drenaje de las formaciones anteriormente estimuladas, en algunos casos se tomó registros de presión, que permitió confirmar la información del registro.

Este registro ha sido de mucha utilidad en la selección y tratamiento de las etapas a refracturar, teniendo en cuenta que la vida productiva de los campos genera cambios de saturación y presión en cada uno de los reservorios.

Las características de estos reservorios, expresadas por las diferentes propiedades petrofísicas, ocasionan drenajes diferenciados que en algunos casos son deficientes, debido a las limitaciones técnicas de completación y estimulación, usadas en pozos antiguos.

Las curvas de cuentas de neutrones del registro Neutron Compensado a hueco entubado se comparó con la resistividad del registro a hueco abierto.

La interpretación de estos registros ha permitido determinar cualitativamente el grado de drenaje de las arenas estimuladas inicialmente, y refracturar zonas no drenadas y/o deficientemente drenadas.

Durante la ejecución del trabajo se efectuó minifrac, determinando valores de: gradiente de fractura, presión neta, presión de cierre, fricción en los punzados, declinación, permeabilidad, tomándose en ese momento la decisión de efectuar y/o cancelar la estimulación.

Los intervalos estimulados se acotaron a +/- 100 pies y reabaleó centralizando los tiros en las mejores arenas, con densidad de 3 tiros/pies y en fase de 120°.

Así mismo, se incremento la cantidad de arena a +/- 260 sacos por intervalo y mejoró el diseño con la ayuda de los simuladores de fracturamiento.

Se usó agua gelificada con cargas de gel entre 20 a 30 LB/Mgl y arena de mallas 20/40 y 16/30 de acuerdo a la profundidad de tratamiento.

En la ejecución de los trabajos se usó herramientas de tapón recuperable y packer.

Del 2006 al 2007 se han efectuado refracturamiento en 37 pozos (105 etapas) en las formaciones Mogollón, Ostrea, Echino; con buenos resultados.

En las **Figuras del 8.3 al 8.12**, se pueden observar los resultados obtenidos.

Estos trabajos han permitido incrementar las reservas en el orden de los 400 MBO.

## **8.2 Uso de Arena Nacional**

Ante la necesidad de buscar nuevas alternativas para desarrollar pozos con economía marginal, Petrobras Energía Perú, encaró el Proyecto de Uso de Arena Nacional en el Lote X, elaborando para ello de un plan estratégico, que contemple la búsqueda de este recurso en el ámbito nacional y que cumpla con los requerimientos de calidad señalados en la Norma API RP56.

La búsqueda de canteras a escala nacional contempló:

- Información sobre el marco legal del candidato, mediante información en el Ministerio de Energía y Minas, sobre concesiones, denuncias, permisos, EIA, entorno y posible áreas de impacto
- Ubicación geográfica de las canteras
- Potencial de reservas de este recurso.

Se identificó las posibles fuentes de abastecimiento de la arena, así como el volumen de producción y transporte hasta las operaciones de Petrobras en Talara.

Las posibles fuentes consideran:

- Arena de río
- Yacimientos
- Arena de playa

En el caso específico de los pozos del Lote X, cuyas profundidades comprenden de 8000 a 2500 pies, las mallas de arena más utilizadas son 16/30, 12/20 y 20/40.

Después de efectuar los ensayos de laboratorio, contemplados en la norma API RP56, se determinó una cantera para producir arena malla 16/30.

Las características de este tipo de arena son inferiores a las de la arena importada, sin embargo, dado el contraste tanto de permeabilidad como de conductividad entre la formación y la obtenida con la arena empaquetada en la fractura, se comprobó que se podía usar en formaciones de poca profundidad.

Se efectuaron ensayos de laboratorio de conductividad y permeabilidad simulada.

Las características de la arena nacional permiten su aplicación en formaciones someras con presión de cierre menor a 2000 psi.

Los resultados productivos desde octubre del 2005 a diciembre del 2010 han sido similares a los obtenidos con arena importada, Figuras del 8.13 al 8.18.

### **8.3 Reducción de carga polimérica en los fluidos de fractura**

De acuerdo a ensayos de laboratorio, de retención de permeabilidad para fluidos de fractura, aplicados en formaciones del Lote X, y con la finalidad de minimizar el daño a los reservorios de baja permeabilidad, así como tener un control de la altura de fractura y generar mejor calidad de fractura, se ha bajado la carga del gelificante en los fluidos de fractura de 30 y 25 lb/Mgal a 25 y 15 lb/Mgal, así mismo ha permitido reducción de costos por menor uso de estos productos.

### **8.4 Reuso de Arena de Fracturamiento**

Ante la necesidad de buscar nuevas alternativas económicas, para estimular pozos de economía marginal, se implementó un plan de trabajo para el reuso de arena de fracturamiento recuperada luego de los trabajos de estimulación hidráulica en los pozos del Lote X, operados por Petrobras.

Cabe mencionar que antes de la implementación de este proyecto, dicho material sobrante era dejado en el campo. A partir de la implementación del Sistema de Gestión Integrado, dicho material era depositado en el relleno de desechos.

Normalmente, se recupera aproximadamente el 10% del total de arena utilizada en los trabajos de completación y reparaciones.

Previamente a su utilización se efectuaron ensayos a muestras de arena recuperada, de acuerdo a la Norma API 56RP (redondez, esfericidad, resistencia a la compresión y

solubilidad al ácido), comprobándose que sus propiedades originales se mantenían en un 95%.

El reciclaje de la arena de frac contempla, las siguientes etapas: recuperación de arena en los pozos fracturados, lavado con agua y detergente, secado, tamizado, seleccionado por tamaño de malla y envasado para su reuso.

Los fracturamientos con arena reciclada, se vienen efectuando desde fines del 2004, con resultados similares a los obtenidos con arena importada.

### **8.5 Evaluación de Nuevas Tecnologías**

Se vienen evaluando nuevos productos en los trabajos de estimulación en los pozos del Lote X, tales como:

- **Agentes de sostén ultralivianos**

Evita la generación de múltiples capas de fracturas, minimiza el problema de transporte, decantación y convección

Permite utilizar la Técnica Monocapa y reducción del caudal de bombeo, minimizando el crecimiento vertical.

Así mismo, es menos dañino que otros fluidos, especialmente en reservorios de baja permeabilidad, permitiendo una limpieza más rápida y mejorando la producción.

En las Figuras 8.19 y 8.20 se pueden observar comportamientos productivos, de fracturamientos efectuados con este tipo de agente de sostén.

### **8.6 Fluidos visco elásticos:**

Fluido sin carga polimérica con la finalidad de reducir el daño a la formación. Su principal característica es que no contiene polímeros en su composición se puede garantizar un valor nulo en Permeabilidad retenida y/o daño de formación posterior al tratamiento.

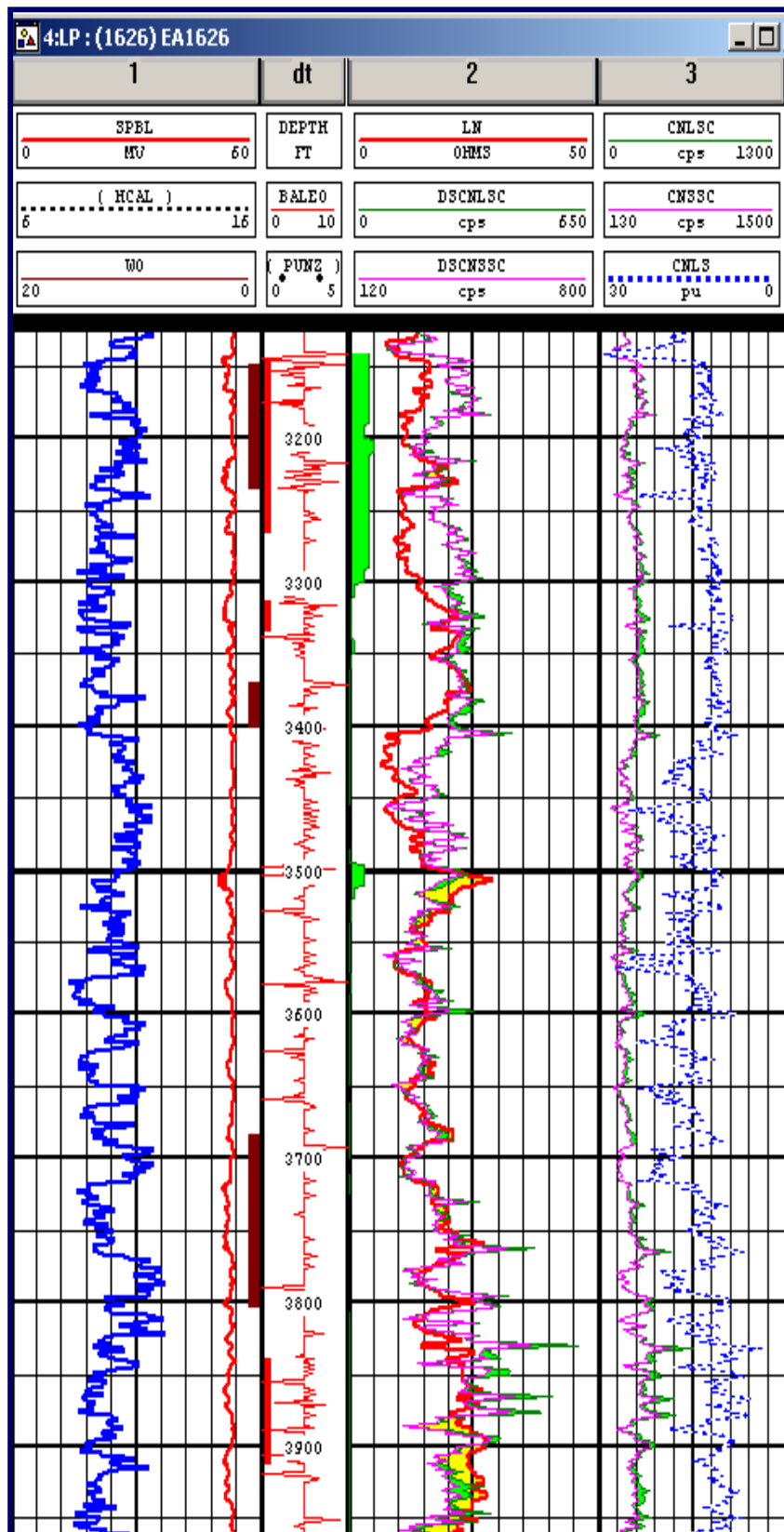


Fig. 8.3 Análisis registro eléctrico y NC Pozo 1626 Taiman

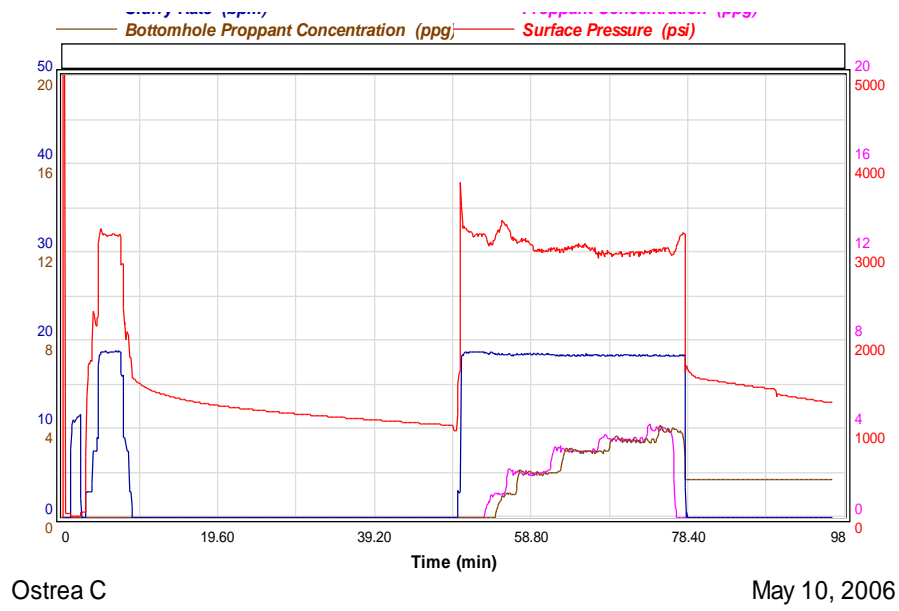


Fig. 8.4 Curva I Etapa fracturamiento Pozo 1626

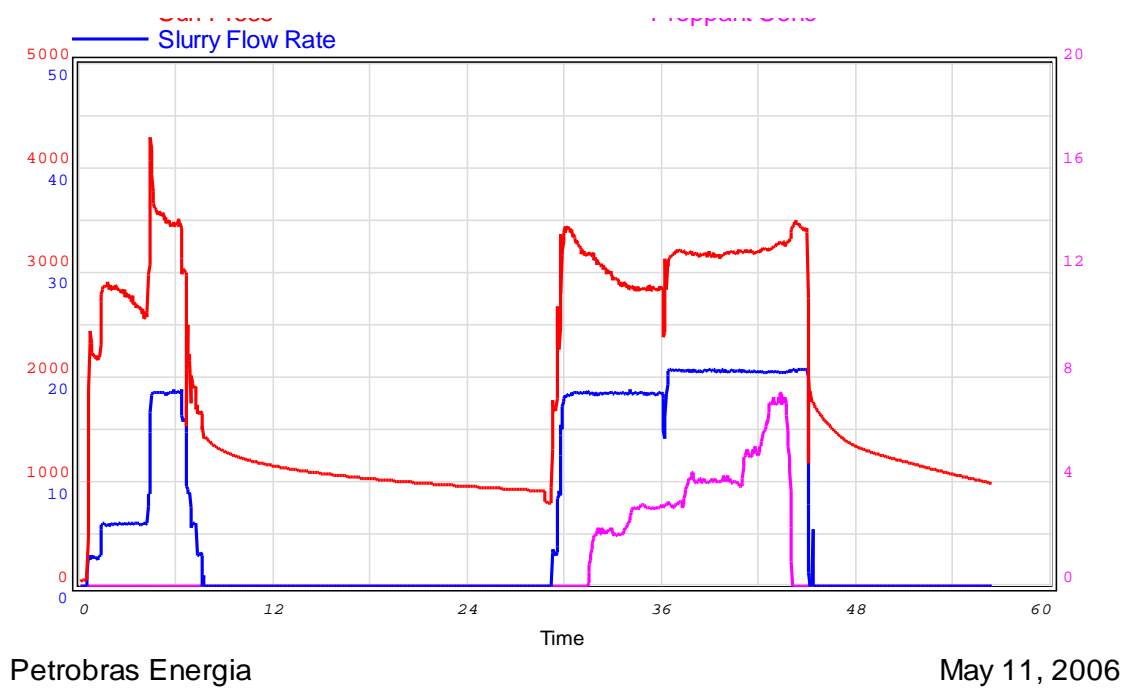


Fig. 8.5 Curva II Etapa fracturamiento Pozo 1626



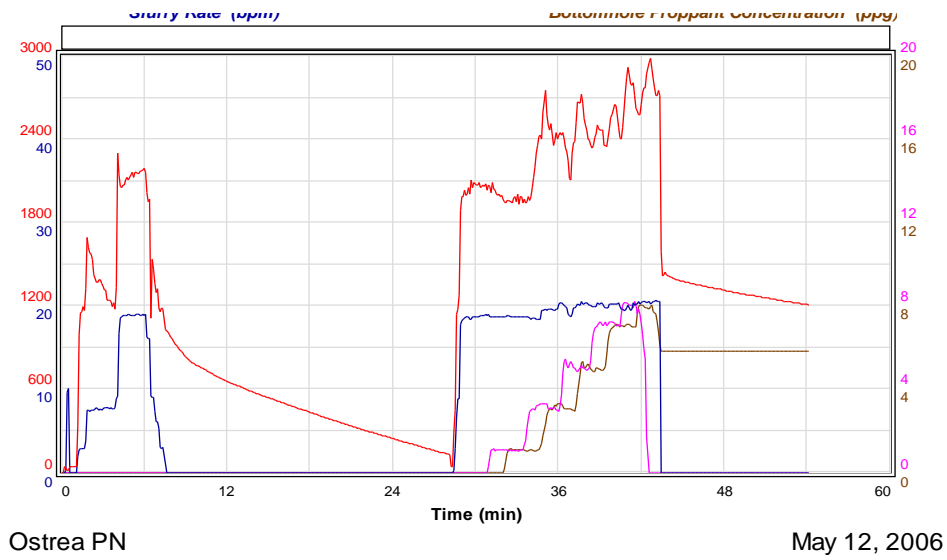


Fig. 8.6 Curva III Etapa fracturamiento Pozo 1626

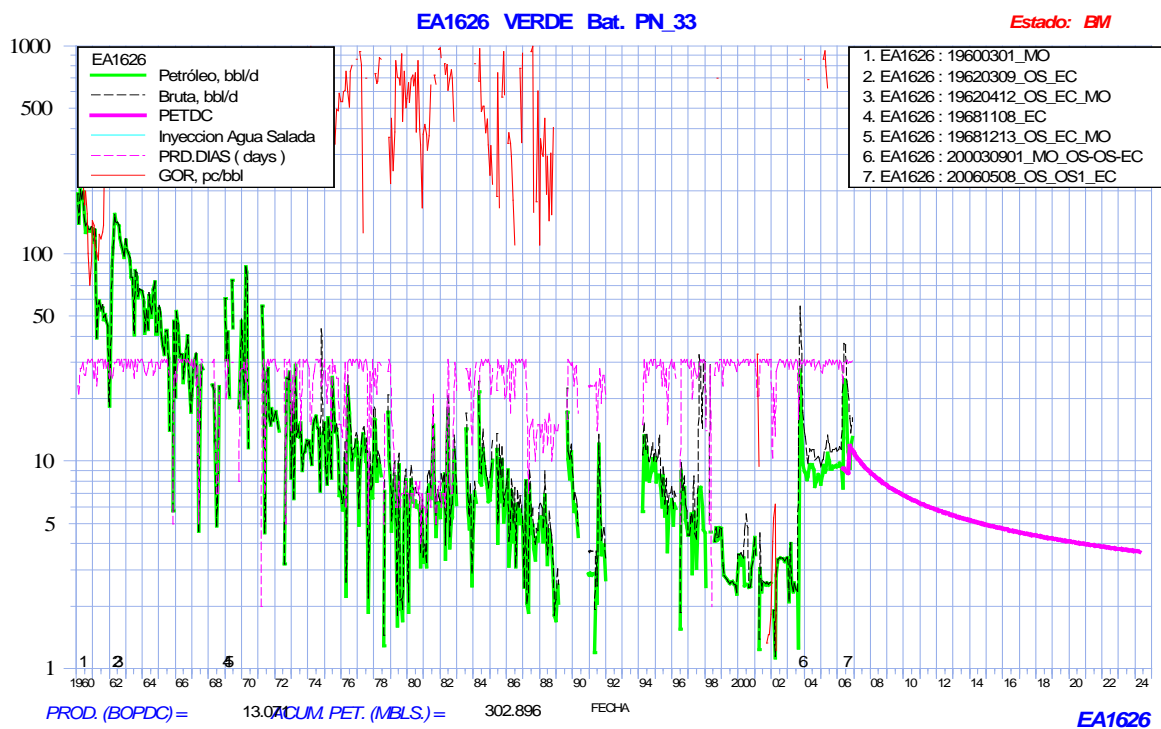


Fig. 8.7 Curva Producción Pozo 1626

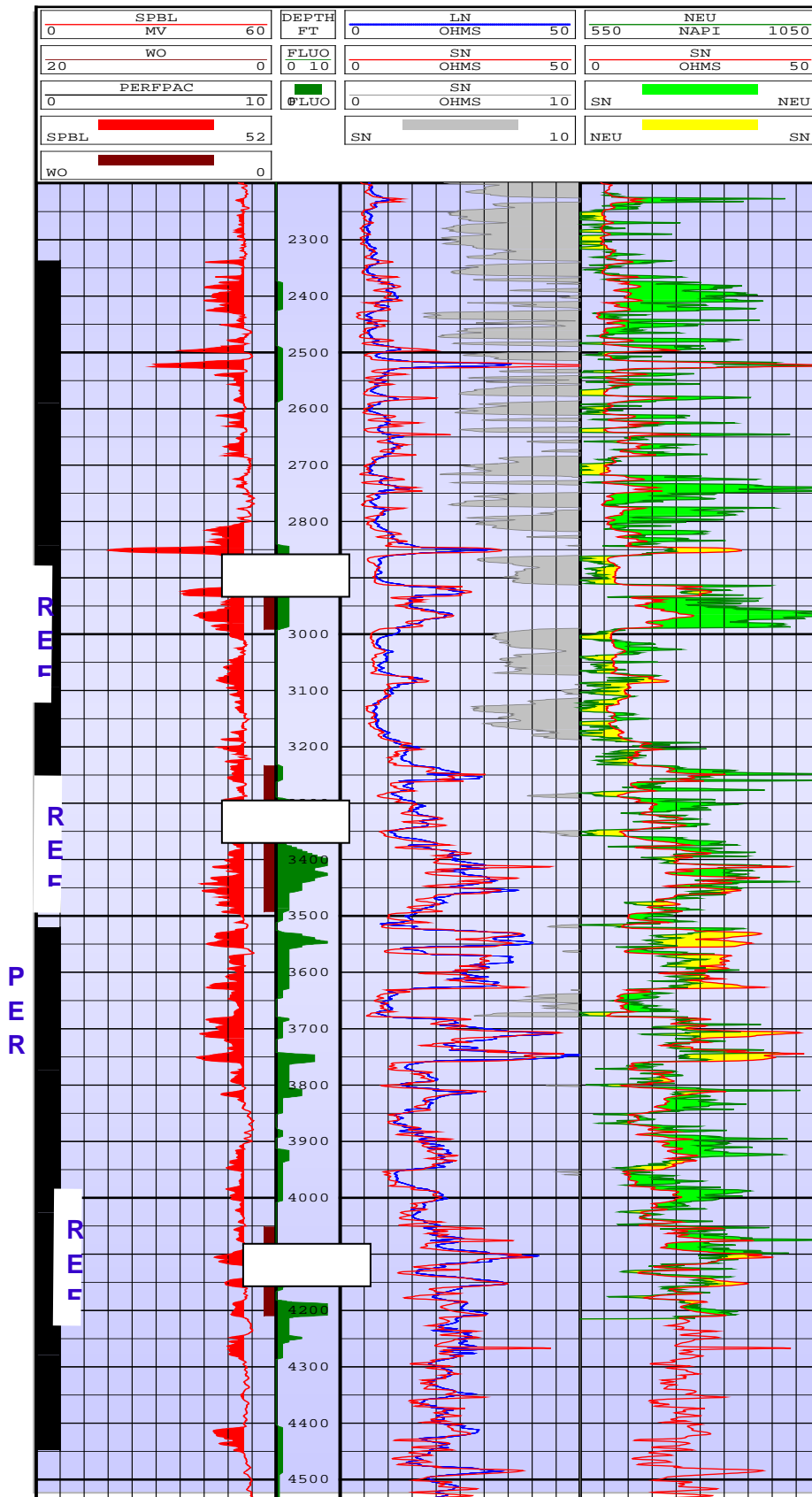


Fig. 8.8 Análisis de Registro eléctrico y NC - Pozo 1878 Peña Negra

1878PN (Ost C)  
PNegra - 1etapa

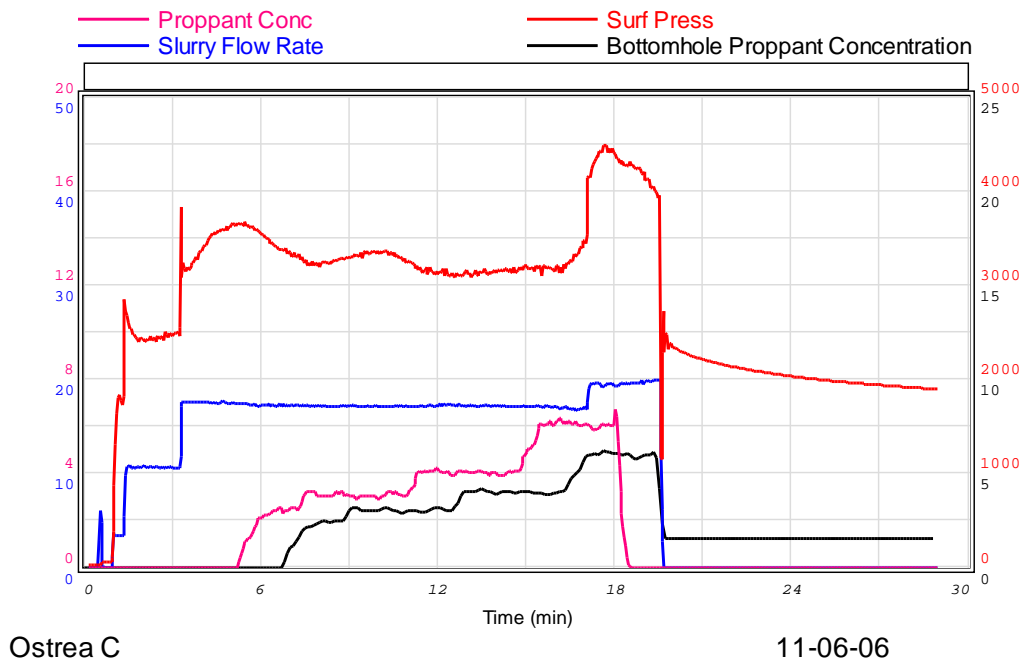


Fig. 8.9 Curva I Etapa frac Pozo 1878

1878PN (Ost PN)  
PNegra - 2etapa

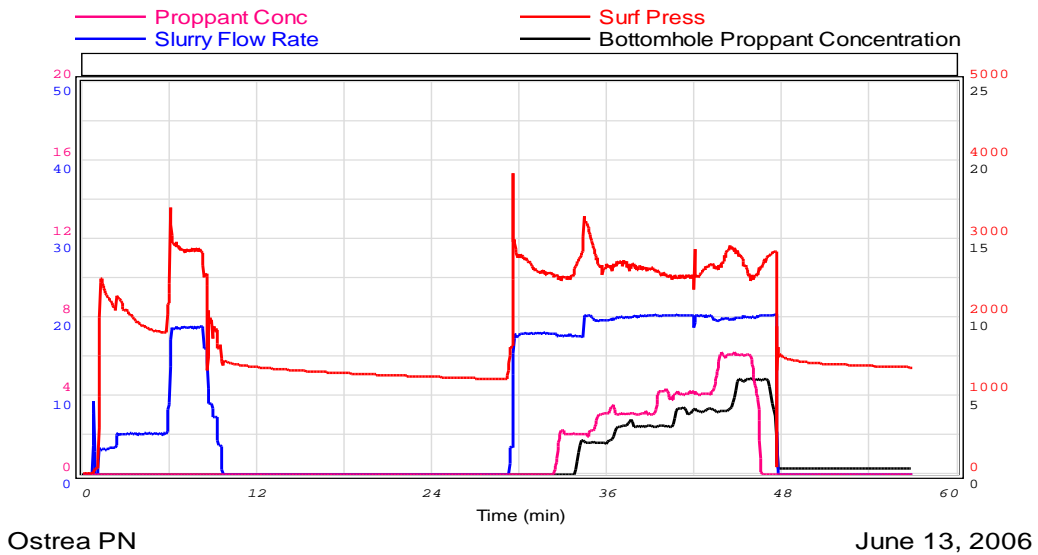
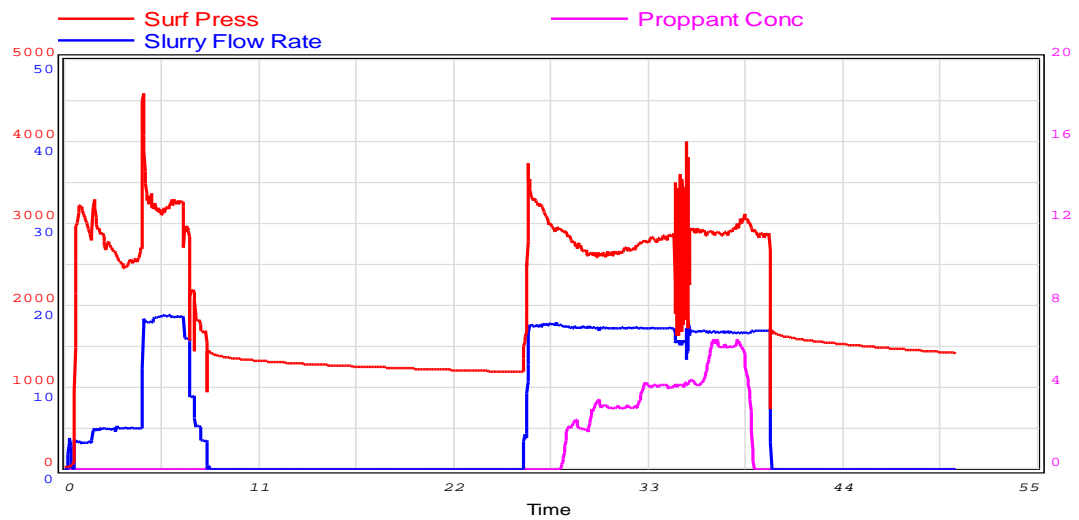


Fig. 8.10 Curva II Etapa frac Pozo 1878

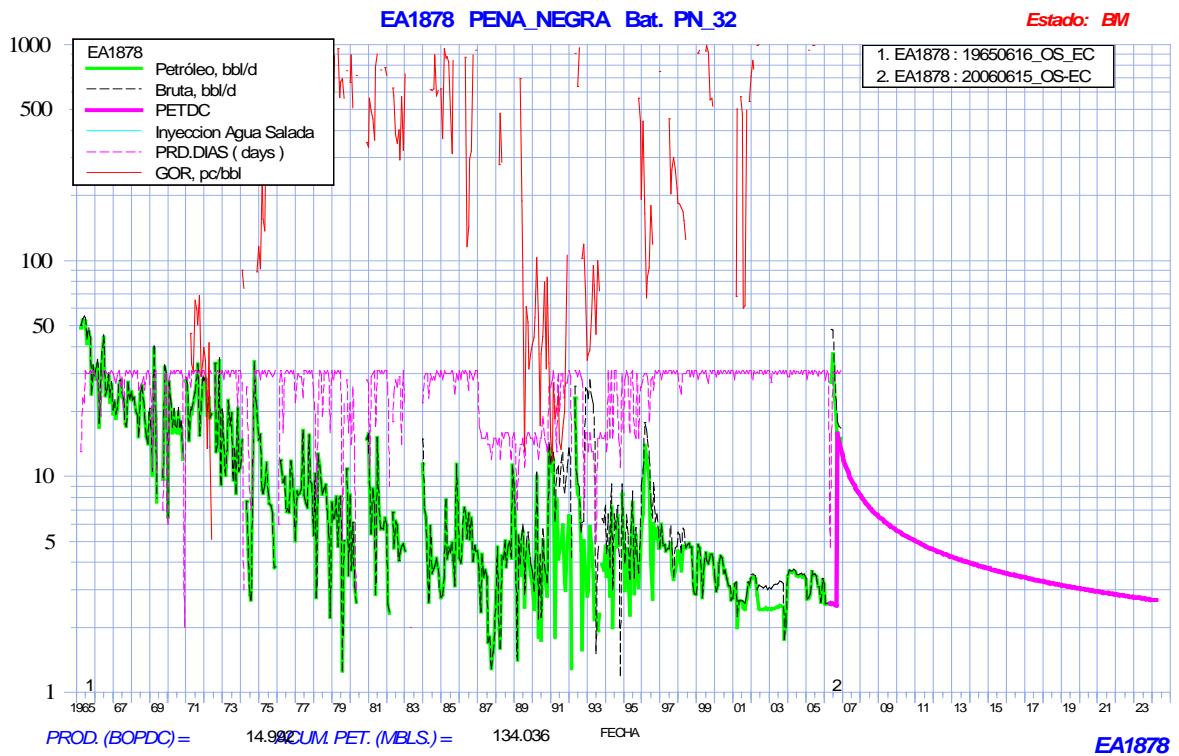
**POZO 1878PN**  
**FM ECH CB 2911-2992 FT**



PETROBRAS ENERGIA

June 13, 2006

**Fig. 8.11 Curva III Etapa frac Pozo 1878**



**Fig. 8.12 Curva Producción Pozo 1878**



Fig. 8.13 Cantera de arena nacional



Fig. 8.14 muestra de arena nacional

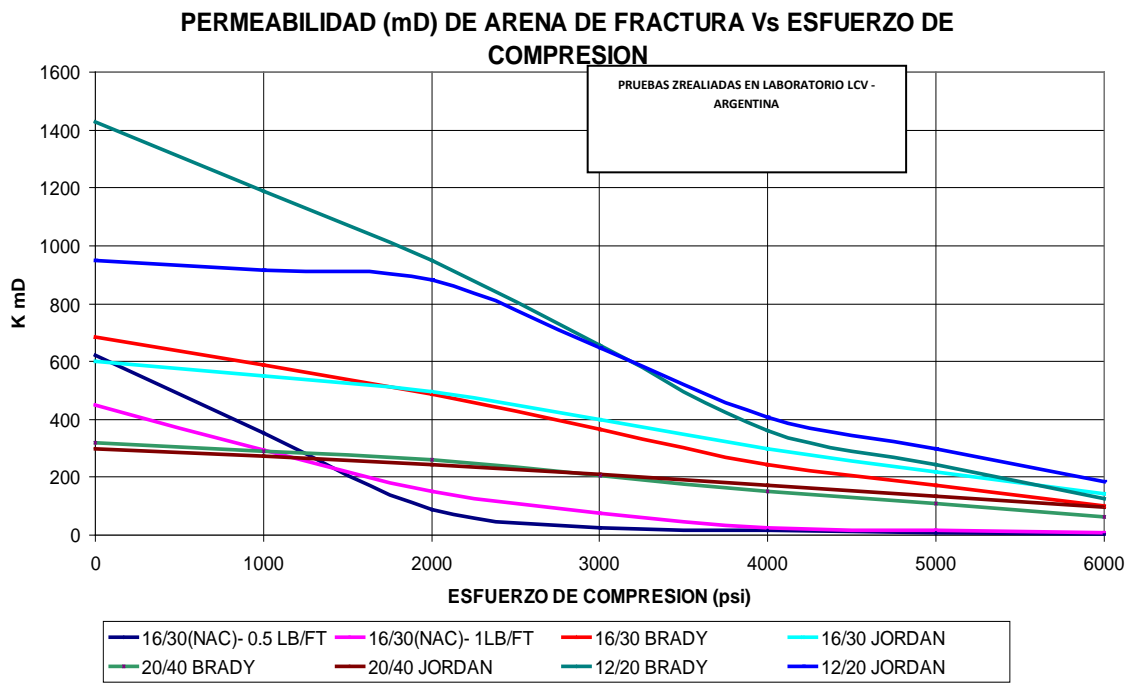


Fig. 8.15 Ensayos efectuados en muestra de arena

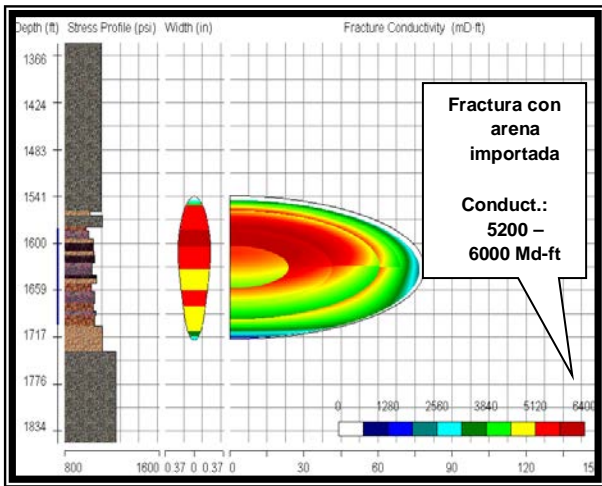


Fig. 8.16 fracturamiento con arena importada

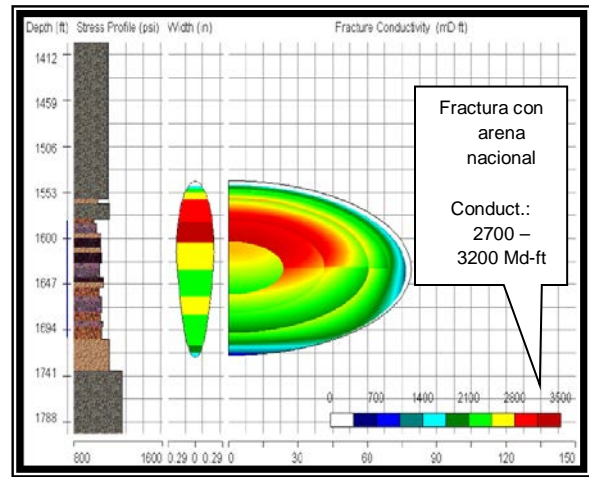


Fig. 8.17 fracturamiento con arena nacional

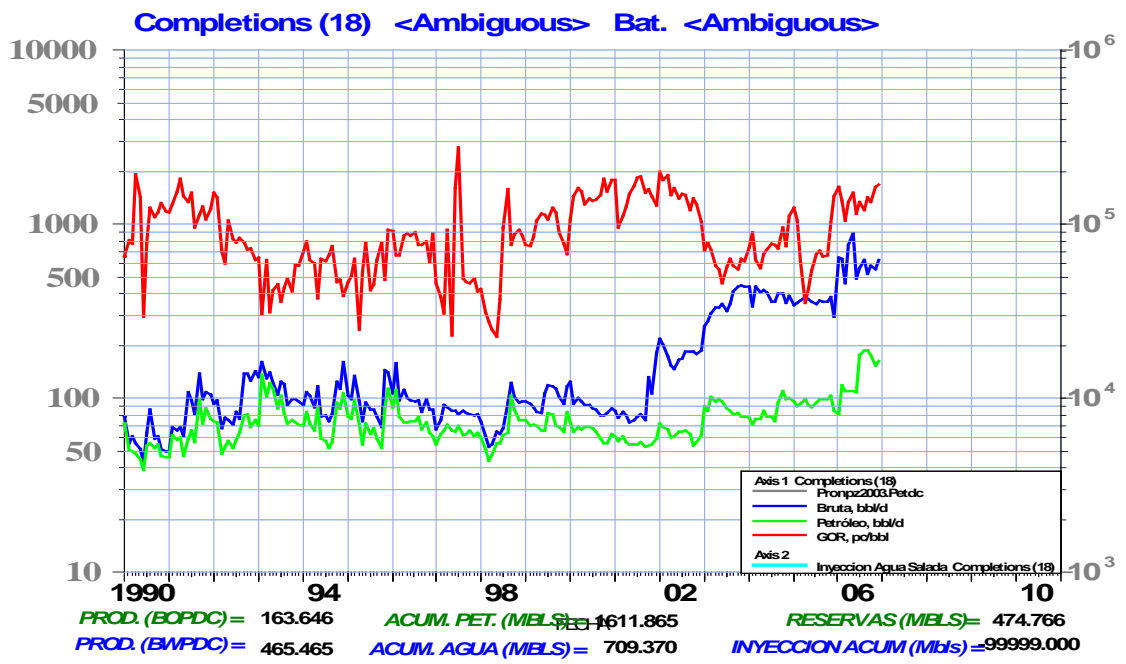


Fig. 8.18 Curva Producción Pozos (18) fracturados con arena nacional



Fig. 8.19 Comportamiento productivo Frac con agente de sostén ultraligero, Pozo 7619 Taiman

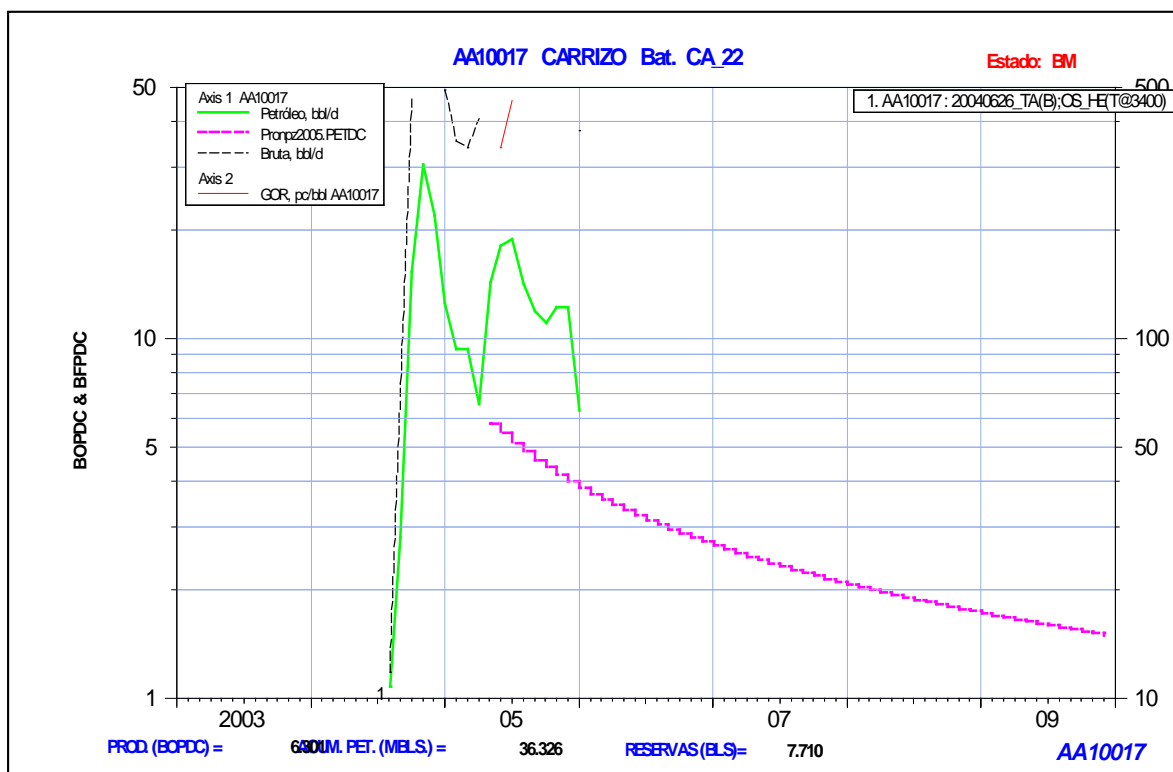


Fig. 8.20 Comportamiento productivo Frac con agente de sostén ultraligero, Pozo 10017 Carrizo

## CAPITULO IX: ANALISIS DE COSTOS

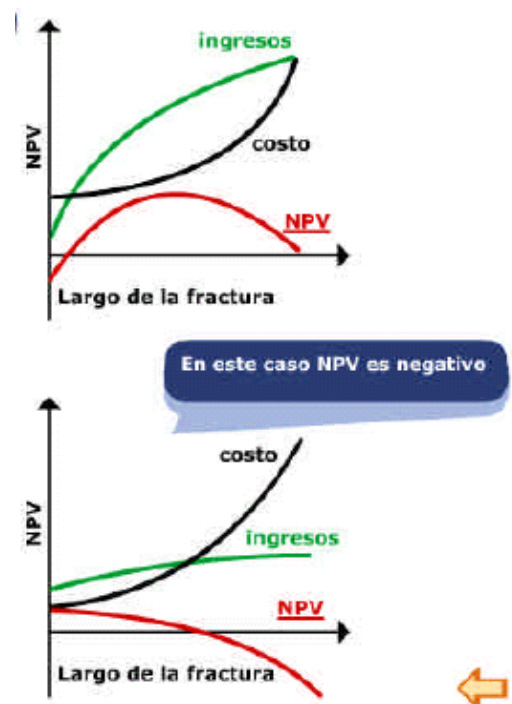
### 9.1 FRAC NET PRESENT VALUE

Hemos definido el potencial del reservorio a estimular. Ahora debemos volcar estos valores en un estudio económico. El objetivo es el de diseñar la fractura óptima (menor costo) para sacar el mayor potencial de la capa estudiada. El análisis económico puede ser realizado por el mismo simulador de fractura. Todos los simuladores del mercado permiten hacer estudios de sensibilidad para ver los efectos de diferentes geometrías y/o conductividad de fractura sobre la producción, considerando el ingreso adicional que se obtendría por la estimulación.

Es decir, se considera al pozo no fracturado versus el pozo fracturado, y se toma en consideración solamente la producción adicional. Lo que se determina es la ganancia neta, o Net Present Value (NPV). A mayor largo y conductividad de fractura el pozo producirá más y, como consecuencia el incremento de producción será mayor. Pero los costos de la fractura también crecen y de manera exponencial. Inicialmente, solamente la movilización del equipamiento genera ya un costo fijo, o sea el costo del equipo de RTP, el costo de mob/demob del equipo de fractura etc. A estos costos se adicionan los costos del tratamiento que se incrementan en función de los volúmenes de gel y de agente de

sostén bombeados. Un candidato a fracturar debe mostrar un valor positivo de NPV, y el valor máximo del NPV determinará la longitud de fracturar para la cual se diseñará.

Si de este ingreso por producción adicional se deducen los costos totales de la operación, tenemos la ganancia. Cuando se grafica esta ganancia versus la longitud de la fractura (u otro parámetro) se observe que la ganancia llega hasta un máximo y empieza a disminuir. Este máximo representa la fractura que queremos hacer. Cuidado que hay casos donde cualquier tratamiento que se haga resultará en una pérdida de dinero y no deberán realizarse.







### 9.3 Análisis Económico.

Se realizó un análisis económico para monetizar los beneficios del refracturamiento hidráulico. Se estimaron los costos asociados por cada etapa de fracturamiento y por pozo, así como se calcularon los ingresos con un precio canasta base (US\$ 45/bbl), que incluye el descuento por regalías. Se encontró que la ganancia anual por pozo es al menos de unos 70000 US\$.

Incremento de la producción	400000 Bls
Pozos refracturados	37

#### Análisis Económico por pozo en un periodo de 6 años.

Costo por etapa	21063.12 US\$
Número de etapas estimuladas	3
Costo total estimulación	63189.36 US\$
Producción Petróleo	10810.8108 bls
Precio Canasta	45 US\$
Beneficio	486486.486 US\$
Ganancia neta	423297.126 US\$

#### Análisis Económico en un 1 año por pozo

Producción Petróleo	1801.8018 bls
Ganancia Neta	70549.5211 US\$

## CAPITULO X: CONCLUSIONES

- Los trabajos de refracturamiento han incrementado las reservas de hidrocarburos en el orden de los 400 MBO.
- No entrar a pozos ATA, porque la presión confinada, enmascara el efecto de la refractura, ponerlos en producción, evaluarlos y luego refracturarlos.
- Pruebas de presión tienen que tener mayor tiempo de duración, para ser confiables (especialmente en arenas de baja permeabilidad y semidepletadas).
- Pozos antiguos estimulados con perpac, son buenos candidatos para REFRAC, debido a que existen arenas no conectadas (se recomienda tomar neutrón compensado).
- Los mejores pozos candidatos para refrac, son aquellos que presentan múltiples reservorios, continuidad productiva, buena presión, bajo corte de agua y buena área para drenar.
- En el caso de la formación mogollón, evitar entrar a pozos con grandes acumuladas o evidencias de fisuras, debido a la depletación.
- En el caso del Miembro cabo blanco, evitar entrar a refracturar en pozos con grandes acumuladas debido al poco espesor.
- Es necesario hacer MINIFRAC en arenas que no se tomaron BHP.
- Los resultados obtenidos en los trabajos de refracturamiento, permiten ver con optimismo las oportunidades, para desarrollar reservas adicionales de hidrocarburos, en formaciones parcialmente drenadas en los pozos del Lote X.
- Las características de conductividad y permeabilidad generadas con el uso de arena nacional, es comparables con la arena importada malla 16/30, para ser usada en niveles de presión de cierre menores a 2000 psi.
- Los resultados productivos con este tipo de arena, son similares a los obtenidos con arena importada.
- El uso de arena nacional permitirá ahorros en los próximos 3 años de aproximadamente 750,000 US\$/año, mejorando la rentabilidad de los proyectos.
- El reuso de la arena de fracturamiento nos permite ahorro del orden de 120,000 US\$/año.
- Esta acción ha permitido reducir el impacto ambiental al no dejar este material en el campo.

**CAPITULO XI: BIBLIOGRAFIA**

- Identificación de arenas no drenadas en reservorios del Lote X: Una metodología usando time lapse”, INGEPET 2005 Lima Perú
- Luis Sánchez: “Uso de arena Nacional en trabajos de fracturamiento Lote X, Talara”, INGEPET 2005 Lima Perú.
- Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations (API RP 56).
- Stimulation Engineering Support Manual, Proppants, BJ, date 1996
- Petroleum Production Systems. Michael J. Economides A. Daniel Hill
- Unified Fracture Design. Michael Economides- Ronald Oligney

## **CAPITULO I: INTRODUCCION**

### **1.1 Antecedentes**

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

En su forma más pura, el fracturamiento hidráulico ofrece un medio para quebrar la formación con presión de un fluido y crear un paso altamente conductivo para el flujo, extendiéndose lateralmente a partir del hueco del pozo para incrementar la producción.

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

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

Históricamente, la industria ha buscado fluidos "ideales" que minimizen el daño a la formación y logren una máxima conductividad empaquetada.

Con el desarrollo de nuevo agente de sostén ultraliviano (ULWP), además de lograr una mayor conductividad puede usarse con fluidos base agua ligeramente gelificada y no reticulada logrando un fluido más limpio y más económico optimizando de esta manera el fracturamiento hidráulico.

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

### **1.2 Formulación del Problema**

La técnica de fracturamiento hidráulico para estimular la producción de pozos de petróleo y gas, en reservorios de baja permeabilidad, es uno de los principales desarrollos de la ingeniería de Petróleo del cual podemos valernos para poder seguir explotando nuestros campos en condiciones rentables.

El diseño y evaluación de fracturamientos hidráulicos son procedimientos complicados, debido a que los procesos involucrados no pueden ser observados directamente. En la descripción del comportamiento de los reservorios, la ingeniería de reservorios ha superado esta limitación, mediante el análisis basado en la presión de fondo del pozo y el caudal de flujo.

Recientemente, estos análisis han sido extendidos y aplicados exitosamente para describir el proceso de fracturamiento hidráulico, por lo que actualmente, es posible tipificar el comportamiento de la presión de tratamiento en el fondo del pozo en modos básicos, que permiten identificar la respuesta de cada formación productiva a este proceso. Este hecho permite seleccionar a priori el modelo de geometría de fractura que mejor podrá simular el respectivo proceso, facilitando el diseño y evaluación del mismo.

### **1.3 Justificación del Proyecto**

Las estimulaciones de los pozos del Lote X, se efectuaban mediante fracturamiento hidráulico de intervalos grandes (500 a 1200 pies de altura), punzados con baja densidad de tiros y utilizando poca cantidad de agente de sostén.

Entre los métodos de fracturamientos utilizados, tenemos: convencional, entrada limitada, Multifrac y Perfpac, usando crudo, diesel y agua gelificados, nitrógeno, CO<sub>2</sub>.

Las técnicas del Perfpac y Multifrac permitían aperturar simultáneamente varios reservorios. Para asegurar el tratamiento de todos los intervalos involucrados, se usaban bolas de nylon como agente divergente y poco volumen de arena de fractura.

Con dichas técnicas no se garantizó una estimulación adecuada en todo el intervalo, debido a que el crecimiento vertical y longitudes de fractura desarrolladas eran muy pequeñas, en muchos casos, quedaron zonas sin estimular.

Sin embargo, a pesar de estas limitaciones, los resultados productivos en muchos casos eran buenos, debido a que tenían presiones originales de reservorio y grandes áreas de drenaje por desarrollar.

En los últimos años, hubo una campaña de Refracturamientos en pozos seleccionados en base a producción acumulada y análisis de registro de presiones, que tuvieron diferentes resultados productivos.

A partir del 2006, los trabajos de refracturamiento se realizaron usando un nuevo enfoque, para ello se formo un grupo multidisciplinario, formado por reservoristas, geólogos e ingenieros de completación. Se analizaron datos de estimulación, registros eléctricos, áreas de drenaje de pozos vecinos, base de datos de presiones y comportamiento productivo, con la finalidad de determinar los pozos candidatos. Con el sustento técnico de software de fractura, se efectuaron simulaciones de la geometría creada en la estimulación inicial y validada con información actualizada de pozos vecinos.

#### **1.4 Objetivos del Proyecto**

Objetivo Principal:

Optimizar la producción mediante el refracturamiento hidráulico en los campos maduros del Noroeste Peruano - Lote X”

Objetivos Específicos:

El refracturamiento lograra la productividad del pozo a los regímenes originales o a regímenes aún más altos, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

#### **1.5 Hipótesis**

Los trabajos de refracturamiento hidráulico en campos maduros del Noroeste peruano – lote X, permitirán optimizar la producción y desarrollar importantes reservas de hidrocarburos.

## CAPITULO II: FRACTURA HIDRAULICA

En la fractura hidráulica se habla principalmente de fractura con agente de sostén. En el mundo las fracturas con arena representan el 95% de las operaciones.

### 2.1 Estimulación

Cuando hablamos de estimulación, hablamos de estimulación matricial o también de estimulación por fractura. En ambos casos nosotros podemos ver la ley de Darcy aplicada al petróleo (steady state), donde vemos cuáles son los términos que podemos modificar. Estos son:

Se puede trabajar sobre la presión frente al punzado  $P_{wf}$  de manera a reducirla. En pozos surgentes esta presión esta definida por la presión hidrostática y la presión en boca de pozo, pero en un pozo de petróleo con bombeo mecánico, PCP o electro sumergible podemos bajar esta presión casi hasta cero.

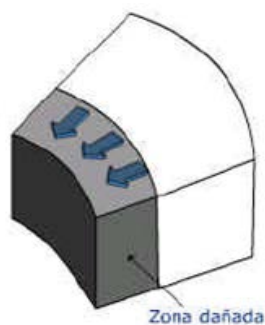
El otro término sobre el cual podemos trabajar es el radio de pozo  $r_w$ . Como no podemos perforar pozos de diámetro demasiado grande, por los costos, estabilidad del pozo, etc, es prácticamente imposible modificar este valor. En fractura se sabe asimilar la fractura a un mayor radio de pozo, o radio efectivo ( $r'_w$ ), como lo veremos más adelante.

Y el último término sobre el cual realmente estamos trabajando es el daño de formación o skin ( $S$ ). En el caso de un tratamiento matricial lo que vamos a querer hacer es reducir este valor a cero y en el caso del tratamiento de una fractura lo que vamos a tratar de hacer es obtener un skin equivalente a un skin negativo. El skin negativo y el radio de pozo efectivos son dos maneras de representar la fractura dentro de la ecuación de Darcy.

#### Ley de Darcy

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_e - P_{wf})}{\mu_o \beta_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + s)}$$

Interactiva



$q_o$	Caudal de petróleo (STB/D)
$k$	Permeabilidad promedio de la formación (mD)
$h$	Altura neta productiva (pie)
$P_e$	Presión de reservorio (PSI)
$P_{wf}$	Presión frente a los punzados (PSI)
$\beta_o$	Factor de volumen de la formación (RB/STB)
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo (cP)
$r_e$	Radio de drenaje del pozo (pie)
$r_w$	Radio del pozo abierto (pie)
$S$	Factor de skin



## 2.2 Índice de Productividad

La ley de Darcy se puede describir de otra manera para definir el índice de productividad (PI) que en realidad es el valor que más se utiliza para representar los resultados de una operación de estimulación. Vemos exactamente los mismos términos que en la ley de Darcy pero puestos de otra manera. Cuando queremos evaluar los resultados de una fractura lo que estamos observando es el índice de productividad antes de fracturar versus el índice de productividad después de fracturar.

### Ley de Darcy

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_e - P_{wf})}{\mu_o \beta_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + s)} \quad \text{PI} = \frac{q_o}{p_e - P_{wf}} = \frac{7.08 \times 10^{-3}}{\beta_o} \frac{kh}{\mu_o (\ln \frac{r_e}{r_w} + s)}$$

$q_o$	Caudal de petróleo (STB/D)
$k$	Permeabilidad promedio de la formación (mD)
$h$	Altura neta productiva (pie)
$P_e$	Presión de reservorio (PSI)
$P_{wf}$	Presión frente a los punzados (PSI)
$\beta_o$	Factor de volumen de la formación (RB/STB)
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo (cP)
$r_e$	Radio de drenaje del pozo (pie)
$r_w$	Radio del pozo abierto (pie)
$S$	Factor de skin

TPI: (True Productivity Index) índice real de productividad de un reservorio. Acontecería solamente en condiciones de flujo lineal perfecto.

PI: (actual Productivity Index) índice actual de productividad, es menor que TPI (ningún reservorio puede ser producido bajo condiciones de flujo lineal)

## 2.3 Daño de Formación

El tipo de daño no es de importancia para el diseño de un tratamiento con fractura, pero sí para el estudio previo que se realiza para definir el tipo de estimulación a aplicar, o sea al momento de definir entre un tratamiento matricial, una fractura, o un cambio de sistema de extracción.

Podemos citar diferentes razones por las cuales hay siempre algunos daños en la formación. En el caso de una fractura no nos interesa mucho todo esto ya que vamos a bypassar el daño.

Invasión /incompatibilidad de fluidos: invasión de la matriz por fluidos de terminación o perforación que tienen algunos grados de incompatibilidad con los mismos fluidos de formación (emulsión, precipitación, etc) o con la roca (desestabilización de arcillas)

Invasión de sólidos: junto con los fluidos de terminación o perforación pueden entrar en los poros de la formación partículas sólidas, solubles o no, que taponen las gargantas porales e impiden el flujo si la presión diferencial no es la suficiente para removerlos.

Movimiento de fluidos: durante la producción o inyección, el flujo puede mover las partículas de arcillas dentro de los poros y llevarlos a taponar las gargantas porales que son de un diámetro menor. También la inyección de fluido base agua puede hinchar las arcillas, desestabilizarlas y permitir su movimiento. También se debe recordar que en la vecindad del pozo la velocidad lineal del fluido tiene su caudal máximo y por lo tanto mayor fuerza de arrastre.

Cambio de mojabilidad: el uso de ciertos surfactantes o solventes pueden modificar la tensión superficial de la roca y por ende su mojabilidad. En caso de pasar de acuohumectante a óleo humectante se reducirá la permeabilidad del petróleo en la vecindad del pozo.

Emulsiones: el uso de ciertos surfactantes o solventes puede provocar la formación de emulsiones más o menos estables según el tipo de petróleo que hay en la formación. También un surfactante que es beneficioso a una cierta concentración puede ser dañino a otra concentración.

Bloqueo por agua: un cambio en la saturación de agua provoca un cambio en la permeabilidad relativa del petróleo. En caso de un incremento hay una reducción de la permeabilidad. Este daño también es producido por el uso de surfactantes.

Sub productos de reacción (ej. Hidróxido de hierro): en el caso de hacer tratamientos matriciales ácidos o fracturas ácidas, se generan sub productos de las mismas reacciones. Algunos de ellos como el hidróxido de hierro pueden precipitar en forma gelatinosa en los poros de la matriz y obturarlos.

Incrustaciones: algunas aguas de formación tienen sólidos solubilizados (ej.  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,...) que al sufrir un cambio de presión o temperatura precipitan. Estas precipitaciones pueden tapar tanto los poros de la matriz como los punzados o las tuberías. Este problema puede ser agravado por la mezcla del agua de formación con

el agua inyectada que aporte los elementos faltantes para la formación de las incrustaciones.

Depósitos orgánicos: de la misma manera que se pueden depositar incrustaciones, pueden precipitar materiales orgánicos como son las parafinas y los asfaltenos. Estos pueden precipitarse en la matriz en la vecindad del pozo, en los punzados o en la tubería. Estos depósitos pueden existir tanto en pozos de petróleo como en pozos de gas con condensados. También en pozos inyectores pueden existir residuos de bacterias que tapen instalaciones y formación.

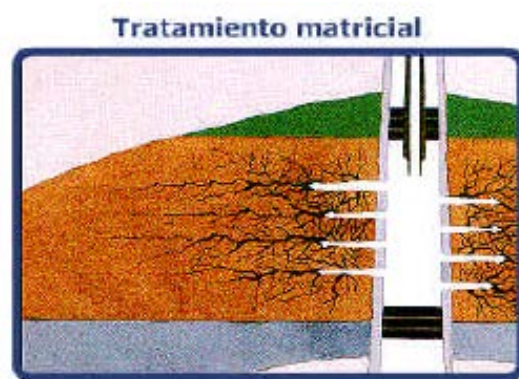
Depósitos mixtos: es frecuente encontrar pozos donde se depositan tanto materiales orgánicos como incrustaciones. Estas precipitaciones saben hacerse de manera sucesiva o sea en capas alternadas orgánico / incrustación.

Producción: durante la operación de producción o inyección podemos generar algunos de los daños anteriores más algunos adicionales. Uno de los daños irreversibles es la reducción de la permeabilidad por disminución de la presión poral y un consecuente colapso de la matriz.

#### 2.4 Fractura vs. Matricial

El objetivo de un tratamiento de fractura y un tratamiento matricial es siempre mejorar la productividad para acelerar la producción. Nuestro objetivo ahora es lograr comparar y contrastar el tratamiento matricial con el tratamiento de fracturamiento.

El tratamiento matricial es realizado a muy bajo caudal para que el fluido entre de la misma manera en casi todos los poros en la vecindad del pozo. El objetivo es el de restablecer la permeabilidad original en la vecindad del pozo, lo que implica reducir el skin a cero. El radio de inyección del



tratamiento no va a más de 1 a 2 metros alrededor del pozo. Por lo tanto, estos tratamientos son de un volumen relativamente pequeño. Hay que cuidarse justamente de conseguir que el líquido inyectado penetre bien en la mayoría de los poros de la matriz alrededor del pozo. Es decir, que no haya canalización y que no se rompa la formación dado que podría generar fractura. Se trata de tratamientos químicos.

Una fractura hidráulica no va a tratar de remediar la permeabilidad cerca del pozo pero va a crear un canal de alta conductividad dentro de la matriz.

La fractura crea dentro del reservorio un camino conductivo con una profundidad variable según el tipo de formación y de hidrocarburo a producir. No estamos

incrementando la permeabilidad de la matriz, estamos generando un canal de alta conductividad. No se puede mejorar la permeabilidad de la formación en sí (el volumen de la fractura es chico comparado con el volumen del reservorio).

Entonces, una fractura hidráulica no va a tratar de remediar la permeabilidad cerca del pozo pero va a crear un canal de alta conductividad dentro de la matriz. Aunque reiterativo, un concepto importante a entender cuando se realiza una fractura hidráulica es que no se modifica la permeabilidad de la formación, sino que se crea un camino que va de 10 a 500 metros adentro de la formación. Para eso tenemos que bombear a alta presión para romper la formación, e ir a alto caudal para que el fluido pueda llegar lejos adentro de la formación.

Cambiando la geometría de flujo, se mejora la conexión entre el pozo y el reservorio. Una mayor área del reservorio es contactada y el perfil del flujo es cambiado de radial a bi-linear o pseudo-radial (el nuevo radio efectivo del pozo es función de la longitud y conductividad de la fractura). Se obtiene entonces un drenaje más eficiente. Fracturar es una técnica aplicable tanto para zonas de baja como de alta permeabilidad.

## 2.5 Estimulación Matricial

Las estimulaciones matriciales tienen como objetivo de incrementar la capacidad de flujo en la vecindad del pozo. Si observamos el flujo de producción en la matriz no fracturada (flujo radial) vemos que todo el flujo del fluido de formación (hidrocarburo, agua) viene de forma radial sobre toda la superficie del pozo. A medida que se aproxima al pozo el caudal es cada vez mayor y se produce una pérdida de carga también cada vez mayor. En consecuencia, el daño estará en la vecindad del pozo. Si se



observa la presión en la matriz versus la distancia desde el pozo vemos una caída de presión muy grande en una distancia muy corta del pozo.

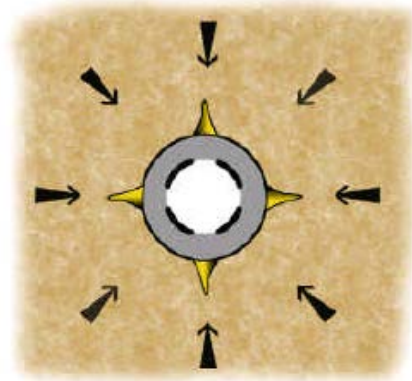
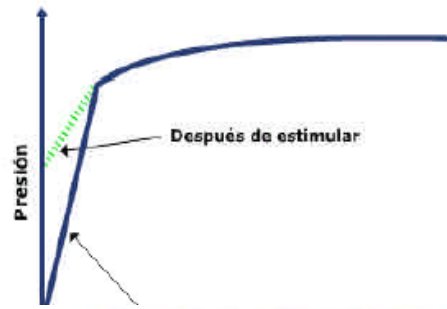
Este caída de presión es resultante del daño.

Justamente, el objetivo de una estimulación matricial es disminuir esta pérdida de carga en la vecindad del pozo. Vamos a disminuir la diferencia de presión, por lo tanto, vamos a incrementar el índice de productividad.

Después de un tratamiento matricial el régimen de flujo sigue siendo radial pero la pérdida de presión en la región cercana al pozo disminuye para un mismo caudal de producción lo cual representa un incremento de productividad.

Las estimulaciones matriciales son más efectivas en formaciones de alta permeabilidad, donde se debe remover un daño inducido (perforación, producción)

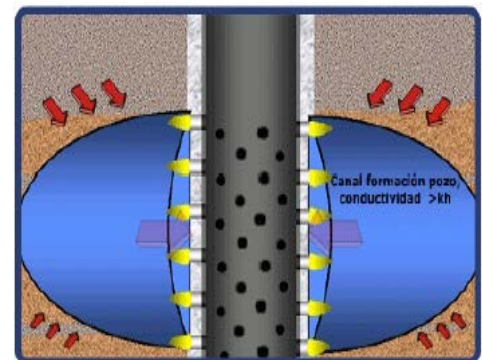
Distribución de presión para un mismo caudal de producción



## 2.6 Fluencias

### Geometría de Fluencia en Fractura

Fracturar cambia la geometría de flujo extendiendo un canal vertical extremadamente conductivo lejos del pozo. Es decir, al fracturar se genera un canal de alta conductividad. La conductividad de ese canal debe ser superior a la conductividad de la formación que está frente a las caras de la fractura. Dentro de la matriz el caudal es relativamente bajo. Dentro de la fractura en cambio, tendremos un caudal relativamente alto.



La relación de superficie de flujo, entre las caras de una fractura y un flujo radial, es  $4hL_f$  a  $2\pi r h r_w$ , típicamente una relación de 5000 a 1. Una vez que el fluido entra en la fractura, fluye linealmente a través del empaque de agente de sostén hasta el pozo.

Hablamos de una permeabilidad de la formación que puede ir de menos de 1 mD a más de 100 mD y, dentro de la fractura, estamos hablando de una permeabilidad que va de 20 a 50 Darcies. Este contraste en las permeabilidades permite conseguir un cierto contraste entre las conductividades de la formación y de la fractura.

#### Régimen de Flujo en Fractura

Una vez que el pozo ha sido fracturado pueden observarse en el tiempo varios regímenes de flujo, tanto dentro de la fractura como en el sistema alrededor de esta.

Durante un tiempo muy corto después de terminar el bombeo y de poner el pozo en producción, la geometría promedio del flujo puede ser considerada como un flujo lineal en la fractura. Gran parte del fluido que entra en el pozo viene de la expansión del sistema que se generó durante la fractura. El flujo lineal se da temprano en la vida del pozo es decir solamente en fracturas de

conductividad infinita. En pozos con una fractura de muy alta conductividad ( $FCD > 30$ ) el flujo dominante es generalmente el flujo desde la matriz hasta la fractura.

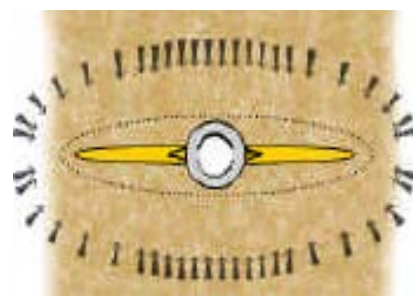
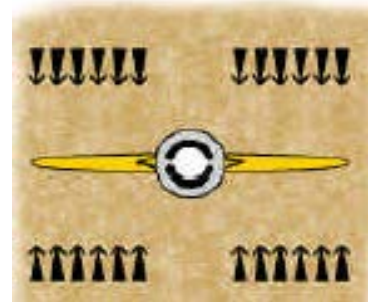
Entonces se observa un flujo lineal en la formación.

Después de un periodo de tiempo, normalmente relativamente corto, vamos a poder observar dos flujos ya que la formación empezó a depletarse. Se observa el flujo que va de la matriz a la fractura y el flujo que está dentro de la fractura.

El flujo es bi-lineal. El flujo bilineal se da temprano en la vida del pozo y solamente en fracturas de conductividad finita. Se compone de un flujo lineal incompresible

dentro de la fractura y de un flujo lineal compresible dentro de la formación hasta la cara de la fractura.

Más tarde en de la vida del pozo, no veremos más a la fractura como sí, pero veremos el sistema fractura/reservorio como un pozo de un diámetro mucho más grande. Entonces podemos decir que hay un flujo pseudo-radial. El tiempo en que acontece va depender de la permeabilidad de la matriz y también



de la conductividad de la fractura. El flujo pseudo-radial se da tarde en la vida del pozo alrededor de este y de la fractura. Con el tiempo el reservorio ve la fractura (conductividad finita o infinita) como un pozo con un diámetro expandido. El flujo tiende a asimilarse más a un flujo radial en una escala global. La fractura pasa a ser análoga a un pozo de gran diámetro. Entonces, se habla de flujo pseudo-radial y de radio efectivo de pozo.

Para diferenciar estos tipos de flujos hay que hacer ensayos tipo TST, etc.

## 2.7 Factor de Conductividad Adimensional

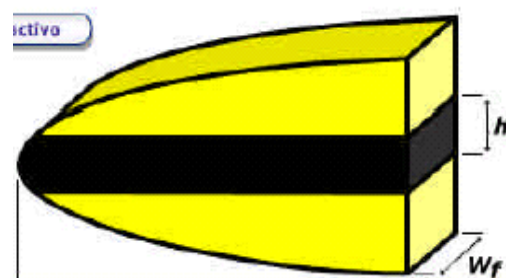
El Factor de Conductividad Adimensional es bastante importante porque en todas las evaluaciones de fracturas se va a utilizar este término. En la literatura lo encontramos escrito como FCD o CFD, depende del autor pero el término es el mismo.

Es la relación entre la conductividad de la fractura y la conductividad de la formación.

La conductividad de la fractura sería la permeabilidad del agente de sostén multiplicado por la superficie de flujo, o sea el ancho de la fractura por la altura. La conductividad de la formación es la permeabilidad de la formación multiplicada por la superficie de flujo, o sea la longitud de la fractura por la altura. Como el término altura está en el numerador y denominador desaparece de la relación.

Aquí estamos hablando exclusivamente de la altura de fractura que esta dentro a la zona de interés. Si la fractura ha crecido en las arcillas que están arriba o abajo, o en zonas sin permeabilidad arriba o abajo, hay que descontarlo.

El factor de conductividad adimensional representa la capacidad que la fractura va a tener de producir el fluido que recibe de la formación. Si la conductividad de la fractura es menor que la conductividad de la formación no va a tener la capacidad de producir todo el fluido que reciba. O sea, si el FCD es menor que uno, entonces la fractura no va a ser eficiente al 100%. Además debido a la influencia de otros factores no considerados en esta ecuación sencilla, el FCD óptimo teórico no es uno pero 1,6. También tenemos que pensar que con el tiempo la fractura se va a dañar, y se



$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K L_f}$$



Para el diseño se buscan valores de  $F_{CD}$  de entre 5 y 10

recomienda buscar valores de FCD entre 5 y 10. Estos son los valores que se utilizan normalmente para los diseños.

La relación entre la conductividad de la fractura ( $k_f w_f h$ ) sobre la conductividad de la formación frente a la fractura ( $k L_f h$ ) representa la capacidad de la fractura de transportar hasta el pozo el fluido recibido de la formación. Se considera solamente la parte de la fractura abierta frente a la zona productiva.

De la ecuación del FCD vemos que crear solamente longitud de fractura no es suficiente. La fractura debe tener la conductividad suficiente para recibir y transmitir el flujo desde el reservorio. Obviamente, reservorios de alta permeabilidad necesitan fracturas más conductivas que reservorios de baja permeabilidad (más fluido para mover dentro de la fractura). La relación es definida por la conductividad adimensional de la fractura, FCD.

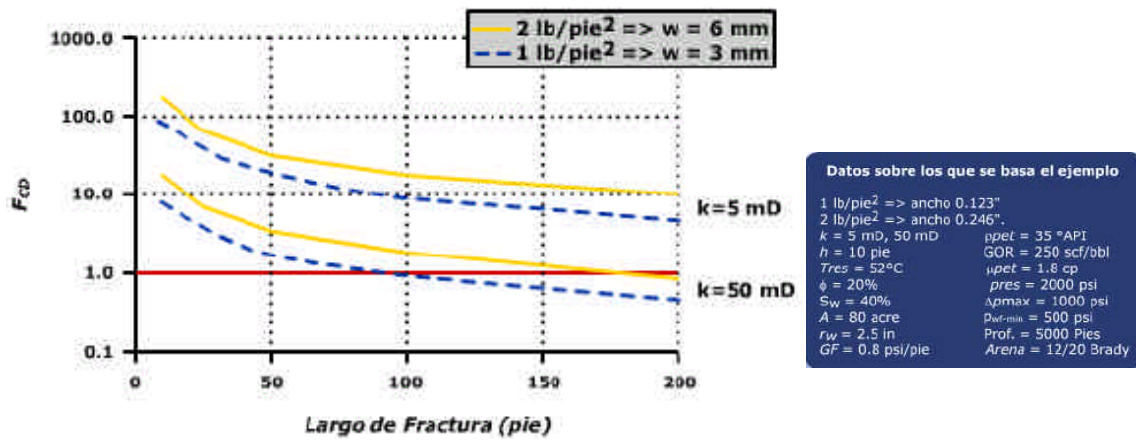
El término de FCD describe solamente la conductividad de la fractura vs. la del reservorio. Es relativamente fácil obtener un FCD alto para una fractura corta. Cuando la longitud es incrementada se torna más difícil obtener un  $FCD > 1$ , especialmente para reservorios de media a alta permeabilidad.

Ejemplo: Para un pozo con ciertas características donde se graficó la longitud de la fractura versus el FCD para diferentes sensibilidades. En este caso estamos hablando de un pozo de petróleo, no de gas y de dos fracturas con diferente ancho de fractura.

Primero vemos una formación que tiene una buena permeabilidad, 50 md.

Para esta permeabilidad si hacemos una fractura de 3mm de ancho con una longitud mayor de 80 pies, el FCD va ser menor que 1. Es decir, vamos a hacer una fractura grande y costosa que no va a tener la capacidad de conducir todo el petróleo desde la formación hasta el pozo. Entonces estamos gastando dinero inútilmente. Ahora, si incrementamos el ancho de 3 mm a 6 mm, podemos hacer una fractura más larga de hasta 150 pies, con un FCD mayor que 1, y que por supuesto va poder producir más. En el caso que la permeabilidad de la formación sea menor, 5 mD, vemos que mismo con una fractura no demasiado ancha, 3 mm, y una longitud superior a los 200 pies obtenemos un muy buen FCD (del orden de 8 a 10).





Podemos concluir de este ejemplo que para una capa de alta permeabilidad se necesita fracturas cortas y anchas, y para capas de poca permeabilidad hay que buscar fracturas largas y de ancho menor.

En resumen, vemos la importancia de conocer la permeabilidad de la formación para determinar qué tipo de fractura necesitamos.

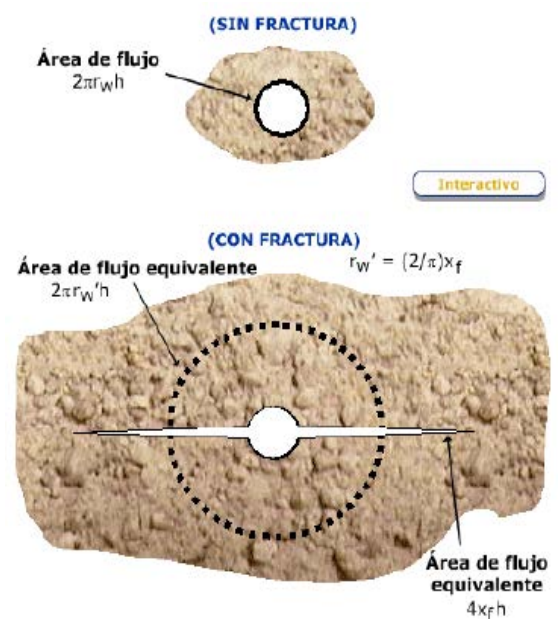
Para una formación con buena permeabilidad (>50 mD) es inútil buscar una fractura larga, ya que rápidamente el FCD será menor que 1, pero sí hay que buscar hacer fracturas anchas. Con una menor permeabilidad una fractura corta sería altamente conductiva sin que la formación esté en condición de aportarle fluido. Esta alta conductividad representa entonces un gasto inútil, y se necesita una fractura larga.

### 2.8 Radio Efectivo de Fractura

Cuando se habla de fractura, se sabe hablar del radio efectivo del pozo,  $r'_w$ . Si el pozo está produciendo en forma natural, o radial, el área de flujo va ser solamente el área del pozo que va a ser  $2 \pi r_w h$ .

En el caso de un pozo fracturado, el área de flujo va a ser las dos alas de la fractura y cada ala tiene 2 caras. La superficie de una cara es la longitud por la altura, por lo tanto el área de flujo va a ser 4 veces la longitud por la altura.

Si queremos hablar de radio efectivo de fractura, el área equivalente de flujo va tener la misma fórmula que en el caso de un pozo que



produce de manera radial, o sea se puede escribir:  $2 \pi r'_w h = 4 x_f h$  lo que nos da que  $r'_w = 2 x_f / \pi$ .

Esta es una definición que se encuentra en la literatura y que es utilizada justamente para representar la longitud necesaria por la cual uno tiene diseñar la fractura.

En el año 1961, Prats relacionó el radio efectivo con el concepto del FCD. A la ecuación teórica  $r'_w = 2x_f / \pi$  agregó correcciones para considerar los efectos de alteraciones de presión en la vecindad de las caras de la fractura y obtuvo el grafico adjunto del FCD versus la relación entre  $r'_w / x_f$ .

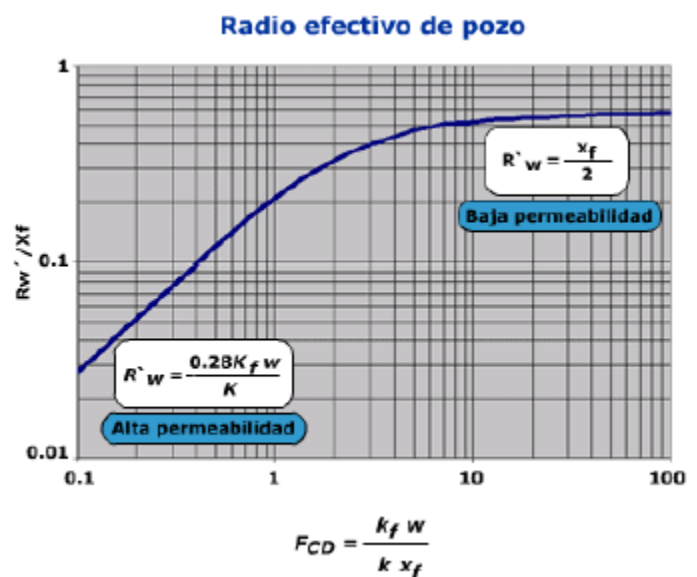
Podemos ver que en el caso de reservorio de baja permeabilidad, donde los valores de FCD son altos (fracturas de conductividad infinita) el radio efectivo puede escribirse:  $r'_w = 0.5 x_f$

En el caso de reservorio de alta permeabilidad y bajos valores de FCD el radio efectivo puede escribirse:  $r'_w = 0.28 k_f w / k$

Tomando esto en consideración y en función de la permeabilidad podremos determinar cual es la longitud optima que tenemos que buscar y utilizar en el diseño.

En el gráfico se puede observar también que para un valor de FCD superior a 10 no hay ninguna mejora, y que los valores óptimos están entre 2 y 10. En casos de pozos de alta

permeabilidad no será práctico obtener FCD del orden de 10 y es frecuente tener valores menores que 1.



### CAPÍTULO III: SELECCION DE CANDIDATOS

La selección de los pozos candidatos a ser estimulados con fractura es el proceso de identificar y seleccionar aquellos pozos que, como consecuencia de la estimulación, van a tener la capacidad para producir más y lograr un mejor retorno económico.

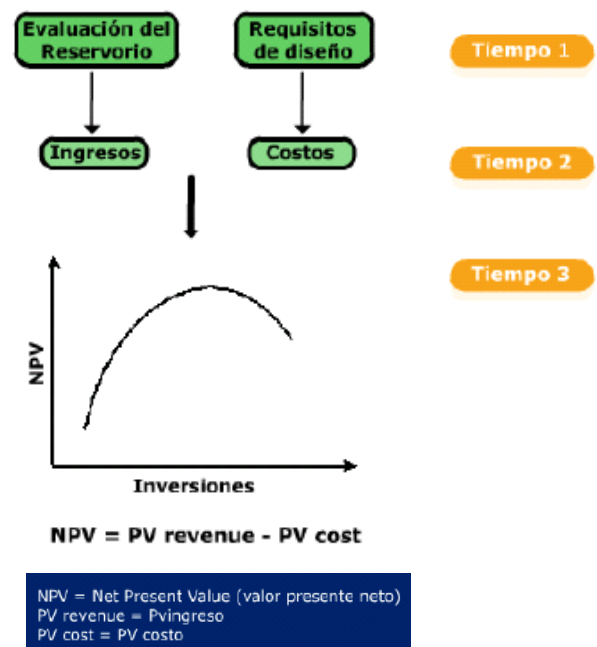
Cuando un pozo no produce lo esperado y antes de hablar de fractura hidráulica o de tratamiento matricial, se debe determinar el porqué de la falta de producción.

No necesariamente habrá que hacerle algún tratamiento. Una vez definido el problema se elegirá el tratamiento.

#### 3.1 Proceso de Selección.

##### Parte 1: Análisis Económico de la Estimulación

Primero hay que hacer un análisis económico de la estimulación y buscar cuánto dinero vamos a ganar haciendo ese tipo de trabajo. Entonces, primero tenemos que hacer una evaluación del reservorio y buscar cuál es el potencial de ingreso con y sin estimulación. Por otro lado, deberíamos ver cuáles serían los requisitos de diseño para poder hacer una estimulación matricial o una fractura. Vamos a determinar si necesitamos una fractura larga o corta, ancha o delgada. Es decir, vamos a determinar qué cantidad de productos vamos a necesitar y cuáles serán los costos.



Aquí los costos no incluyen sólo el dinero que pagamos a la compañía de servicios, sino también todos los costos de equipo involucrados en la operación. En función de todos estos datos vamos a hacer un análisis económico del retorno versus las inversiones.

Los diagramas sobre la derecha los conceptos del proceso de selección y optimización de los pozos candidatos a estimular. La combinación de la evaluación del reservorio, de la estimulación y de los costos son utilizados para la selección de candidatos y para maximizar el retorno de la inversión (NPV). El NPV ó Net Present Value , se define sencillamente como:

$$NPV = PV \text{ revenue} - PV \text{ cost}$$

## **Parte 2: Proceso de Selección de Candidatos**

Para hacer todo este proceso de selección de capas, primeramente hay que hacer una revisión de los perfiles, de las características de los reservorios. Hay que hacer un mapeo de productividad de los pozos vecinos para pronosticar la posible producción post estimulación.

Si vamos a hacer una reparación hay que estudiar primero lo que se hizo durante la terminación o la reparación anterior.

Con todo esto se establecen cual son los potenciales de producción que se pueden esperar después de la estimulación.

También hay que evaluar posibles problemas mecánicos. Especialmente en reservorios de alta permeabilidad acontece que el pozo no produce lo esperado porque la instalación de producción no se lo permite. Puede ser porque el tubing es demasiado chico para el caudal potencial del pozo, o porque hay una restricción a nivel de los punzados. Estos son problemas mecánicos.

El proceso de selección de candidatos debe comprender:

- Revisión de perfiles, características del reservorio, informaciones de la terminación y reparaciones.
- Mapeo de productividad de cada pozo.
- Establecer potenciales razonables de producción post estimulación.
- Evaluar posibles problemas mecánicos.
- Enfocarse sobre los pozos con mayor potencial.

## **Parte 3: Determinación de Potencial Post Estimulación.**

Hemos visto que el proceso de selección de candidatos incluye el establecimiento de potenciales razonables de producción post estimulación.

Se pueden hacer simulaciones de reservorio más o menos complejas, lo que dependerá de las informaciones disponibles, del tiempo del ingeniero de estimulación (si hay uno). Una herramienta muy práctica es el Análisis Nodal que permite determinar el potencial sin y con estimulación.

El análisis puede hacerse desde el fondo del reservorio hasta que el fluido entra en los tanques. En pozos con sistema de extracción artificial, el análisis se hace normalmente

solamente desde el fondo del reservorio hasta el nodo en el casing frente a los punzados.

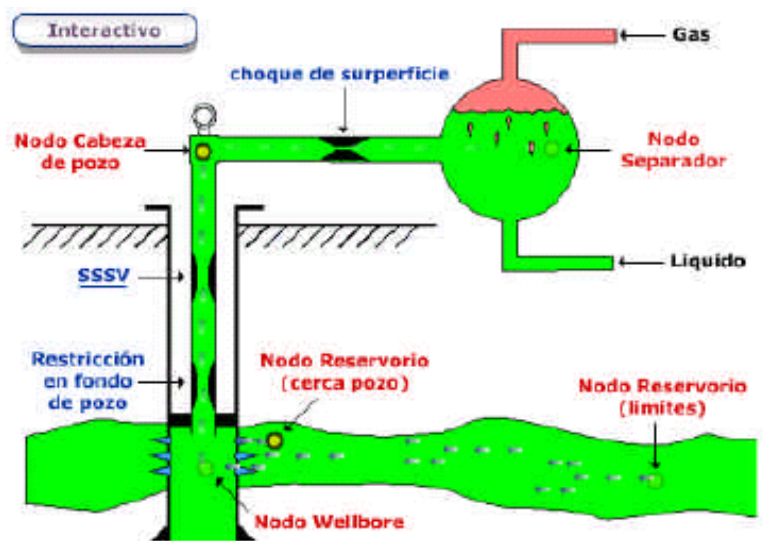
Para hacer el análisis se puede considerar varios diámetros de tubería, líneas de conducción. Se puede hacer sensibilidades con diferentes completaciones, como cantidad y diámetros de punzados, filtros, daños, etc.

### 3.2 Análisis Nodal

#### • Evaluación de Potencial

El Análisis Nodal consiste en dividir todo el sistema en diferentes nodos.

El primer nodo es en el fondo del reservorio, otro en la vecindad del pozo antes de los punzados, otro en el pozo frente a los punzados, otro en boca de pozo, y se pueden agregar nodos en cualquier lugar que se quiere estudiar específicamente. Para evaluar una estimulación se trabaja



normalmente sobre los nodos que van del fondo del reservorio hasta dentro del pozo, y generalmente se deja el restante a la gente de producción que son los que verdaderamente saben cuáles son las limitaciones del sistema productivo.

Para realizar un análisis Nodal, el sistema de producción es dividido en cuatro componentes:

- El reservorio,
- Tubing de completación,
- La línea de flujo horizontal y
- El separador.

Cada componente es analizado separadamente y como grupo para evaluar la eficiencia del sistema completo.

Hay softs para hacer estas evaluaciones. Hoy no se tiene un soft estándar en toda la compañía. Los programas que se encuentran en el mercado son generalmente orientados o a la parte reservorio (y la parte instalación no está demasiado

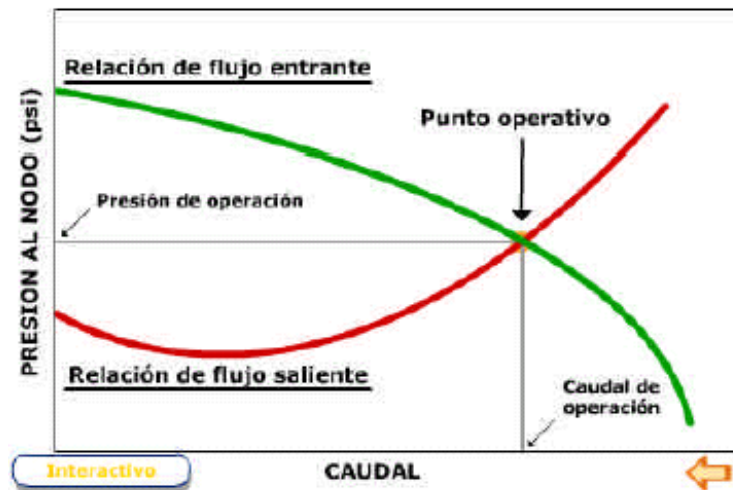
desarrollada), o a la parte producción (y la parte de reservorio no está demasiado desarrollada).

- **Punto de Operación. Flujo Estable**

El análisis nodal analiza la capacidad que tiene la formación de producir hidrocarburo desde el fondo del reservorio hasta el tanque. Es decir, la relación entre caudales y pérdidas de presión en los diferentes tramos que constituyen el sistema.

El sistema de producción es dividido en dos segmentos principales, el "Inflow" (flujo entrante) y el "Outflow" (flujo saliente), los que son representados por las curvas siguientes:

"Inflow Performance Relationship" (conocida como curva IPR). Esta curva es definida como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión de fluencia en fondo de pozo frente a los punzados. Es la habilidad del reservorio de entregar fluido, petróleo o gas a través de la formación. El comportamiento del flujo es descrito por la respuesta de la presión y caudal del reservorio.



**Fig. 3.1 Curvas de Inflow y Outflow**

"Tubing Intake Curve (TIC)", que es la combinación de pérdida de presiones desde el nodo en fondo de pozo hasta el separador.

El punto de intersección de las dos curvas, cuando existe, es el punto de equilibrio en el cual el pozo va a producir por sí mismo. Para hacer una optimización de la producción se hace sensibilizaciones con diferentes parámetros como instalaciones, daños, punzados, etc.

Aprender como hacer correctamente un análisis Nodal es un curso aparte. Aquí damos solamente una idea de su importancia para la definición de cual son los reservorios candidatos a estimular.

## CAPÍTULO IV: MECÁNICA DE ROCAS

En este capítulo hablaremos de mecánica de roca. No entraremos en detalles ni desarrollos matemáticos pero solamente en lo necesario para poder entender el diseño de una fractura.

La mecánica de rocas (también llamada reología de la roca) es la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de las rocas.

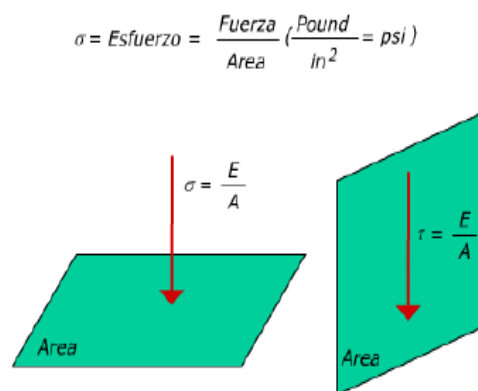
En fracturas hidráulicas es importante conocer las propiedades mecánicas y el estado "in situ" de los esfuerzos (stresses). Esta información es utilizada para predecir la geometría final de las fracturas y por ende estimar su conductividad y producción.

### 4.1. Tipos de Esfuerzos

#### o Esfuerzo

El esfuerzo es una fuerza ejercida sobre un área, que representa la superficie de un material. La fuerza puede ser perpendicular o tangencial.

Si el esfuerzo es perpendicular, o normal a la superficie será un esfuerzo de compresión (compressive stress) y es representado por  $\sigma$ .

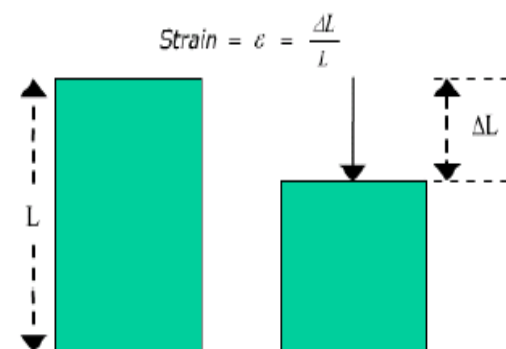


Si en cambio el esfuerzo es tangencial a la superficie, o paralelo al plano, será un esfuerzo de corte (shear stress) tendiendo a cortar el material en este plano. Es representado por  $\tau$ .

Los esfuerzos son considerados positivos cuando son compresivos y negativos cuando son tensionales.

#### Deformación específica (Strain)

Cuando aplicamos un esfuerzo a un cuerpo, inmediatamente ese cuerpo empieza a deformarse en una mayor o menor medida según el material. Esa deformación específica, e, que en inglés se llama "strain", es el cambio en la longitud sobre la longitud original ( $\epsilon =$



$\Delta L/L$ ). Por definición el término de "strain" es adimensional.

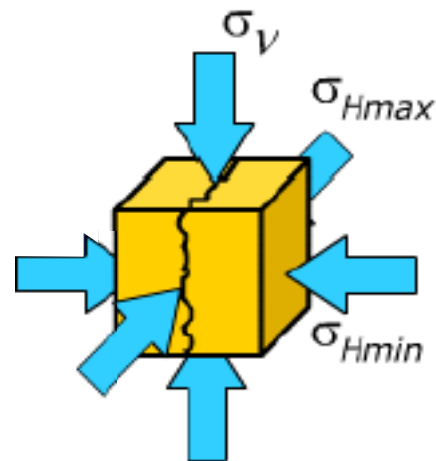
Para un esfuerzo de presión, la deformación del cuerpo corresponde a un acortamiento longitudinal y a una expansión transversal.

Por norma se considera el acortamiento como "strain" positivo y la expansión como "strain" negativo.

#### o **Esfuerzo In situ**

En la formación bajo tierra cada cubo de roca está sometido a una serie de esfuerzos. Podemos representar los esfuerzos según 3 ejes, los que van ser un esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ) y dos esfuerzos horizontales, uno que va a ser máximo ( $\sigma_{max}$ ) y otro que va a ser mínimo ( $\sigma_{min}$ ).

El esfuerzo vertical representa el peso de las diferentes capas superiores a la capa estudiada. Su valor es normalmente en un rango de 0.98 a 1.1 psi/pie. Este mismo esfuerzo tiene tendencia a deformar horizontalmente la roca generando esfuerzos horizontales.



Controlan o afectan fuertemente:

- Azimut
- Orientación (vertical o horizontal)
- Altura y ancho
- Presión del tratamiento
- Conductividad del empaque de agente de sostén

Los esfuerzos horizontales son diferentes según la dirección, porque la roca está sometida no solamente a la resultante del esfuerzo vertical sino también a esfuerzos resultantes de movimientos tectónicos del pasado.

Cuando se propaga una fractura, es porque las dos caras de la fractura se mueven venciendo el esfuerzo in situ perpendicular a las caras. La naturaleza siempre busca el menor esfuerzo - igual que nosotros y en consecuencia la fractura va crecer perpendicular al esfuerzo mínimo.

Por lo tanto siempre existe una dirección preferencial de fractura que en la literatura se encuentra bajo el término de PFP (Preferred fracture plan), o plano preferido de fractura.



Normalmente los esfuerzos horizontales son menores que el esfuerzo vertical, y por ende las fracturas crecen generalmente en un plano vertical (hay excepciones). En el caso de pozos poco profundos, menos de 300 m, el esfuerzo vertical puede ser el menor de los tres y en este caso la fractura puede ser horizontal. A una profundidad intermedia es posible que se generen fracturas inclinadas porque el esfuerzo mínimo no es necesariamente vertical u horizontal. Pero en la mayoría de los yacimientos productivos estamos lo suficientemente profundo y las fracturas son orientadas verticalmente. También la cercanía de falla puede influir sobre la orientación de las fracturas por su efecto sobre el estado de los esfuerzos.

Otro efecto de la intensidad de los esfuerzos va a ser la altura de la fractura. Los esfuerzos in situ son dependientes del tipo de roca, las arcillas tienen esfuerzos horizontales mayores que las arenas.

El crecimiento en altura de la fractura va a ser limitado por la presencia de capas con mayores valores de esfuerzos por arriba o por debajo de la capa a fracturar. El ancho de la fractura va a ser también dependiente de los esfuerzos y a mayor esfuerzo hay un menor ancho de fractura.

La presión de tratamiento que es la presión que necesitamos para empujar la roca en ambas caras de la fractura va a ser siempre superior al esfuerzo mínimo, y a mayor esfuerzo mínimo mayor presión de fractura.

Esto es muy importante para nosotros porque puede implicar limitaciones para el equipamiento a utilizar en superficie.

El esfuerzo también va a afectar la conductividad del empaque del agente de sostén. Como lo veremos después, a mayor esfuerzo la conductividad de la fractura disminuye.

### o **Esfuerzo Efectivo**

Cuando estamos hablando de esfuerzo, nos interesa conocer el esfuerzo real que los granos de arena de formación o los granos del agente de sostén van soportar. En realidad el fluido presente en los poros soporta parte del esfuerzo total, y los granos son sometidos solamente a una parte del esfuerzo ejercido por la roca.



$$\sigma' = \sigma - \alpha P$$

$\sigma'$  = Tensión efectiva

$\sigma$  = Tensión total

$\alpha$  = Constante poroelástica

$\alpha = 0.7$  para condiciones in situ

$\alpha = 1.0$  para fractura (presión neta)

P = Presión poral

Este esfuerzo resultante es lo que llamamos esfuerzo efectivo.

La presión del fluido es la presión poral. El proceso de difusión, deformación y la cementación entre los granos afectan la eficiencia de la presión del fluido para soportar la carga aplicada a la formación. Entonces solamente parte de esta presión poral es realmente efectiva y esa reducción de presión es representada por un coeficiente  $\alpha$  llamado coeficiente de poroelasticidad.

Por lo tanto el esfuerzo efectivo sobre los granos ( $\sigma'$ ) va a ser el esfuerzo in situ ( $\sigma$ ) menos parte de la presión poral:  $\sigma' = \sigma - \alpha P$ .

El coeficiente de poroelasticidad puede considerarse igual a 0.7 en condiciones normales in situ, y 1.0 dentro del empaque de agente de sostén. De esta relación vemos que si hay cambios en la presión poral esto implicará cambios en los esfuerzos sobre el agente de sostén.

#### o Esfuerzos según la Formación

El esfuerzo vertical depende solamente del peso de las capas de rocas superior. Pero los esfuerzos horizontales son distintos según el tipo de formación. Esta diferencia en los esfuerzos depende de sí la formación es más o menos plástica. Si la formación es muy plástica tiene tendencia a deformarse más y podemos imaginar como cada cubo de roca tendrá tendencia a empujar más los cubos de roca vecinos generando así más esfuerzos horizontales.

Más deformable es la formación, mayores serán los esfuerzos tangenciales horizontales. Por esta razón, normalmente en una arcilla que es más plástica que una arena, la intensidad de los esfuerzos es mayor que en la arena.

La plasticidad esta representada por la Relación de Poisson ( $\nu$ ), que es definida como la relación de la deformación lateral.

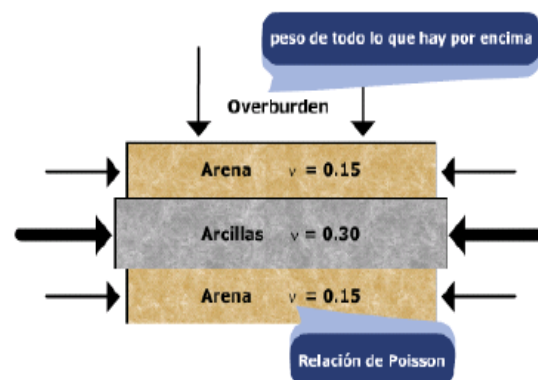


Fig. 4.1 Relación de Poisson

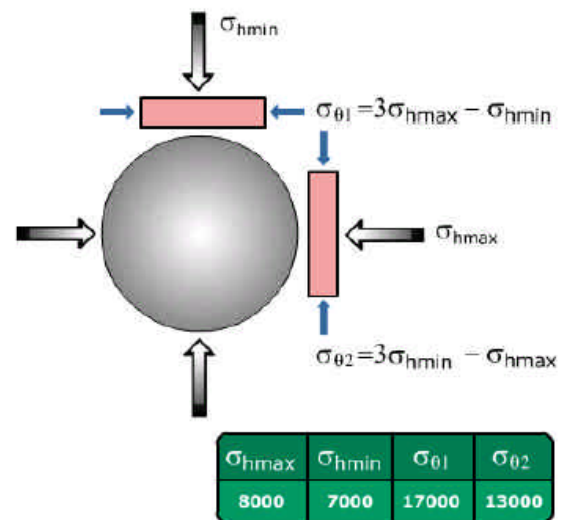
En consecuencia esa relación es una medición de cuanto una roca se deformará horizontalmente cuando es sometida a una deformación vertical (overburden). Las formaciones con mayores relación de Poisson, como las arcillas, tenderán a deformarse más en plano horizontal que formaciones con relaciones menores, como

las areniscas (clásticas). Como bajo tierra las capas no están libres de moverse se generan esfuerzos horizontales dentro de las rocas.

#### o **Concentración de esfuerzos en la vecindad del pozo**

En las pantallas anteriores hemos hablado de los esfuerzos en la formación a una cierta distancia del pozo en una zona no disturbada. Pero cuando se construye el pozo y se lo perfora, se modifican los esfuerzos en la vecindad de las paredes del pozo, o sea se modifica las condiciones de equilibrio en esta zona.

Desde el pozo hasta una distancia de una a dos veces el diámetro del pozo se genera nuevas condiciones de equilibrio. Estas condiciones, en la zona de mayores esfuerzos que es la pared del pozo, son representadas por las ecuaciones de la figura 4.2.



**Fig.4.2 Esfuerzos en la Vecindad del Pozo**

Vemos entonces que en esta zona hay una concentración de esfuerzos que pueden afectar el inicio de la fractura. Pero como la zona de concentración es menos de dos veces el diámetro del pozo, por un pozo perforado con 9" tendremos condiciones normales a una distancia inferior a las 18". Esta distancia es equivalente a la profundidad de un punzado hecho con cañón, por lo cual no será siempre una dificultad.

#### **4.2 Modulo de Young:**

El Modulo de Young (E) representa la relación entre el esfuerzo que se aplica perpendicularmente al material y la deformación axial de ese material. Se aplica una fuerza F y se obtiene un cambio de longitud  $\Delta L$ . Graficando esta relación se grafica el Modulo de Young.

En un material homogéneo y elástico, como puede ser un metal, esta deformación es lineal en función del esfuerzo que se le aplica. Desgraciadamente las rocas son un material muy diferente.

Un material ideal tiene una relación esfuerzo/strain lineal (¡pero las rocas no son material ideal!). Se toma la pendiente de la curva en la parte lineal para determinar el módulo de Young.

Un alto valor de E representa un material muy duro, lo que significa que un alto esfuerzo (alta presión) es necesario para deformar la roca.

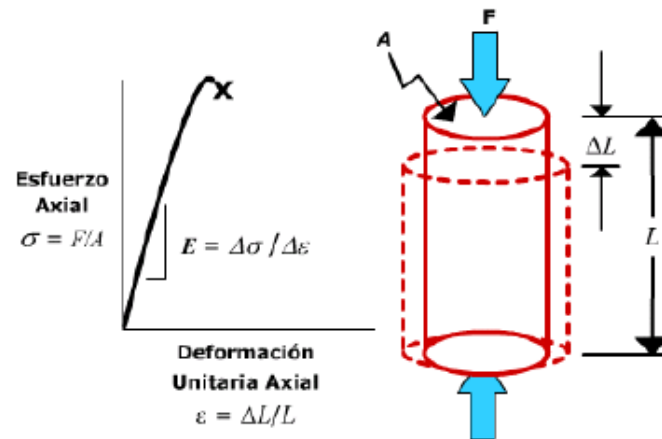


Fig. 4.3 Modulo e Young

#### 4.2.1 Efecto de Confinamiento

La roca no es un material ideal ya que tiene poros, micro -fisuras y otras heterogeneidades. Si a una muestra de roca le aplicamos presión sobre la circunferencia para simular el efecto de los esfuerzos in situ (presión de confinamiento), y aplicamos una fuerza en las extremidades observamos que la deformación cambia según la presión de confinamiento. Para cada una obtenemos un grafico diferente.

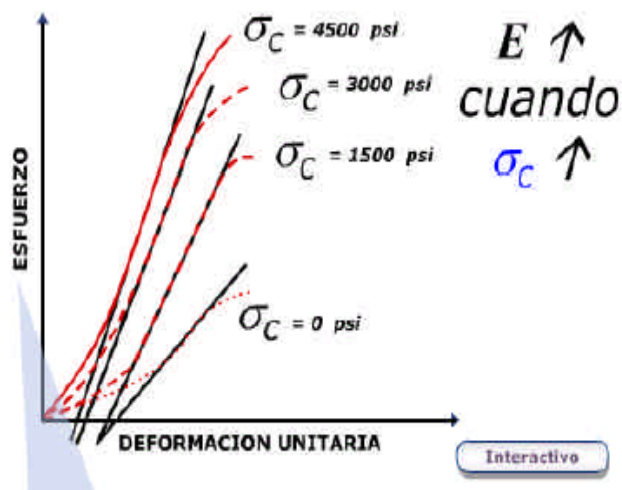


Fig. 4.4 El esfuerzo representa la variación de Esfuerzo Efectivo dentro de la Formación.

En la formación la roca está siempre comprimida, o confinada, por los esfuerzos naturales in situ. Entonces, en el laboratorio debemos tratar de simular siempre las

condiciones de fondo. Y necesitamos conocer los valores del esfuerzo mínimo, o de confinamiento, y realizar los respectivos ensayos con estos valores. De otra manera los valores de modulo de Young que se obtendrían no tendría validez.

#### 4.2.2 Arenisca Típica

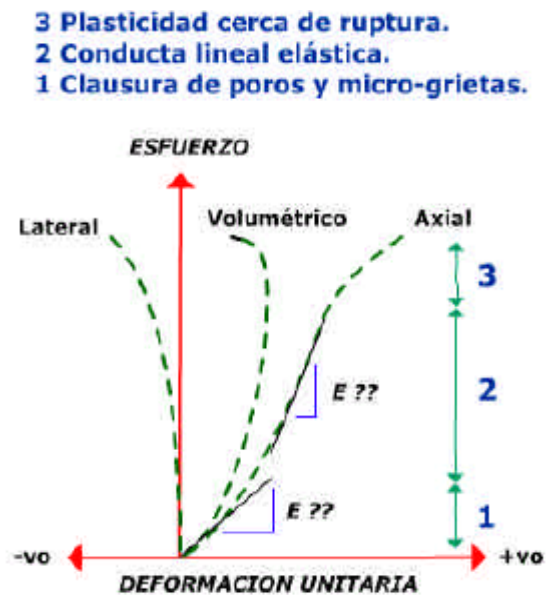
Si en un ensayo de laboratorio tomamos una muestra de arenisca sometida a una presión de confinamiento equivalente a los esfuerzos in situ, vemos tres fases diferentes en la curva de deformación versus esfuerzo.

En la primera fase la pendiente es grande, lo que representaría un Modulo de Young muy bajo, porque se están cerrando los poros y micro fracturas que hay en la muestra.

La segunda fase es un período mucho más largo donde la muestra se deforma de manera lineal. En este periodo la deformación es casi elástica y es el periodo que consideramos para determinar el valor de E.

En la tercera fase la muestra empieza a deformarse cada vez más, terminando rompiéndose. En esta fase hemos pasado el periodo de elasticidad de la roca.

Considerando las deformaciones longitudinal y lateral se calcula la deformación volumétrica. Vemos que en la fase 3 el volumen incremento a pesar del incremento de la carga. Es importante recordarlo porque este fenómeno, llamado dilatancia, será discutido ulteriormente.

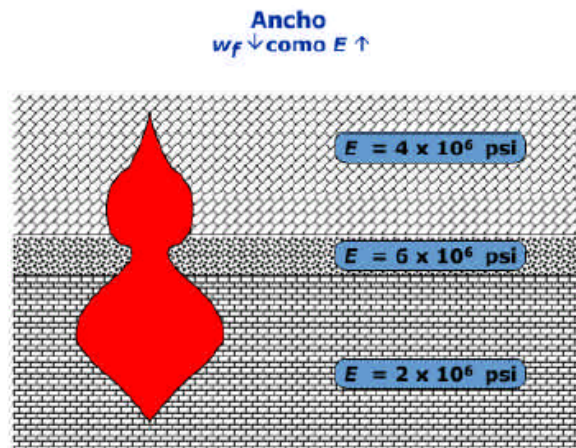


#### 4.2.3 Efecto sobre la Geometría de Fractura

El Módulo de Young es la relación entre el esfuerzo perpendicular al material y la deformación de este material. Entonces por un mismo esfuerzo, a mayor módulo de Young (formación más dura) menor deformación, o sea menor movimiento de la cara de la fractura, lo que implica menor ancho de fractura. Al inverso a menor módulo de Young (formación blanda) mayor deformación, o sea mayor ancho de fractura.

En formaciones duras, se necesitaría mayor presión neta para obtener el ancho deseado, pero eso es generalmente no compatible con la limitación deseada en el crecimiento vertical de la fractura.

Cuando la altura de la fractura cubre varias capas con módulos de Young



diferentes el ancho no será uniforme en altura. En consecuencia podría haber zonas (pinch point) donde el ancho no es suficiente para el paso del agente de sostén provocando un arenamiento en esta zona.

#### 4.2.4 Factores que afectan la determinación del Módulo de Young en Laboratorio.

Si queremos determinar el módulo de Young (E) en el laboratorio, el ensayo es bastante delicado para hacer. No hay muchos laboratorios equipados para hacerlo. Se necesita contar con una celda tri-axial para poder confinar la muestra.

Esa debe ser elegida con cuidado, no debe tener anisotropía, ni fisuras, debe ser homogénea. El contenido de humedad de la muestra debe representar las condiciones de fondo, presión y saturación. Si no se realizan correctamente estos ensayos no son representativos de nada.

Como además son ensayos costosos, las operadoras evitan este tipo de estudio, y buscan definir valores de módulo de Young utilizando otras técnicas como el perfilaje (logging).

#### 4.3 Relación de Poisson

La Relación de Poisson representa la deformación lateral (perpendicular a la dirección del esfuerzo) de un material sometido a un esfuerzo longitudinal.

Para un diseño de fractura el valor de la Relación de Poisson no tiene mucha importancia, a menos de utilizarlo para calcular los esfuerzos in situ teóricos. La deformación de las caras de la fractura es perpendicular al esfuerzo de la presión neta y es más representada por el Módulo de Young. Rocas con altas relaciones de Poisson transfieren mayor cantidad del esfuerzo vertical en la dirección horizontal, o sea

resultan en mayores valores de esfuerzos horizontales. Las arcillas que tienen mayor relación de Poisson que las arenas, tienen generalmente mayores valores de stress que estas. Debido al comportamiento no lineal de las rocas, la relación de Poisson no es constante en todo el rango de stress. Es afectado por los mismos factores que el Módulo de Young.

#### 4.4. Determinacion de Propiedades Via Perfiles

##### o Características de la roca deducidas de los perfiles

Hemos visto que es difícil conseguir valores de módulo de Young, y de relación de Poisson, desde testigos corona. Entonces debemos deducirlos de perfiles sónico dipolar. Esos perfiles miden el tiempo de propagación de la onda de corte y de la onda compresiva. Hay una relación matemática entre estos dos tiempos de propagación con la cual podemos calcular la Relación de Poisson. Con la Relación de Poisson y la densidad de la formación podemos calcular el Módulo de Young.

$$\nu = \left[ \frac{0.5 \left( \frac{\Delta T_c}{\Delta T_s} \right)^2 - 1}{\left( \frac{\Delta T_c}{\Delta T_s} \right)^2 - 1} \right]$$

$$E_{dyn} = 2G(1 + \nu)$$

$$G = 13400 \left( \frac{\rho_b}{\Delta T_s^2} \right)$$

$\Delta T_s$	= Tiempo de propagación de la onda de corte
$\Delta T_c$	= Tiempo de propagación de la onda de compresión
$\rho_b$	= "módulo de volumen" (bulk density)
$E_{dyn}$	= Módulo de Young <b>dinámico</b>
$\nu$	= Coeficiente de Poisson
$G$	= Módulo de corte

No se debe tomar la interpretación de los perfiles como algo de automática. Los valores que obtenemos así son valores dinámicos del módulo de Young. La señal sonora es muy rápida y se mide un movimiento muy rápido dentro la formación. En el laboratorio se aplica el esfuerzo muy lentamente sobre la muestra lo que puede ser considerado estática.

Durante el proceso de fractura cuando se rompe la roca el movimiento es probablemente más rápido que lo que hacemos en el laboratorio, pero es mucho más lento que la velocidad del sonido, entonces lo podemos considerar como algo estático. Para simular la fractura se utilizan valores estáticos de módulo de Young. Entonces, se han desarrollado correlaciones entre valores dinámicos y valores estáticos.

##### o Módulo de Young dinámico vs. Estático

No hay una formula matemática directa, ni relación directa entre módulo de Young dinámico y estático.

Lo único que existe son relaciones empíricas determinadas en laboratorio, tomando varias muestras con las cuales se lleva a cabo el ensayo de laboratorio y al mismo tiempo se realiza un ensayo sónico.

Se ha publicado varias correlaciones. La que se muestra en este grafico es la correlación determinada por Morales (SPE 26561). Esta correlación se puede utilizar como guía pero debería ser calibrada en cada zona con ensayo de corona.

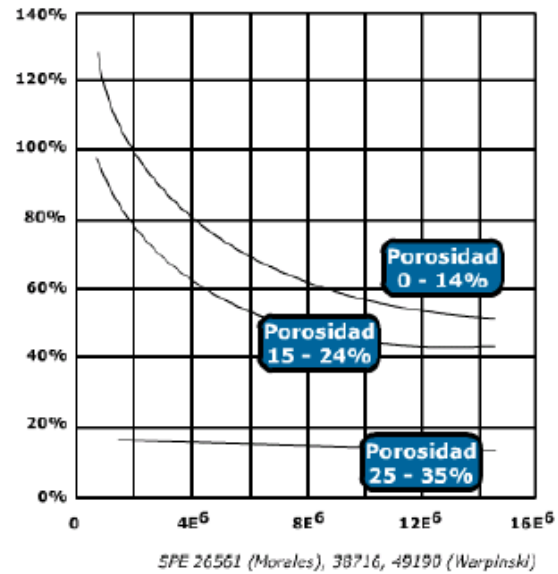


Fig. 4.5 Él relacionó el módulo de Young dinámico calculado por perfil y la porosidad de la formación para determinar el Módulo de Young estático.

#### 4.5 Cambio en los Esfuerzos Función por Cambio en la Presion Poral

Cuando diseñamos una fractura necesitamos conocer los valores del esfuerzo mínimo en la formación a fracturar y en las formaciones adyacentes. Estos valores pueden ser deducidos de los perfiles pero siempre deberán ser verificados en el campo con una prueba de inyección a caudal de fractura.

Según la teoría simplificada de la elasticidad :

$$\sigma_{hmin} = \frac{\nu (\sigma_{vert} - 2P_{por}) + P_{por}}{1 - F\nu}$$

$$F = \frac{\sigma_{hmax}}{\sigma_{hmin}}$$

Entonces

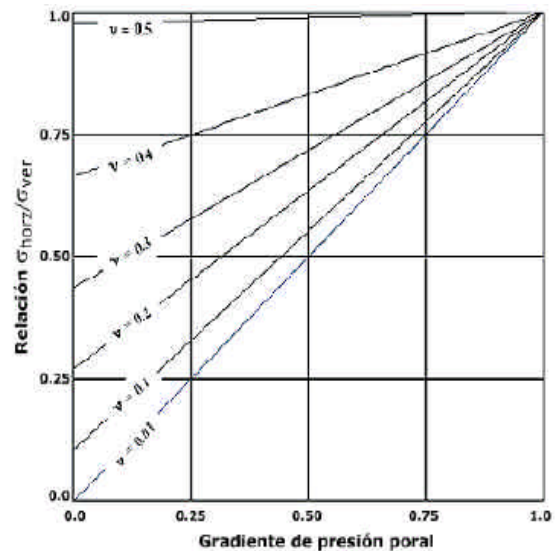
$$\Delta\sigma_h = \Delta P_{por} \frac{1 - 2\nu}{1 - F\nu}$$

$\sigma_{hmax}$  = Esfuerzo horizontal máximo  
 $\sigma_{hmin}$  = Esfuerzo horizontal mínimo  
 $\sigma_{vert}$  = Esfuerzo vertical  
 $\nu$  = Relación de Poisson  
 $P_{por}$  = Presión poral  
 $F$  = Relación  $\sigma_{hmax} / \sigma_{hmin}$  (de 1.0 a 1.5)

Los esfuerzos deducidos de perfiles son los esfuerzos en las condiciones del pozo en el momento de la perforación. Durante la fase de producción las condiciones cambian y los esfuerzos no son constantes. Si el pozo ha estado en producción o en inyección antes de definir la fractura, la presión poral ha cambiado, y por ende los esfuerzos in situ han cambiado. Es importante tenerlo en cuenta ya que en un pozo inyector podemos encontrarnos con presiones de fractura mayores que las presiones normalmente observadas en el yacimiento.



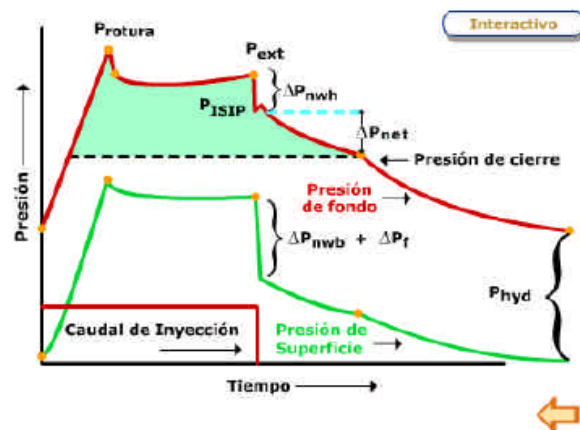
Las ecuaciones anteriores pueden ser representadas gráficamente para un uso más sencillo. Hemos visto anteriormente la definición del esfuerzo efectivo. Es fácil confundir los dos conceptos, entonces para entender la relación entre esfuerzos in situ y presión poral debemos considerar la siguiente explicación física del fenómeno: Cuando la presión poral disminuye la formación productiva (arena) tiene tendencia a contraerse. Pero la presión poral de las formaciones adyacentes que son impermeables no cambia y estas no se mueven. Este resulta en que el esfuerzo sobre la formación disminuye.



#### 4.6 Presiones Durante la Fractura

Durante una operación de fractura hablamos de presiones. Estas presiones representan diferentes términos que deben ser definidos. Llamamos presión de fractura a la presión dentro de la fractura, justo después de los punzados.

En superficie medimos el caudal de inyección, la densidad de la lechada, la presión en la línea de bombeo y cuando se puede la presión en casing. Es muy raro tener sensores para medir la presión de fondo, y aun más en tiempo real.



$$P_{\text{frac}} = P_{\text{sup}} + P_{\text{hyd}} - P_{\text{fric tub}} - P_{\text{fric wellbore}}$$

Fig. 4.6 Presiones durante la Fractura

Generalmente la presión de fondo es calculada en función de los datos anteriores. La evaluación de una operación se basa en la interpretación de esta presión de fondo calculada o medida. La presión de fondo es la presión de superficie, más la presión hidrostática, menos todas las fricciones del sistema. Las fricciones son estimadas según datos teóricos.

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{sup}} + P_{\text{hyd}} - P_{\text{fricción tub}} - P_{\text{fricción wellbore}}$$

En un grafico típico de la presión de fondo vemos que al inicio del bombeo la presión sube hasta que se rompa la formación: Es lo que se denomina presión de ruptura (rupture pressure). Después la presión se "estabiliza", en este momento tenemos la presión de propagación, o de extensión de fractura ( $P_{ext}$ ). Una vez parado el bombeo, no hay más fricciones en el sistema, y la presión de fondo es igual a la presión de superficie más la presión hidrostática. La presión así calculada es realmente la presión adentro de la fractura, es lo que llamamos ISIP, Instant Shut In Pressure.

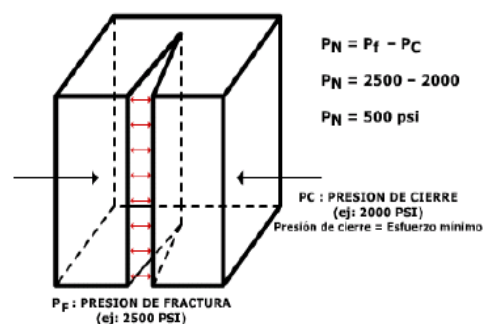
$$P_{frac} = ISIP_{superficie} + P_{hyd}$$

Cuando paramos el bombeo, la fractura esta todavía abierta y el fluido que se encuentra adentro pasa lentamente en la formación por efecto de la perdida de fluido (leak off), lo que implica una disminución de la presión. Una vez que el fluido de fractura filtro a la matriz las dos caras empiezan a tocarse, es el punto de cierre de la fractura. Después de este momento el fluido que invadió la vecindad de la fractura sigue difundiéndose en el reservorio y la presión sigue disminuyendo hasta estabilizar en la presión de reservorio.

El mecanismo de disminución de presión cambia, y el punto de cierre puede ser visto como un quiebre en la pendiente de la presión. Si hay agente de sostén en la fractura las caras se apoyaran sobre el agente de sostén antes del cierre. Entonces la determinación de la presión de cierre debe hacerse con un bombeo sin agente de sostén.

#### 4.7 Presión Neta

La Presión Neta representa la diferencia entre la presión de cierre y la presión dentro la fractura, o sea la presión de fractura medida en fondo. Físicamente es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propage. Si la presión neta es cero es porque la fractura esta cerrada.



Un ejemplo para aplicar la formula: La presión del fluido en la fractura es de 2500 psi, la presión correspondiente al esfuerzo de la formación que tiende a cerrar la fractura (omin) es 2000 psi. Entonces la presión neta es:  $2500 - 2000 = 500 \text{ psi}$ . Dicho de otra

manera, de los 2500 psi, solamente 500 psi son utilizado para la propagación de la fractura, los otros 2000 psi son para impedir que se cierre. El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura.

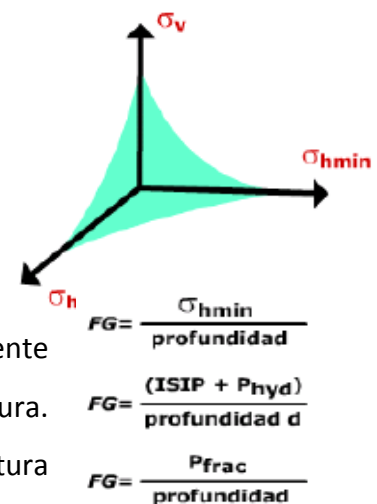
#### 4.8 Gradientes de Propagacion y Cierre

Como los reservorios que se fracturan tienen profundidades muy diversas para poder relacionar fácilmente las presiones independientemente de la profundidad se utiliza el término de gradiente de fractura (GF). Es importante tener claro de lo que hablamos ya que se utiliza el mismo término para definir dos presiones diferentes.

Según quien habla utilizará este término para definir el gradiente de cierre de fractura o el gradiente de propagación de fractura. Se expresa en psi/pie. Teóricamente el gradiente de fractura debe ser el esfuerzo mínimo  $\sigma_{min}$ , o presión de cierre, dividido por

la profundidad. Entonces representa la presión mínima para mantener la fractura abierta con un ancho cero. Este es el valor requerido por los simuladores. En realidad cuando se quiere determinar el gradiente de fractura en el campo se mide el ISIP.

Como el tiempo de parada es muy corto (segundos) no se llega a determinar la presión de cierre sino solamente la presión de propagación. En este caso se toma como gradiente de fractura a la presión de fractura ( $P_{superficie} + \text{hidrostática}$ ) dividido por la profundidad. En consecuencia estos valores de gradientes de fractura son ligeramente sobrevaluados. Aquí el gradiente de fractura no representa el esfuerzo mínimo, sino el esfuerzo mínimo más la presión neta.



#### 4.9 Tortuosidades (Near Wellbore Effects)

En un cierto porcentaje de las operaciones podemos observar presiones en exceso de lo esperado por el nivel de los gradientes de cierre. En la mayoría de los casos este exceso de presión se debe a efectos en la vecindad del pozo (near wellbore effects) que son todos englobados bajo el término de tortuosidades.

La fractura se inicia en los punzados de una manera que es función de la posición y cantidad de los punzados, de la inclinación del pozo, etc. Cualquiera sea la dirección

inicial el cuerpo principal de la fractura se redirecciona perpendicularmente al esfuerzo mínimo. También la tortuosidad puede ser consecuencia de la presencia de fracturas múltiples entre el pozo y la fractura principal.

Estas fricciones por tortuosidades resultan en una diferencia entre la presión en el fondo del pozo y la presión en el cuerpo de la fractura.

Como consecuencia de estos efectos puede haber altas presiones de fractura, una zona de ancho menor donde se puede generar arenamiento prematuro, una zona de menor conductividad (si el ancho es menor la conductividad de la fractura  $k_f w_f$  será menor).

Cuando el agente de sostén es agregado al fluido las fricciones en la cercanía del pozo se pueden incrementar drásticamente debido a la dificultad de transportar una lechada con agente de sostén en un camino angosto y tortuoso. Así puede provocarse un arenamiento.

Tengamos en cuenta que cuando calculamos la presión neta debemos descontar las presiones por tortuosidades. En caso contrario podemos interpretar muy mal el comportamiento de la presión durante las operaciones. Es imposible predecir, o cuantificar de antemano, el efecto de tortuosidad. Como la pérdida de presión es función del caudal se puede diagnosticar la cantidad y la razón haciendo un step down test.

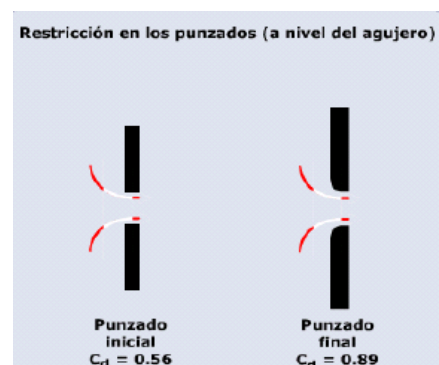
También se puede minimizar estos efectos:

- Utilizando mayor diámetro de punzados.
- Punzando orientado en la dirección de  $\sigma_{max}$  (PFP).
- Iniciando la fractura con un fluido viscoso.
- Utilizando slugs de arena para erosionar las restricciones o tapar fracturas secundarias.

Fenómenos más comunes por los cuales hay pérdidas de presión por fricción en la cercanía del pozo, o sea tortuosidades, son:

#### 1 - Restricción en los punzados (a nivel del agujero):

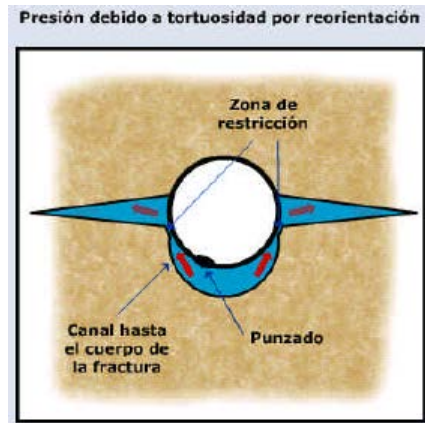
El diámetro inicial no es suficiente para que el fluido entre al caudal de diseño. Puede ser porque el diámetro es insuficiente debido a la utilización de



una carga incorrecta, o por una cantidad de agujeros abiertos insuficiente. En estos casos no se observa disminución de presión hasta que el agente de sostén entre en los punzados. Cuando empieza a penetrar en los agujeros el efecto de la erosión hace disminuir rápidamente las fricciones y por ende la presión de superficie.

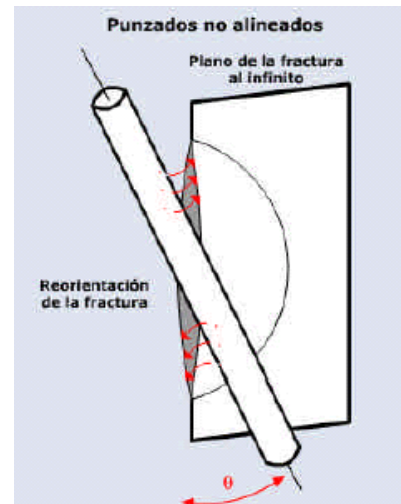
## 2 - Presión debido a tortuosidad por reorientación:

El pozo y la fractura son en el mismo plano pero el punzado no está en la dirección del PFP. Se forma un canal entre cemento y formación y en la zona de mayor esfuerzo hay una zona de restricción al flujo. Cuando el fluido pasa, erosiona esta zona y se puede observar una caída de presión ya antes que ingresa el agente de sostén.



## 3 - Punzados no alineados:

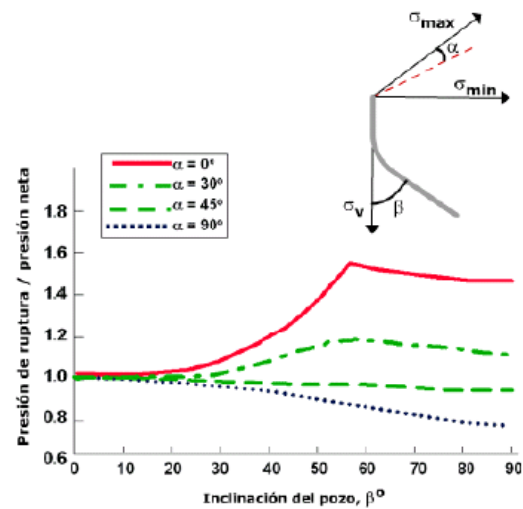
Si el pozo y el PFP no están en el mismo plano, los punzados no son alineados con el plano de fractura. Esta se inicia según el plano del pozo y debe reorientarse en el PFP. En la zona de transición la fractura es perpendicular a esfuerzos mayores que  $\sigma_{min}$ , y entonces el ancho es menor, lo que genera mayores presiones. El efecto de la erosión debería poder observarse cuando el agente de sostén penetra en los punzados.



### 4.10 Presión de Ruptura

En un pozo inclinado no solamente hay un esfuerzo debido a la tortuosidad sino que también hay un gran esfuerzo inicial para romper la formación. Este mayor esfuerzo es dependiente de la inclinación ( $\beta$ ) pero también de la orientación ( $\alpha$ ) en función de la dirección de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo. Lo vemos representado en este gráfico donde se considera que no hay efectos de tortuosidad.

Si el pozo es vertical, o sea la inclinación es 0, la relación entre la presión de ruptura y la presión neta será 1. A medida que el pozo es más inclinado, y según su dirección versus la dirección de los esfuerzos máximos y mínimos, la presión de ruptura varia y puede llegar a 1.6 veces la presión de ruptura de un pozo vertical. O sea si en los pozos verticales de la zona tenemos normalmente presiones de ruptura de 5000 psi, en un pozo desviado a 60° y en la dirección de  $\sigma_{max}$ , debemos esperar una presión de ruptura de 7500 psi.



**Fig. 4.7 Presiones de Ruptura**

Es importante saberlo para definir de antemano el equipamiento necesario en locación para la operación. En caso de pozos desviados es importante conocer las direcciones de los esfuerzos en el yacimiento antes de perforar.

#### 4.11. MULTI-FRACTURAS

Además de los efectos de tortuosidades hay otro fenómeno que puede generar exceso de presión dentro la "fractura", es la existencia de fracturas múltiples. Estas pueden existir en la vecindad del pozo (near wellbore), o lejos en la formación (far field). Cada caso tendrá un impacto diferente sobre la geometría de la fractura y también sobre la respuesta de la presión. Se acepta la presencia de fracturas múltiples en la vecindad del pozo que son manejadas como tortuosidad, pero las fracturas en el reservorio son motivo de discusiones entre los especialistas que no pueden ponerse de acuerdo, en consecuencia no todos los simuladores permite simularlas.

Una escuela dice que cuando se fractura se generan frecuentemente fracturas múltiples debido a la heterogeneidad en la formación. Se inician fracturas en cada punzado y no necesariamente colasen en una, o unas, fractura(s) grande(s). La otra escuela considera que es poco lógico porque la naturaleza siempre busca el esfuerzo mínimo. Si tenemos varias fracturas cada una competiría con la otra, lo que implicaría tener cada vez más fricción en el sistema ya que a tener menos caudal en cada fractura habría menos ancho. Además cuando se abre una fractura, los esfuerzos en la

vecindad crecen y limitan la apertura de otra fractura cerca de la primera. Es decir la existencia de fracturas múltiples como cosa normal iría en contra de la lógica de la naturaleza. Aceptan que se inicien varias fracturas, pero consideran que normalmente solamente una crezca.

Por supuesto hay casos particulares donde ambas escuelas están de acuerdo, como los pozos desviados, donde sí habrá fracturas múltiples, pero iniciando a una cierta distancia una de otra. Por experiencia personal estoy más inclinado con el punto de vista de la segunda escuela.

Cerca del pozo, en el momento que se inicia la fractura es posible que se generen varias fracturas en diferentes punzados, pero más lejos del pozo estas fracturas coalescen en una fractura grande.

Estas fracturas múltiples significan canales angostos donde no podrá pasar el agente de sostén.

No necesariamente van a generar demasiado exceso de presión, y no son siempre detectadas a menos de hacer un slug de agente de sostén. Estas condiciones deben ser corregidas antes de iniciar el tratamiento en sí para evitar un arenamiento prematuro.

Dentro la formación (far field) las fracturas múltiples serán paralelas, siempre y cuando los esfuerzos máximo y mínimo sean diferentes.

Esta demostrado por ensayos de laboratorio que con una diferencia de solamente 50 psi entre  $\sigma_{max}$  y  $\sigma_{min}$ , las fracturas tendrán una dirección única. Para que no interactúen entre sí es necesaria una cierta distancia entre fracturas.

Si los esfuerzos son exactamente iguales, o por lo menos con una diferencia inferior a 50 psi, las fracturas podrían tener una forma dendrítica o sea en todas las direcciones. Esto existiría solamente en una zona completamente relajada, sin efectos tectónicos, lo que es más representativo de formaciones muy blandas y poco consolidadas.

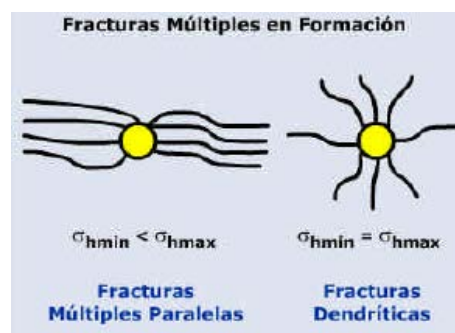


Fig. Fracturas Múltiples en la Formación

En conclusión algunas de las condiciones que favorecen la presencia de fracturas múltiples son:

- Poca diferencia entre  $\sigma_{max}$  y  $\sigma_{min}$ .
- Presencia de fracturas o fisuras naturales.
- Inclinación del pozo.
- Tipo de punzado.

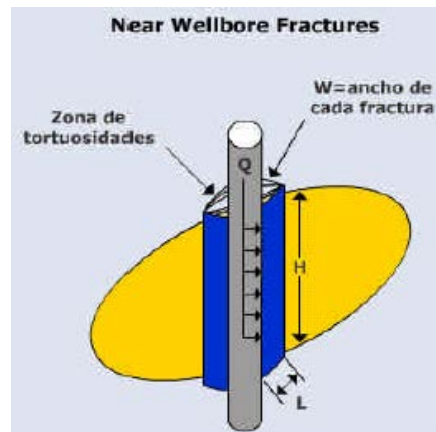


Fig. Fracturas en la Vecindad del Pozo



## CAPÍTULO V: AGENTES DE SOSTEN

### 5.1 Requerimientos

Hemos hablado de teoría de fractura, ahora vamos a empezar a hablar de los elementos necesarios para hacer una fractura.

El primer material es el agente de sostén. Cuando hacemos fracturas en arenisca, y también en algunos carbonatos, es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo. Este material es lo que llamamos "agente de sostén", o "agente apuntalante" o proppant.

Este material debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, principalmente una alta resistencia a los esfuerzos. También debe resistir a la corrosión, porque en ciertos ambientes hay  $H_2S$  o  $CO_2$  en el fluido de producción, o a futuro se puede prever tratamientos ácidos.



**Fig.5.1 Ensayo en el Laboratorio con Arena como agente de Sosten**

El agente de sostén debe tener una gravedad específica lo más baja posible para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura. Como son materiales que se utilizan en gran volumen es muy importante que el costo sea lo más bajo posible.

En areniscas y también en algunos carbonatos, es necesario utilizar algunos agentes de sostén para guardar la fractura abierta e incrementar su conductividad.

Propiedades ideales: Alta resistencia, resistencia a la corrosión, baja gravedad específica, disponibilidad a bajo costo.

### 5.2. Conductividad

El empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido de la formación a través de la fractura, por lo tanto el parámetro más importante es la conductividad en condiciones de fondo de pozo.

Recordemos que la conductividad de la fractura es el ancho por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo y por la altura. El ancho de la fractura es directamente proporcional a la concentración de agente de sostén dentro de la fractura (no confundir concentración en la fractura [lb/pie<sup>2</sup>] con la concentración en el fluido de fractura [PPA]). Esta concentración, cantidad de agente de sostén por unidad de área, se expresa en libra por pie<sup>2</sup> (lb/pie<sup>2</sup>), y por lo tanto este término es dependiente de la gravedad específica del material utilizado.

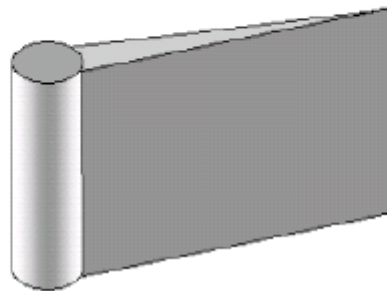
Sería más conveniente hablar de ancho de fractura y no de concentración en lb/pie<sup>2</sup> ya que por una misma concentración el ancho dependerá de la gravedad específica del material. Pero cuando se empezó a hacer las primeras fracturas el único agente de sostén disponible era la arena. Entonces se utilizaba este término sin posibilidad de confusión, y seguimos utilizándolo hoy.

La permeabilidad final de la fractura es función del tipo de agente de sostén, de la concentración alcanzada dentro de la fractura (lb/pie<sup>2</sup>), de la temperatura del reservorio, de la presión de cierre, de la dureza de la formación (E), de la cantidad de finos, de la calidad del gel utilizado (cantidad de residuo dejado en la fractura), etc.

**AGENTE DE SOSTEN**

**EL PARÁMETRO MAS IMPORTANTE ES LA **CONDUCTIVIDAD**  
DE LA FRACTURA EN CONDICIONES DE FONDO.**

**Conductividad de la fractura:**  
 **$wk_f$  = ancho de fractura x permeabilidad dentro de la fractura.**



**Fig. 5.2 El ancho de la Fractura es Directamente Función de la Concentración remanente de Agente de Sosten (lb/pie<sup>2</sup>)**

### 5.3 Confinamiento

Una vez cerrada la fractura el agente de sostén esta sometido (confinado) a una presión ejercida por la formación. En realidad la presión de confinamiento no es toda la presión ejercida por la formación sino la presión de formación menos la presión poral. Entonces la presión de confinamiento se defina como el esfuerzo mínimo, determinado en la presión de cierre, menos la presión poral.

$$P_c = \sigma_x - \text{BHPP}$$

Donde  
 $P_c$  = Presión de confinamiento.  
 $\sigma_x$  = Esfuerzo mínimo nativo (in situ).  
 BHPP = Presión de producción en fondo

El esfuerzo ejercido sobre el agente de sostén se incrementa a medida que la presión de fondo disminuye.

Fig.5.3 Presión de Confinamiento

$$P_{\text{confinamiento}} = P_{\text{cierre}} - P_{\text{poral}}$$

$$P_{\text{confinamiento}} = (\text{GF} \times \text{Profundidad}) - P_{\text{poral}}$$

Debido a la producción la presión poral disminuye en el tiempo, y con más intensidad en la vecindad del pozo. En consecuencia la presión de confinamiento incrementa en el tiempo y es máxima cerca del pozo, donde también es necesaria la mayor conductividad. En caso de pozos producidos por algunos sistemas de bombeo artificial (AIB, PCP, ESP) la presión en el fondo (BHPP) puede ser considerada cero, y entonces

$$P_{\text{confinamiento}} = (\text{GF} \times \text{Profundidad})$$

#### Efecto de la presión

En la foto de izquierda vemos arena utilizada como agente de sostén. Se utiliza normalmente para una presión de confinamiento inferior a los 4000 o 5000 psi. Podemos observar la forma de los granos y que todos son prácticamente del mismo tamaño.

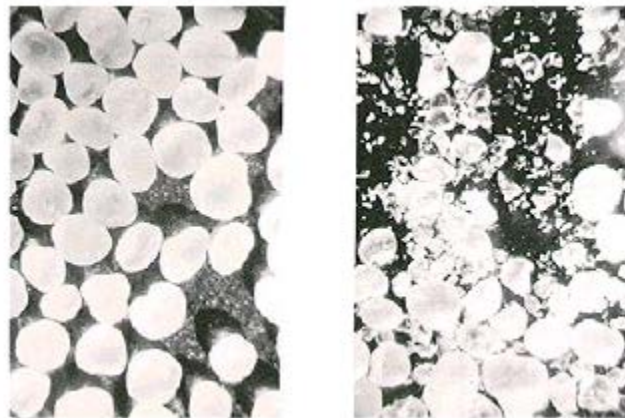


Fig. 5.4 Efecto de la Alta Presión de Confinamiento sobre la Arena

En la foto de derecha vemos esta misma arena después de ser sometida a una presión de 10.000 psi, o sea una presión muy superior a la presión recomendada. Podemos constatar cómo parte de los granos se han roto y han formado una cantidad de partículas muy finitas. Si

estos finos se quedan dentro del empaque tapan los poros e impedirán el flujo desde la formación. Por lo tanto podemos concluir en la importancia de conocer la presión de confinamiento máxima durante la vida del pozo a la cual será sometida el agente de sostén para poder definir cual usar.

#### 5.4 Calidad de las Arenas de Fractura - Normas API

Existen diferentes normas API para los diferentes tipos de agente de sostén, la norma API- 56 siendo específica para las arenas. Estas normas dan las diferentes especificaciones sobre resistencia a la compresión, resistencia a la corrosión (solubilidad), tamaño y formas de los granos.

En la Figura 5.5, reproducido de la norma vemos la exigencia en cuanto a la forma de los granos de las arenas de fractura.

Como la arena es un agente natural que se encuentra en canteras, no toda la arena es bien redonda, al contrario. Por lo tanto el primer control de calidad será verificar su redondez. Se debe exigir que la forma de los granos de arena, estadísticamente hablando, coincide con los cuatro cuadrados de arriba a la derecha. Si la arena tiene una forma según las líneas inferiores del cuadro tendremos una arena de mala calidad, dado que cuando se cerrará la fractura se tapan todos los poros. Es este tipo de arena que debemos evitar de comprar.



Fig. 5.5 Esfericidad y Redondez Según Norma API 56

La forma de los granos se clasifican en:

- **Esfericidad:** representa el grado de comparación entre la forma de los granos de arena y una esfera.
- **Redondez:** mide si las diferentes facetas de los granos se juntan de manera redondeada o no.

### 5.5 Efecto de la Concentración.

Aquí vemos el efecto de la concentración de agente de sostén dentro de la fractura. Este gráfico es sacado de una base de datos de Stimlab. Es un laboratorio independiente de terceros que no pertenece a ninguna de las compañías de servicio y está patrocinado por empresas petroleras. Repsol no es socio de Stimlab, al menos en lo que respecta a estimulación. La comparación esta hecha con arena marca Badger de granulometría 12/20.

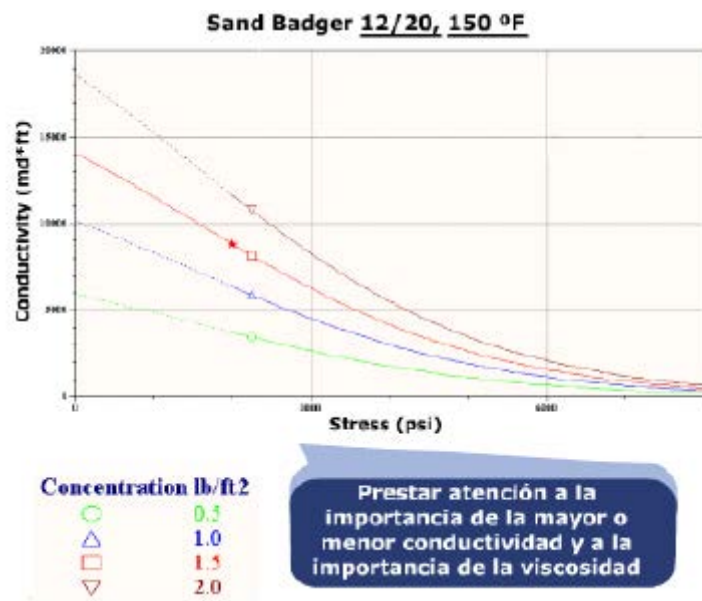


Fig. 5.6 Efecto de la Concentración

El ensayo se hace tomando dos placas de roca con el agente de sostén en el medio. Estos ensayos permiten tomar en consideración el efecto de empotramiento. Las diferentes concentraciones corresponden a diferentes anchos de fractura.

Se hace fluir líquido midiendo diferencia de presión entre entrada y salida.

Vemos que, cualquier sea la concentración, cuando la presión de confinamiento pasa los 3000 psi la arena pierde mucho de su conductividad, debido a la rotura de los granos.

Además podemos observar la importancia de obtener altas concentraciones de arena para lograr una adecuada conductividad, ya que a baja concentración (0.5 lb/ft<sup>2</sup>) la conductividad es muy pobre. Se puede hacer este mismo gráfico con cualquier otro tipo agente de sostén de diferentes granulometrías.

Las curvas tendrían comportamientos similares, pero con valores diferentes.

Según el proveedor este tipo de ensayo es graficado con conductividad (md-pie) o permeabilidad (md) versus presión de confinamiento. En la realidad la permeabilidad final del agente de sostén será todavía menor debido al daño residual que deja el gel dentro de la fractura. Este daño es dependiente de la calidad del gelificante, la cantidad y calidad de ruptor utilizados.

Además debido a condiciones como rotura de los granos, disolución, migración de finos la conductividad cambia también en función del tiempo. Pruebas de flujo/no flujo, para simular periodos de pozo cerrado, mostraron reducciones severas de conductividad.

### 5.6. Empotramiento

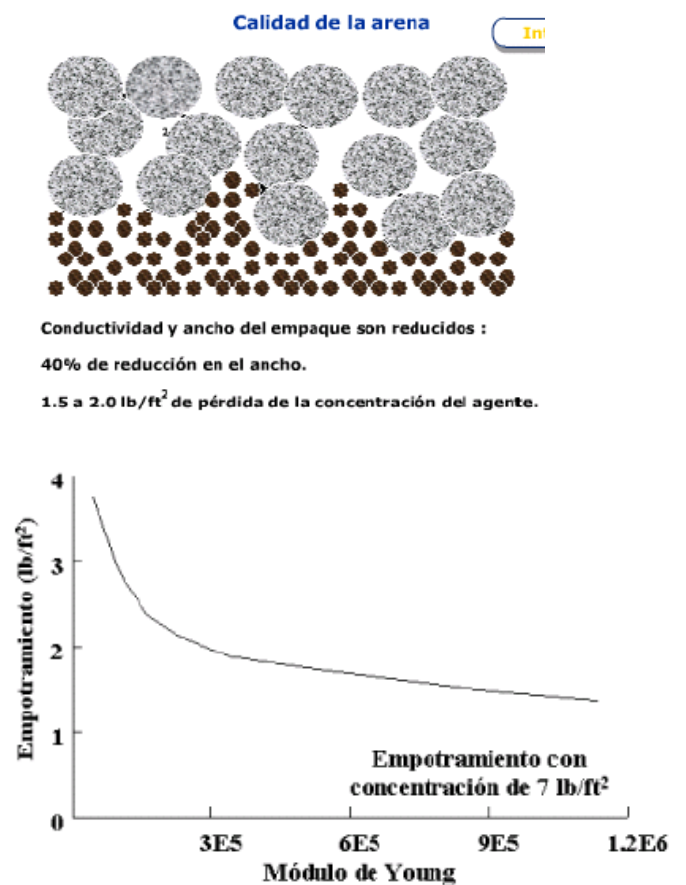
Si utilizamos bajas concentraciones de agente de sostén tenemos que pensar que parte de la roca se va incrustar dentro del agente de sostén - al menos dentro de la primera capa de agente de sostén en ambas caras de la fractura. El fenómeno es mayor en formaciones blandas. En ese gráfico vemos cómo los granos de la formación que son mucho más finos que los granos del agente de sostén penetran adentro. Esto es lo que en español llamamos empotramiento o "embedment". El ancho perdido por este efecto se puede calcular en función de las propiedades mecánicas de la roca, más blanda es la formación mayor será el empotramiento.

También a mayor presión de confinamiento mayor empotramiento.

El valor de empotramiento es calculado por los diferentes simuladores, que lo toman en consideración para calcular la conductividad final del empaque.

Podemos calcularlo así:

Concentración de agente de sostén en lb/pie<sup>2</sup>



$$C_p = 5.2 \gamma (1 - \phi_p)w$$

Donde:

$\gamma$  : gravedad específica del agente de sostén

$\phi_p$  : porosidad del empaque (fracción)

w : ancho empaquetado

Ancho perdido por empotramiento para esfuerzo > 2000 psi

$$W_e = D_p (0.8128 - 0.4191 \ln[E])$$

Donde:

$D_p$  : diámetro promedio del agente de sostén (pul)

$W_e$  máx >> 1.5 $D_p$

E : modulo de Young (en psi \* E6)

Para presión de cierre < 2000 psi, empotramiento >> 0.5  $W_e$

## 5.7 Granulometría (Mesh Size)

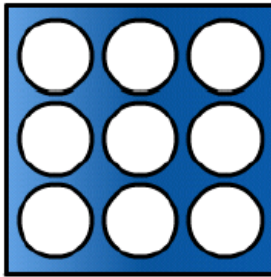
### Distribución del Tamaño de Granos

Cuando especificamos un agente de sostén hablamos también de su granulometría o sea si se trata de un 12/20, 20/40, 30/70. Una granulometría 12/20 significa que el agente de sostén pasa a través de un tamiz de 12 hilos por pulgada y es retenido sobre un tamiz de 20 hilos por pulgada.

En la a Figura 5-7 superior podemos observar que los poros entre los granos son grandes, y por lo tanto el fluido va a poder pasar fácilmente.

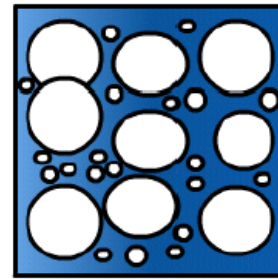
En la Figura 5.8, los granos chicos se meten en el medio de los poros de los granos grandes tapándolos parcialmente y no permiten que el fluido pase fácilmente a través del empaque.

Por eso no se debe mezclar agentes de sostén de granulometrías diferentes, ni bombearlos uno tras el otro porque en la zona de la fractura donde las dos granulometrías se mezclarán habría una zona de muy baja permeabilidad.



Distribución  
1 tamaño único

Fig. 5.7 Buena Conductividad



Distribución  
tamaños desiguales

Fig. 5.8 Permeabilidad Diferente

### Efecto de la Malla

En este gráfico vemos el efecto de la granulometría sobre la conductividad de la fractura. Nuevamente son datos que vienen de la base de datos de Stimlab. Es una arena marca Badger, a una temperatura de 150°F y con una concentración constante de 1.5 lb/ft<sup>2</sup>. El ensayo fue realizado con diferentes granulometrías: 12/20, 16/30, 20/40 y una granulometría muy fina, 40/70, utilizada en pozos de gas. Esta presión de confinamiento deberá ser tomada en cuenta para la elección del tipo de agente de sostén.

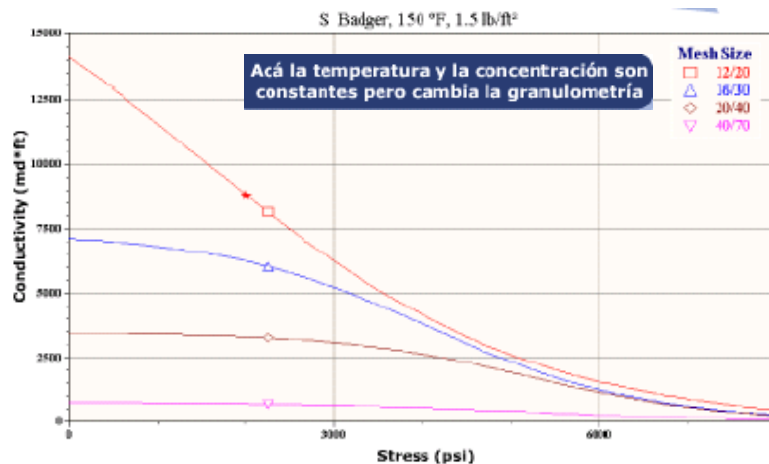


Fig.5.9 Efecto de la Malla

La primera observación es la caída rápida de la conductividad de la arena 12/20 bajo el efecto del incremento de la presión.

Cuanto más gruesa es la arena de fractura, es más frágil.

En consecuencia a mayor profundidad se deberá utilizar un agente de sostén de menor tamaño de malla.

Observamos también que a presión superior a 3000 psi, por efecto de la rotura de los granos, sea cual sea la granulometría de la arena las conductividades terminan teniendo valores similares. Se ve la importancia en pozos someros de utilizar la mayor granulometría posible para tener una buena conductividad.



## 5.8 Selección del Agente de Sostén

### Parte 1:

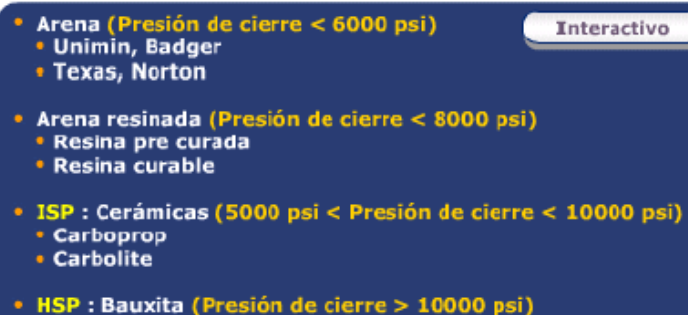
El primero de los agentes de sostén históricamente utilizado, también el más barato, es la arena, pero no cualquier arena. Las mejores marcas son Unimin, Badger, ambas arenas blancas. Son arenas con altos porcentajes de cuarzo que tienen poco material extraño como feldespatos, y son bien redondeadas. También existen arenas de menor calidad como la Texas o la Norton. Por el momento no hay proveedores de arenas de calidad en América Latina.

Otro tipo de agente de sostén que se suele utilizar es la arena resinada curable o precurada. La arena resinada tiene más resistencia que la arena común debido a la película de resina que se encuentra alrededor de los granos, lo que le otorga una mayor resistencia. Ese tipo de agente de sostén se utiliza principalmente para reservorios donde es necesario hacer control de arena. Dado que los granos están pegados uno a otro se evita su producción post-fractura.

Después existen materiales artificiales que tienen mayores resistencias a la presión de confinamiento. Si la arena tiene una resistencia de hasta 4000 a 5000 psi, una cerámica tiene una resistencia de 5000 a 10.000 psi.

La ventaja de los materiales artificiales es que son esferas prácticamente perfectas y por lo tanto tienen una conductividad mucho mejor que la arena. El inconveniente es que son mucho más caros.

La cerámica procede generalmente de USA y la marca principal es Carbo Ceramic que fabrica entre otros los agentes de sostén CarboLITE™, CarboPROP™. Las cerámicas son clasificadas

- 
- Infografía de clasificación de agentes de sostén por presión de cierre:
- **Arena (Presión de cierre < 6000 psi)**
    - Unimin, Badger
    - Texas, Norton
  - **Arena resinada (Presión de cierre < 8000 psi)**
    - Resina pre curada
    - Resina curable
  - **ISP : Cerámicas (5000 psi < Presión de cierre < 10000 psi)**
    - Carboprop
    - Carbolite
  - **HSP : Bauxita (Presión de cierre > 10000 psi)**

como agentes de sostén de resistencia intermedia (ISP: Intermedia Strength Proppant)

Para pozos muy profundos, que deberán soportar altas presiones de cierre se utiliza bauxita, que se clasifica como agente de sostén de alta resistencia (HSP: High Strength Proppant). Hay varios proveedores de bauxita en el mundo entonces según la locación la bauxita puede ser más económica que la cerámica.

## Parte 2:

La elección dependerá de varios factores:

- La cantidad de agente sostén que vamos utilizar dependerá del volumen de fractura que necesitamos lograr. Función de la longitud, ancho, altura deseado.
- La granulometría será función de la presión de confinamiento a la cual será sometido el agente de sostén, de la profundidad, del fluido a producir. Por ejemplo, a 1000 m utilizaremos una arena 12/20, a 1500 m una arena de 16/30 o 20/40. También la granulometría dependerá de la conductividad que necesitamos. Si estamos fracturando un pozo de gas podemos trabajar con conductividades menores y una arena 40/70 puede remplazar una cerámica 20/40, siendo más económica.
- Tipo: Función de la presión de confinamiento y conductividad deseado.
- Costo: A mayor calidad, mayor costo. Se deberá analizar la conveniencia del sobre costo haciendo un análisis de NPV.

## Parte 3:

Sobre la derecha se comparan tres tipos de agente de sostén de granulometría 20/40 a una concentración de 1.5 lb/pie<sup>2</sup> (Base de datos de Stimlab):

- Arena blanca, marca Badger (material natural)
- Carbolite: cerámica, material artificial de resistencia intermedia con una muy buena redondez y esfericidad.
- Bauxita: material artificial de alta resistencia con una muy buena redondez y esfericidad.

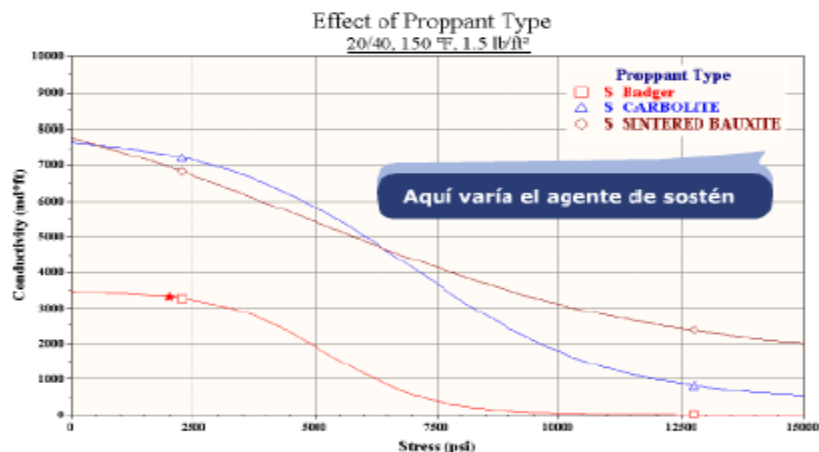


Fig. 5-9 Efecto del Agente de Sostén

Aquí es importante tener claro que como los agentes de sostén tienen diferentes gravedades específicas por una misma concentración de 1.5 lb/pie<sup>2</sup> el ancho será diferente. La arena es más liviana por lo tanto generará un ancho mayor que una bauxita.

Uno podría esperar que a bajas presiones de confinamiento la bauxita tenga menor conductividad que la arena por que a misma concentración tiene un ancho menor, pero como la bauxita es bien esférica (al igual que la cerámica) la conductividad es mayor. Se observa también el efecto de la presión de confinamiento y la resistencia de cada uno de los agentes de sostén.

### 5.8.1 Arena Resinada

Hemos visto que en ciertos casos se utiliza agente de sostén resinado. Si es una arena resinada curable significa que la resina todavía no terminó su proceso de endurecimiento cuando la bombeamos al pozo. Bajo el efecto de la temperatura, la presión y de un activador la resina reacciona y los granos de arena se terminen de pegar entre sí en el fondo.

Cuando trabajamos con arena pre-curada la resina ya terminó su proceso de endurecimiento antes de bombearla en el pozo.

El grano de agente de sostén es recubierto de una capa de resina. Esta película tiene algo de flexibilidad. Entonces mismo si los granos no quedan pegados esta misma película de resina hace que la superficie de contacto entre los granos sea más grande y no solamente un punto.

En consecuencia la resistencia al arrastre y la resistencia a la compresión son mayores.

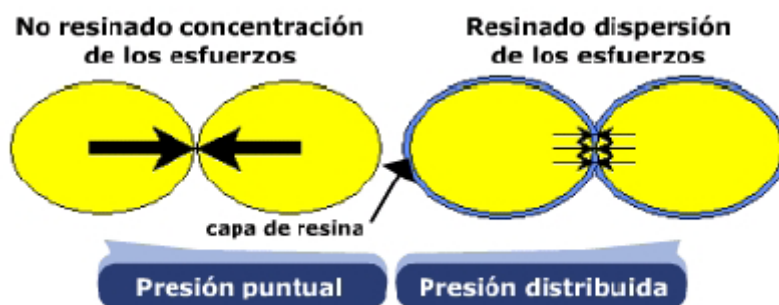


Fig. 5.10 Arena Resinada: Mayor Resistencia a la Compresión y Mayor Resistencia al Arrastre.

## 5.9 Bridging

### Parte 1: Puenteo en la Fractura

Durante el bombeo el objetivo es que el agente de sostén se dirija hasta el fondo de la fractura. Hay que pensar en los granos de arena como dos personas que quieren pasar por una puerta al mismo tiempo, si las personas son gordas no van a entrar o de lo contrario necesitamos una puerta más ancha.

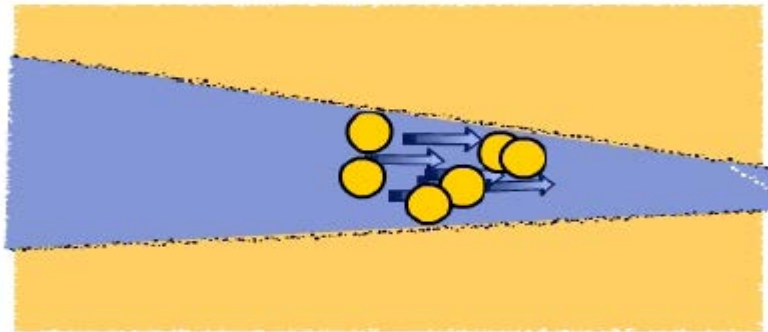


Fig. 3.11 Ancho Mínimo para mover el Agente de Sostén de 2.5 3.0 veces el diámetro promedio de los granos

En la fractura sucede lo mismo. Para que los granos del agente de sostén puedan penetrar dentro de la fractura el ancho de la fractura debe ser por lo menos dos veces y medio el diámetro de los granos.

Por una arena 12/20 el ancho deberá ser dos veces y medio el diámetro de un grano malla 12. En caso contrario, se forman puentes en la fractura que impiden el flujo de gel. Si en la fase de diseño vemos que no se puede conseguir el ancho suficiente deberemos buscar otra granulometría.

En los tratamientos tipo "Tip Screen Out" estamos buscando la formación de estos puentes, pero en un lugar bien especificado dentro de la fractura.

### Parte 2: Taponamiento en Punzados

De la misma manera que los granos tienen dificultades para entrar en el interior de la fractura, pueden tener dificultades a pasar por los punzados. Gruesbeck y Collins determinaron en 1978 una relación entre el diámetro mínimo del punzado y el diámetro promedio del agente de sostén. Este trabajo experimental realizado hace años atrás concluyó que para que pueda entrar cualquier concentración de agente de sostén el diámetro del punzado debía ser por lo menos 6 veces el diámetro del grano mayor del agente de sostén. Para más seguridad algunos autores consideran 6 veces el

diámetro máximo del agente de sostén y otros consideran 8 veces el diámetro promedio.

Si observamos el grafico vemos que hasta 3 PPA podemos trabajar con diámetros relativamente pequeños, pero a medida que incrementa la concentración se requiere de diámetro más grande. Los diámetros de punzado deben determinarse en función del agente de sostén a utilizar, debe ser tomado en consideración en el programa de terminación del pozo.

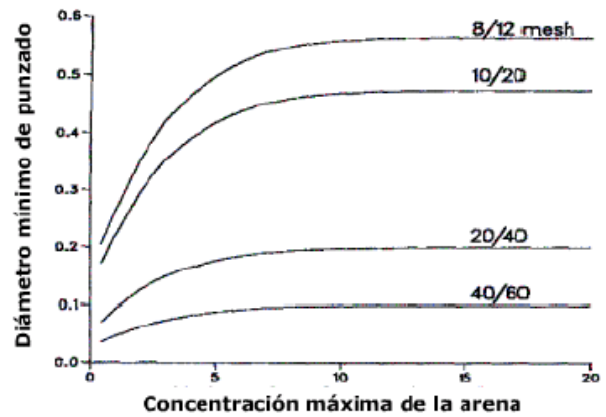


Fig.3.11 Curvas de Diferente tipo Malla

## **CAPITULO VI: REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

Aplicable en pozos de petróleo y gas, las operaciones de refracturamiento hidráulico evitan el daño en la zona vecina del pozo, restablecen la buena conductividad con el yacimiento, y permiten explorar áreas con mayor presión de poro.

Un período de producción inicial también puede alterar los esfuerzos presentes en la formación, conduciendo a una mejor contención del crecimiento vertical de las fracturas y a una mayor extensión lateral durante el fracturamiento, e incluso puede permitir la reorientación de la nueva fractura lo largo de un azimut diferente.

En consecuencia, el refracturamiento a menudo restituye la productividad del pozo a los regímenes originales o a regímenes aún más altos.

Los beneficios potenciales del refracturamiento han despertado el interés de los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que, bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye la productividad del pozo, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

En consecuencia, obtener mayor producción de los pozos terminados previamente resulta esencial para el desarrollo de campos petroleros, el mejoramiento de la producción y el manejo de los yacimientos. El refracturamiento constituye una forma de alcanzar este objetivo.

Muchos de estos tratamientos son terminaciones de intervalos nuevos, otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Sin embargo, un número creciente de operaciones implica el refracturamiento de intervalos previamente estimulados luego de un periodo inicial de producción, caída de presión de yacimiento y agotamiento parcial.

Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico resultan efectivos en formaciones de baja permeabilidad, fracturadas naturalmente, laminadas y heterogéneas.

Si un tratamiento de fracturamiento hidráulico original resultó inadecuado o un empaque de grava existente se daña o se deteriora con el tiempo, volviendo a fracturar el pozo se restablece el flujo lineal en el mismo.

El refracturamiento puede generar fractura apuntaladas de mayor conductividad, que penetran en la formación más profundamente que durante el tratamiento inicial.

Pero no todas las operaciones de refracturamiento hidráulico son tratamientos correctivos destinados a restituir la productividad; algunos pozos con regímenes de producción relativamente altos también pueden ser buenos candidatos a refracturamiento. En realidad, los mejores pozos de un campo petrolero a menudo poseen el mayor potencial de operaciones de refracturamiento hidráulico.

Los pozos con tratamientos iniciales efectivos también pueden ser sometidos a nuevo tratamiento para crear una fractura nueva que se propague a lo largo de un azimut diferente al de la fractura original.

En formaciones con menor permeabilidad, en dirección perpendicular a la fractura original, una fractura reorientada permite exponer una porción más grande de la mayor permeabilidad de la matriz. En estos casos, el refracturamiento mejora significativamente la producción del pozo y complementa la perforación de pozos de relleno.

Por este motivo, las operadoras deberían considerar la ejecución de tratamientos de refracturamiento hidráulico durante el proceso de planeación del desarrollo de campos petroleros.

No obstante, muchas compañías son reacias a volver a tratar pozos que poseen regímenes de producción razonablemente económicos. La tendencia es no refracturar ningún pozo o hacerlo sólo cuando los pozos exhiben un desempeño deficiente. Está falta de confianza y los prejuicios negativos existentes acerca del refracturamiento están cambiando gracias a la mayor comprensión de la mecánica de refracturamiento y los resultados reportados por las compañías que aplican esta técnica con regularidad. Para resultar exitosas, las operaciones de refracturamiento deben crear una fractura apuntalada más larga o más conductiva, o exponer mayor espesor productivo neto en el pozo, en comparación con las condiciones de pozo existentes antes del refracturamiento hidráulico.

El logro de estos objetivos requiere el conocimiento de las condiciones de yacimiento y de pozo para comprender las razones del éxito de los refracturamientos y mejorar los futuros tratamientos en base a la experiencia. La cuantificación de la presión de yacimiento promedio, la capacidad de flujo (producto permeabilidad – espesor), y el largo y la conductividad efectivos de las fracturas, tanto antes como después del refracturamiento, permite a los ingenieros determinar las razones del desempeño pobre de un pozo antes de aplicar tratamientos nuevos, e identificar las causas del éxito o el fracaso del refracturamiento hidráulico.

Las técnicas de diagnóstico mejoradas, tales como los análisis de pruebas de pozos con tiempo de cierre cortos, ayudan a determinar la situación actual de un pozo en términos de estimulación y a verificar el potencial de refracturamiento.

Los avances registrados en los programas de computación de modelado, diseño y análisis de fracturas hidráulicas también han contribuido significativamente al éxito de las operaciones de refracturamiento hidráulico durante los últimos 10 años, al igual que las mejoras introducidas en las técnicas de selección de candidatos, los fluidos de estimulación innovadores, y las mejoras de los apuntalantes y de control del contraflujo de apuntalante.

### **6.1 Desempeño Deficiente Relacionado con la Terminación del Pozo.**

Las terminaciones iniciales ineficaces o problemáticas constituyen el tipo más común de problema. A modo de ejemplo, podemos mencionar la falta de control de calidad durante los tratamientos de fracturas iniciales, el daño producido por los polímeros residuales de los fluidos de estimulación, la selección inadecuada de apuntalantes, el arenamiento prematuro, los tratamientos de fracturamiento con diseños inapropiados, la utilización de fluidos incomprensibles y tratamientos de una sola etapa que dejan ciertos intervalos productivos sin estimular.

Las fracturas hidráulicas pueden perder su efectividad en los años posteriores a un tratamiento de estimulación inicial por el daño gradual que se produce durante la vida productiva de un pozo. A modo de ejemplo podemos mencionar la pérdida de la conductividad de la fractura por la trituration o encastramiento del apuntalante en la formación y el taponamiento del empaque con finos de formación o incrustaciones.



El contraflujo del apuntalante desde la zona vecina al pozo puede permitir que las fracturas hidráulicas se cierren. Habitualmente, se dispone de poca información para identificar estos mecanismos específicos.

Los pozos que tienen este tipo de problemas tienen el mayor potencial para la aplicación de medidas de remediación mediante refracturamiento hidráulico. En pozos más antiguos, donde estos problemas ocurren con mayor frecuencia, la presión de yacimiento debe ser suficiente para justificar el refracturamiento, en términos tanto de reservas remanentes como de contraflujo adecuado de los fluidos de tratamiento. La edad del pozo puede ser el mejor indicador de daño gradual y de la posibilidad de aplicar nueva tecnología de estimulación.

El diagnóstico del daño de producción, una segunda categoría principal de problemas, suele ser difícil. El contraflujo de apuntalante, el daño causado por el fluido de tratamiento y los altos factores de daño mecánico, las frecuentes reparaciones correctivas, y las acumulaciones de finos o incrustaciones de finos o incrustaciones durante el inicio del flujo polifásico o la incursión de agua, son manifestaciones de problemas que se desarrollan con el tiempo. Cualquier combinación de estas situaciones puede indicar que la productividad del pozo se ha deteriorado con el paso del tiempo.

Una tercera categoría, los avances acontecidos en tecnología de terminación y estimulación, también ofrece oportunidades de refracturamiento hidráulico de pozos terminados originalmente con tecnología más antigua. Los nuevos diseños de tratamientos, los modelos de computación avanzados, los fluidos de fracturamientos menos dañinos, los aditivos de fluidos y los apuntalantes mejorados, ayudan a crear fracturas de mayor longitud, más anchas y más conductivas. En cierto sentido, esta categoría constituye un subconjunto de las dos anteriores porque la tecnología más antigua, a menudo, es sinónimo de terminaciones iniciales menos efectivas donde se ha producido más daño gradual.

Es importante determinar qué tipos de problemas de productividad se correlacionan con los mejores candidatos a refracturamiento en un campo petrolero, área o cuenca. Los ingenieros pueden obtener información sobre problemas específicos de terminación de pozos y como remediarlos, revisando los legajos de pozos individuales.

Habitualmente, las zonas no estimuladas son el resultado de la utilización de técnicas de entrada limitada para lograr una acción divergente o del fracturamiento de horizontes productivos múltiples en un tratamiento de una sola etapa. Este problema, asociado con la terminación del pozo puede representar el mayor potencial de refracturamiento hidráulico por dos motivos. En primer lugar, con frecuencia, los pozos compactos de gas son terminaciones de horizontes múltiples. La tendencia es tratar múltiples intervalos en menos etapas para reducir el costo del tratamiento. En segundo lugar, la productividad mejorada de pozos mediante la estimulación de nuevas zonas casi siempre representa una incorporación de reservas incrementales; no solo un aumento del régimen de producción y una recuperación acelerada de reservas. Una baja relación entre las etapas de tratamiento de fracturamiento hidráulico y el volumen de apuntalante, y la cantidad y distribución de los intervalos productivos netos, constituye una indicación de las zonas potencialmente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Los levantamientos de trazadores radiactivos, las pruebas de pozos, las curvas de declinación de la producción y los registros de producción, también ayudan a diagnosticar la existencia de intervalos sin estimular o con un desempeño deficiente.

La conductividad insuficiente de una fractura apuntalada inicial representa probablemente el siguiente potencial de refracturamiento hidráulico, en orden decreciente. No obstante, la distinción entre aceleración del régimen de producción e incorporación de reservas incrementales verdaderas derivadas de la mayor conductividad resultante del refracturamiento suele ser confusa. A modo de ejemplo, se puede mencionar la resistencia insuficiente del apuntalante para la presión de cierre de fractura a la profundidad del yacimiento, decantación del apuntalante, bajas concentraciones del apuntalante y daño de los empaques de apuntalante producido por el gel parcialmente roto o sin romper.

La captura de reservas incrementales en el margen externo de un área de drenaje, a través del aumento de la longitud de la fractura, es difícil. Un tratamiento relativamente pequeño, comparado con el mayor espesor del intervalo productivo neto, suele ser indicativo de una longitud de fractura limitada. La generación de fracturas hidráulicas de mayor longitud puede ser costosa a menos que el tratamiento original fuera extremadamente pequeño. Sin embargo, si el refracturamiento

hidráulico logra aumentar la longitud de la fractura y expande el área de drenaje de un pozo, la producción incremental debería representar una incorporación de reserva verdadera.

La revisión del tratamiento de fracturamiento original y del contraflujo ayuda a identificar la posibilidad de una conductividad y longitud de fractura limitadas. Los análisis de pruebas de pozos y de declinación de la producción también ayudan a diagnosticar estas condiciones. Un breve periodo de flujo lineal, seguido por un flujo radial después del fracturamiento indica una conductividad insuficiente o una longitud inadecuada de la fractura.

También existen oportunidades de refracturamiento como resultado del desarrollo de campos petroleros y la producción de pozos, siempre que los pozos tengan presión suficiente para el contraflujo y la producción, aun cuando se requieran fluidos de tratamiento energizados o métodos de levantamiento artificial. Además de una menor presión de poro, la reducción de la presión también implica una mayor esfuerzo efectivo, lo que se traduce en una fractura hidráulica menos ancha y una mayor extensión lateral para los mismos volúmenes de fluido de tratamiento y apuntalante.

Por otra parte, el agotamiento de los intervalos productivos aumenta el contraste de esfuerzos entre los intervalos productivos y las lutitas adyacentes, lo que mejora la contención del crecimiento vertical de las fracturas y permite la generación de fracturas de mayor longitud. La alteración del esfuerzo horizontal local también puede contribuir a la reorientación de las fracturas durante el refracturamiento hidráulico.

## **6.2 Reorientación de las Fracturas.**

Históricamente, las operaciones de refracturamiento hidráulico constituyeron una medida correctiva aplicada a pozos que exhiben desempeños deficientes en términos de producción, con fracturas originales cortas o de baja conductividad. Sin embargo, existen numerosos ejemplos de operaciones de refracturamiento hidráulico exitosas en pozos fracturados previamente. Las pruebas de producción y el ajuste de la historia de producción, utilizando un simulador numérico que incluyó fracturas ortogonales y la anisotropía en la permeabilidad de reorientación de las nuevas fracturas en muchos de estos pozos.

Este concepto de reorientación de las fracturas no es nuevo y ha sido modelado en experimentos de laboratorio en escala natural. Además, se ha observado reorientación de fracturas en formaciones someras blandas.

Después de un periodo inicial de producción, los cambios de los esfuerzos en torno a los pozos existentes con fracturamiento hidráulicos originales efectivos, pueden permitir que las nuevas fracturas se reorienten y contacten áreas de mayor presión de poro.

Las pruebas de laboratorio también han demostrado que los cambios en la presión de poro de la matriz inciden sobre la orientación de las fracturas hidráulicas en el volumen de yacimiento que media entre los pozos inyectores y productores en un yacimiento bajo inyección de agua.

Las fracturas se orientan en sentido normal, o perpendicular, al gradiente de esfuerzo más alto. Las fracturas iniciadas desde pozos productores se orientan en dirección al pozo de inyección y lo intersecan si el gradiente de esfuerzo es suficientemente alto y la anisotropía de los esfuerzos locales no es dominante.

Los cambios de presión en torno a una fractura altamente conductiva de penetración profunda también crean gradientes de esfuerzo alto, normal a la fractura inicial, que pueden provocar la reorientación de la fractura durante los tratamientos de refracturamiento hidráulico. Los cambios de los esfuerzos alcanzan un máximo y luego decrecen al aumentar el agotamiento.

Se puede determinar una ventana de tiempo óptima durante la cual es conveniente realizar los tratamientos de refracturamiento.

La anisotropía en la permeabilidad horizontal aumenta aún más estos cambios de esfuerzos. De un modo similar, un estudio independiente demostró que la producción de formaciones no fracturadas que tienen gran anisotropía en la permeabilidad horizontal influye en la orientación de la fractura original.

La reorientación de las fracturas elude el daño causado por las actividades de perforación y terminación y evita zonas de permeabilidad relativa causadas por la compactación y otras restricciones de flujo, incluyendo la condensación de líquidos de hidrocarburos, o la acumulación de condensado, en torno a un pozo.

La componente de esfuerzo horizontal paralela a una fractura inicial se reduce más rápidamente, como una función del tiempo, que la componente perpendicular. Si

estos cambios de esfuerzos inducidos superan el diferencial de esfuerzo original, se iniciará una nueva fractura que se propagará a lo largo de un plazo acimutal diferente al de la fractura original hasta alcanzar el límite de la región elíptica de inversión de esfuerzos.

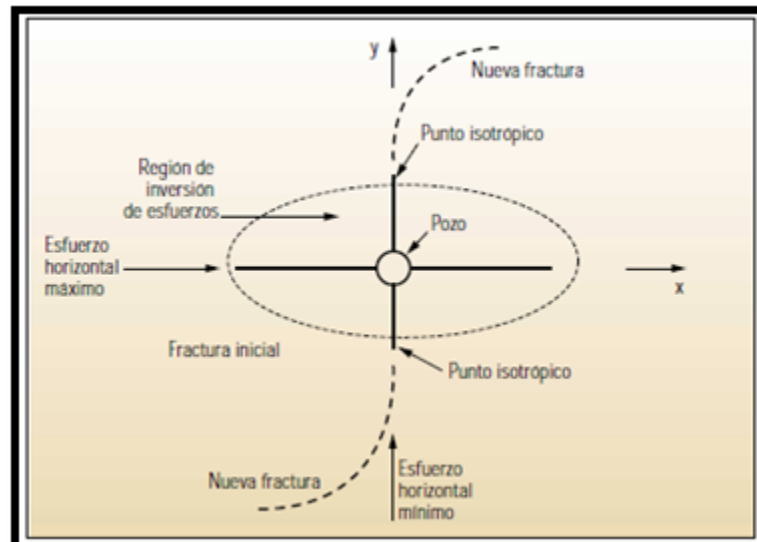
La fractura puede continuar a lo largo del nuevo azimut, una cierta distancia más allá de este punto, según sea la solidez de la formación.

Muchos factores contribuyen a la localización del límite de inversión de esfuerzos, incluyendo la historia de producción, la permeabilidad del yacimiento, las dimensiones de la fracturas, la altura de la zona productiva, las propiedades elásticas de la zona productiva y las zonas adyacentes que actúan como barreras, así como el contraste de esfuerzos horizontales original.

Estos parámetros pueden ser modelados y deberían ser considerados durante la selección de los candidatos de refracturamiento.

Las simulaciones por computadora pueden determinar la ventana de tiempo óptima para las operaciones de refracturamiento y la reorientación de las fracturas. Los pozos con fracturas originales largas en formaciones de baja permeabilidad poseen una ventana de tiempo más larga.

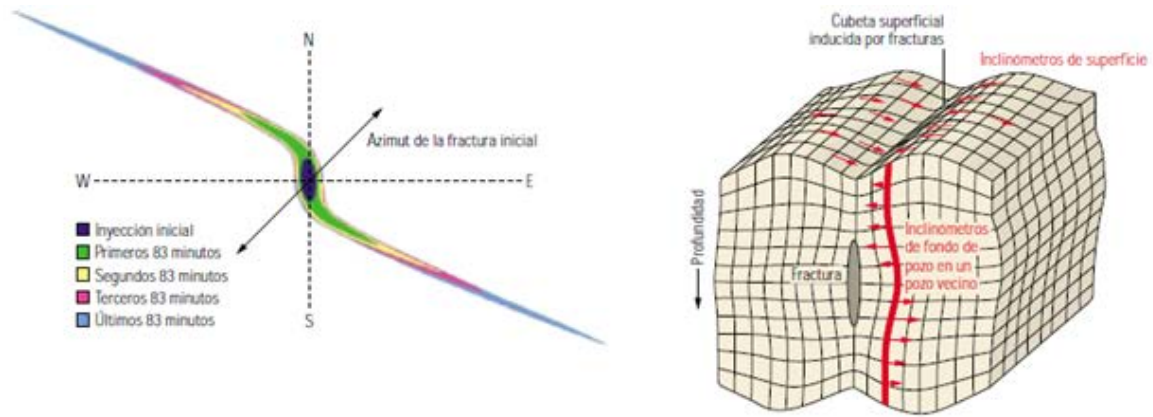
Los periodos de cierre de la producción deberían minimizarse para mantener un alto gradiente de presión, normal a la fractura inicial, fuera de esto, debería aplicarse las consideraciones de diseño de fracturas estándar.



**Fig. 6.1 Reorientación de Esfuerzos y extensión de la fractura ortogonal.**

En la Figura 6.1, la sección horizontal a través de un pozo vertical muestra una fractura hidráulica ortogonal en la dirección "X" y una segunda fractura reorientada en la dirección "Y". La producción de fluidos luego del emplazamiento de la fractura inicial puede provocar una redistribución local de la presión de poro en una región elíptica en expansión, en torno al pozo y a la fractura inicial.

El límite de la inversión de esfuerzos es definido por los puntos isotrópicos de los esfuerzos horizontales primarios equivalentes. La reorientación de los esfuerzos y la extensión de la fractura en dirección opuesta a la fractura apuntalada inicial, ayudan a explicar las respuestas de la presión durante los tratamientos de refracturamiento y los aumentos de producción no anticipados a partir de los pozos refracturados con fracturas originales efectivas.



**Fig. 6.2 Desplazamiento de la formación en torno a una fractura hidráulica vertical.**

En la Figura 6.2, inclinómetros extremadamente sensibles colocados en una configuración radial en la superficie en torno a un pozo candidato a estimulación (derecha), pueden vigilar rutinariamente el azimut de la fractura durante los tratamientos de estimulación (izquierda). La geometría de la fractura es inferida midiendo las deformaciones inducidas de la roca.

El campo de la deformación que irradia en todas las direcciones también puede ser medidos en el fondo del pozo mediante arreglos de inclinómetros operados con cable en pozos vecinos.

### **6.3 Operaciones de Refracturamiento Hidráulico.**

Con el crecimiento diario de la demanda mundial de petróleo, las operaciones de refracturamiento hidráulico de pozos cobran cada vez más importancia. Las importantes mejoras obtenidas en la productividad a cambio de una inversión relativamente baja hacen del refracturamiento hidráulico, ya sea como tratamiento inicial o como operaciones de refracturamiento hidráulico, una de las técnicas de mejoramiento de la producción más atractivas desde el punto de vista económico.

La estimulación por fracturamiento hidráulico durante la terminación inicial o en una etapa posterior de la vida productiva de un pozo elude el daño en la zona vecina al pozo y aumenta la conectividad con el yacimiento.

La práctica de refracturamiento comenzó inmediatamente después de la introducción del fracturamiento hidráulico, aproximadamente en el año 1947, pero las primeras aplicaciones demandaban un esfuerzo considerable para diagnosticar problemas y seleccionar pozos candidatos, arrojando resultados mixtos, resulta claro que en todo el

mundo existe un importante potencial de refracturamiento. Incluso en los campos petroleros maduros.

En muchos casos, el refracturamiento es mucho menos costoso que un pozo de desarrollo nuevo y puede complementar a la perforación de pozos de relleno, con escasa erogación de capital, especialmente en yacimientos profundos de baja permeabilidad. No obstante, la economía del refracturamiento hidráulico es sumamente sensible a una adecuada selección de candidatos.

Errores de cálculo relativamente secundarios pueden convertir un proyecto potencialmente redituable en un emprendimiento infructuoso.

Básicamente, los candidatos a refracturamiento son seleccionados de la misma forma que los candidatos a fracturamiento inicial, salvo por el hecho de que pueda haber mucha mayor cantidad de datos con los que trabajar.

Numerosas metodologías emergentes, incluyendo las graficas de interrelación multidimensionales y los mapas auto organizados, ofrecen a los operadores grandes bases de datos que contienen cientos de pozos diferentes, parámetros de entrada y variados criterios de fracturamiento.

En general, estas técnicas corresponden a la categoría de minería de datos (extracción de información oculta y predecible de grandes bases de datos) y descubrimientos de conocimientos.

Aplicado en forma sensata, el refracturamiento ha demostrado ser efectivo para la explotación de reservas incrementales y los beneficios financieros que las mismas representan, particularmente en el entorno comercial desafiante del mundo actual.

Estos tipos de refracturamiento hidráulico de pozos constituyen un medio viable y económicamente atractivo de mejorar el retorno económico para los operadores que deseen aplicar nuevos métodos y tecnologías relacionadas.



## CAPITULO VII: TRANSMISION EN TIEMPO REAL DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

### LOTE X- TALARA – PERU

#### Ubicación del lote X:

El lote X está ubicado en la cuenca Talara, Perú (Noroeste), tiene un área de 470 Km<sup>2</sup> y cuenta con 17 yacimientos.

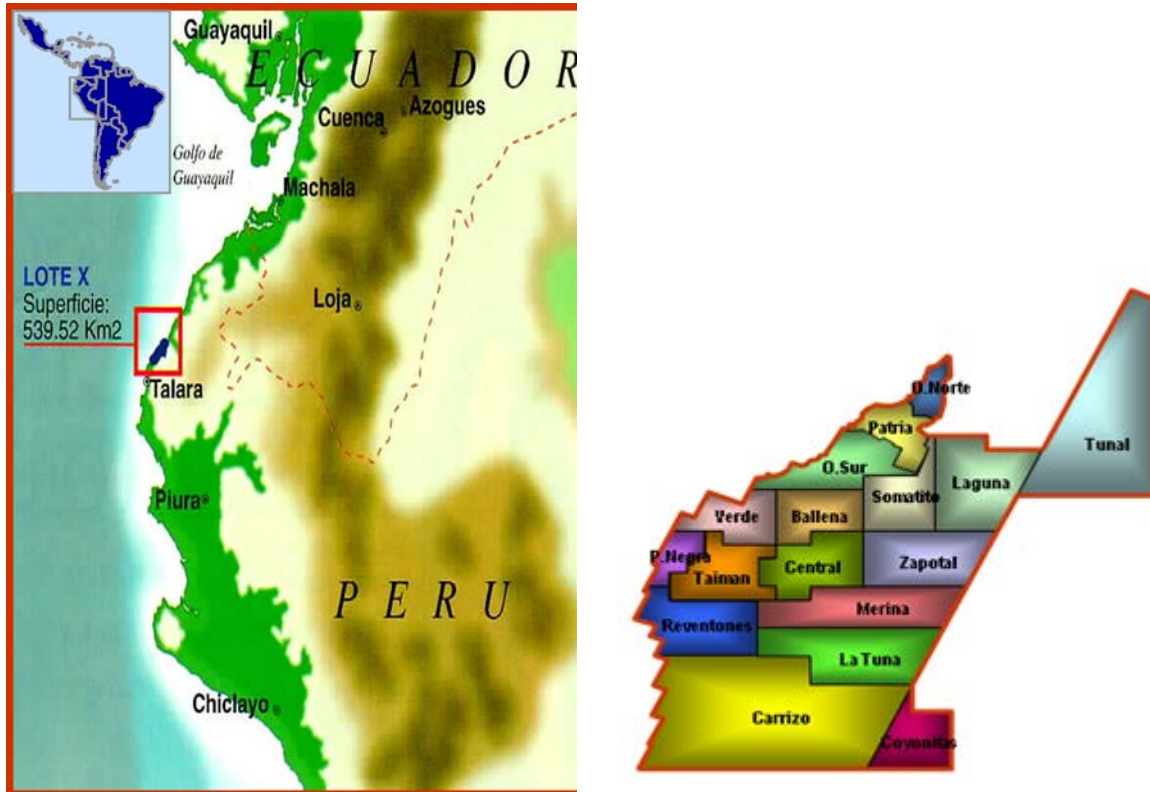


Fig. 7.1 Lote X

#### 7.1 Características del lote X.

- API : 33.7 <23 – 42>
- Producción petróleo acumulado : 451.9 MMBbls
- Producción petróleo diario : 13.3 MBbls.
- Permeabilidad : 0.1 – 10 mD
- Porosidad : 5% - 15%
- Sw : 40% - 60%
- Reservorio de gas en solución.
- Fracturas hidráulicas.
- Producción multi reservorios.
- 2642 pozos activos

66% BM

24% Swab

10% PL, PCP, BORS

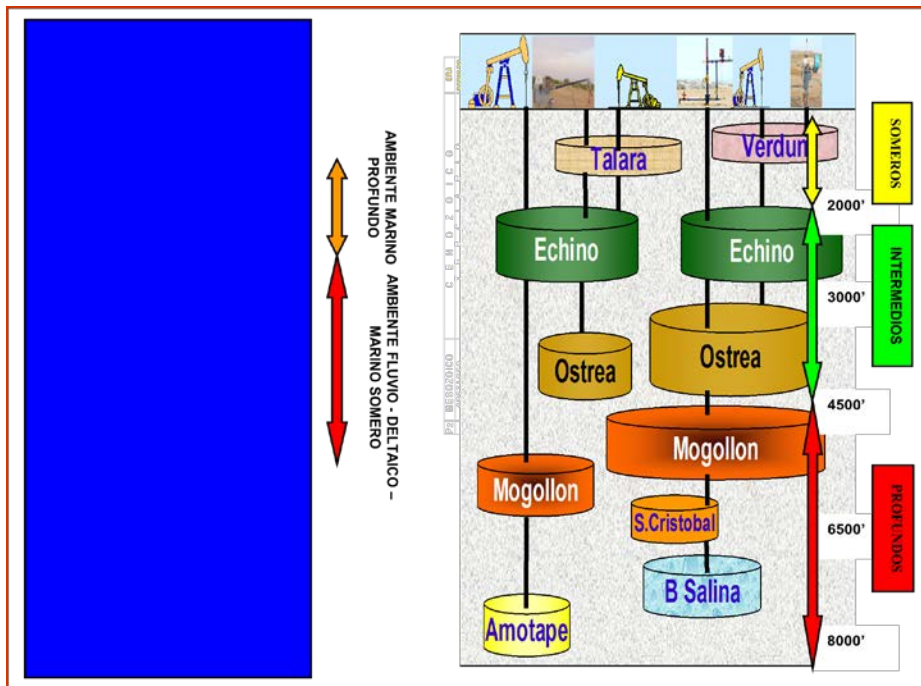


Fig. 7.2 Formaciones Lote X

## 7.2 Transmisión de datos en el lote X.

Antes del 2003, los equipos de Perforación, WO y trabajos Rigless no contaban con facilidades para acceso a la Red LAN de la Cía., solo comunicación telefónica o por radio. En tal efecto surgieron inconvenientes, tales como:

- Company Man viajaba desde cualquier punto del Lote X hacia El Alto para actualizar reportes, alto Riesgo.
- Interacción técnica (Cía. Servicios – Cía. Operadora) demandaba presencia In Situ.
- Afectaba la Toma de decisiones.
- Datos reportados de perforación, fracturamiento hidráulico, acidificación eran inconsistentes.

Desde el año 2004 en adelante, los equipos de Perforación, WO y trabajos Rigless cuentan con acceso a la Red LAN de Petrobras y de comunicación telefónica.

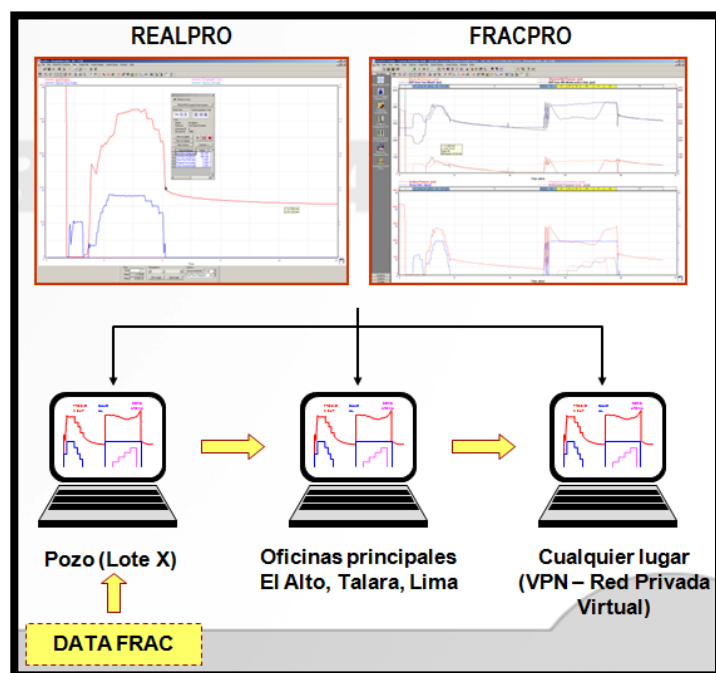


Fig. 7.3 Red LAN

### 7.3 Tecnología de Comunicación: Búsqueda y Selección

#### 7.3.1 Enlace satelital VSAT: Terminal de apertura muy pequeña.

Este tipo de enlace se realizó por primera vez en el pozo Atascadero, lote XVI en el año 2003, posee un ancho de banda de 64 Kbps, el enlace satelital es compartido y asimétrico, posee facilidades para correo electrónico y su costo es 850 US\$ al mes, la desventaja radica en la lentitud de la información.

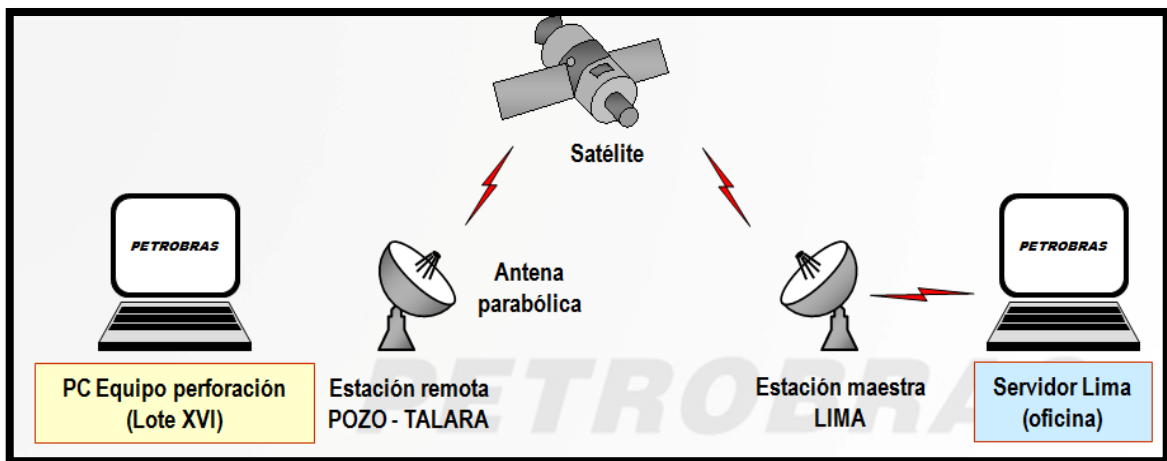


Fig. 7.4 Enlace Satelital VSAT

#### 7.3.2 Enlace Satelital SCPC: Un solo canal por portada.

Este tipo de enlace se realizó por primera vez en el lote X en el año 2004, posee un ancho de banda de 128 Kbps, el enlace satelital es dedicado y simétrico, posee facilidades de correo electrónico, DIMS, internet, JDE, datos de voz, su costo diario es 2000 US\$, y la desventaja radica en la lentitud de la información.

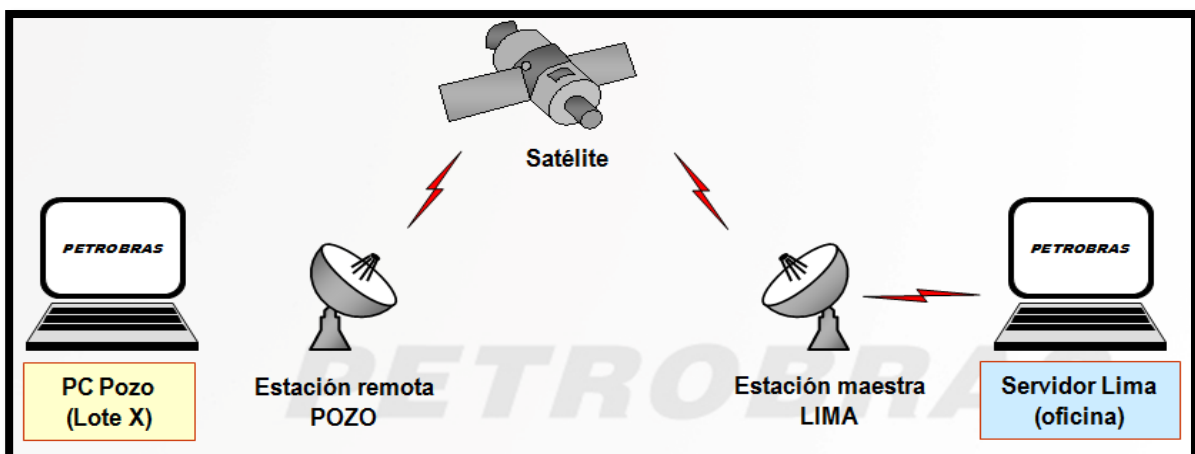


Fig.7.5 Enlace Satelital SCPC

### 7.3.3 Enlace inalámbrico de radio frecuencia.

El enlace inalámbrico de radio frecuencia se realizó a finales del año 2004 en el lote X, se basa en la utilización de antenas de radio frecuencia (5.8MHz), cuenta con estaciones móviles (EM) y estaciones bases (EB), el ancho de banda varía de acuerdo a la zona, Lote X/El Alto (6 -24 Mbps), El Alto/Talara (16 Mbps) y Talara/Lima (2Mbps), la recepción de señal es mediante de refracción, reflexión y difracción; las facilidades que brinda son acceso a red LAN, e-mail, DIMS, JDE, internet, datos de voz, etc., las comunicaciones son libres o sin licencia.

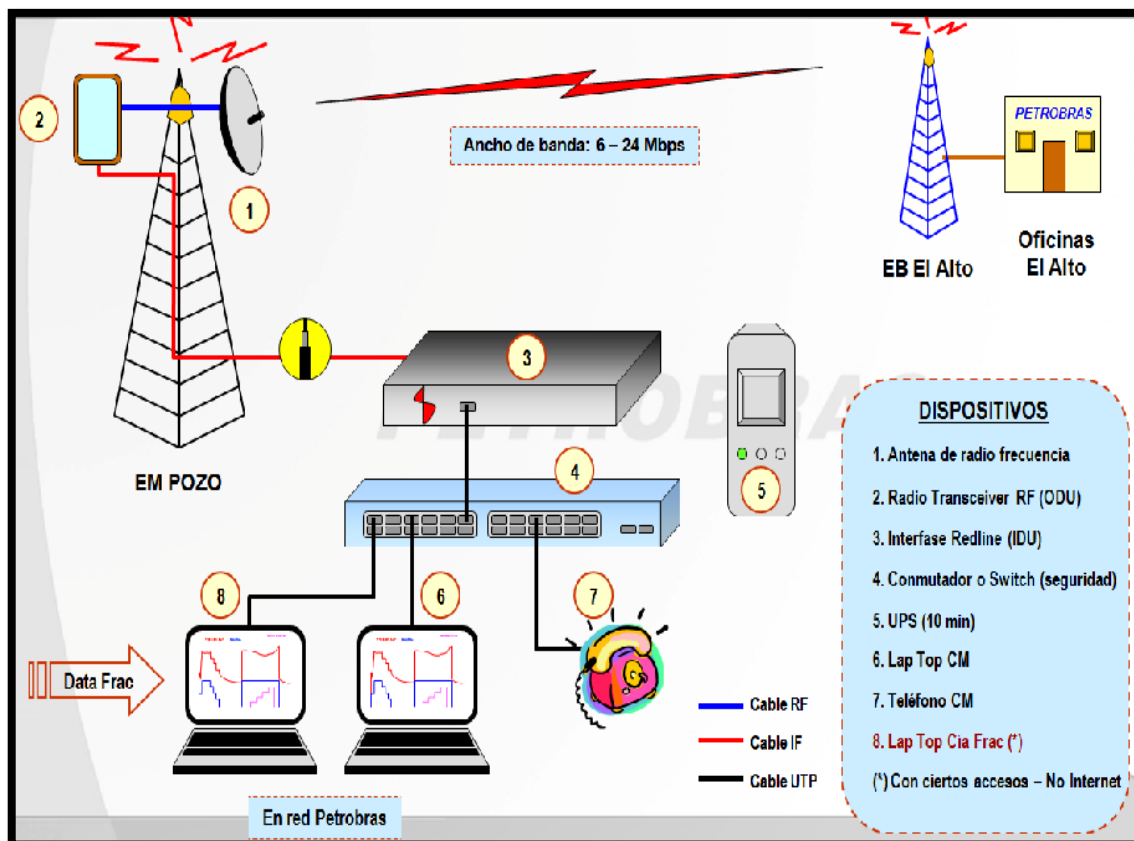


Fig. 7.6 Enlace inalámbrico EM y EB (dispositivos principales)



Fig. 7.7 Geografía que dificulta enlaces inalámbricos EM – EB

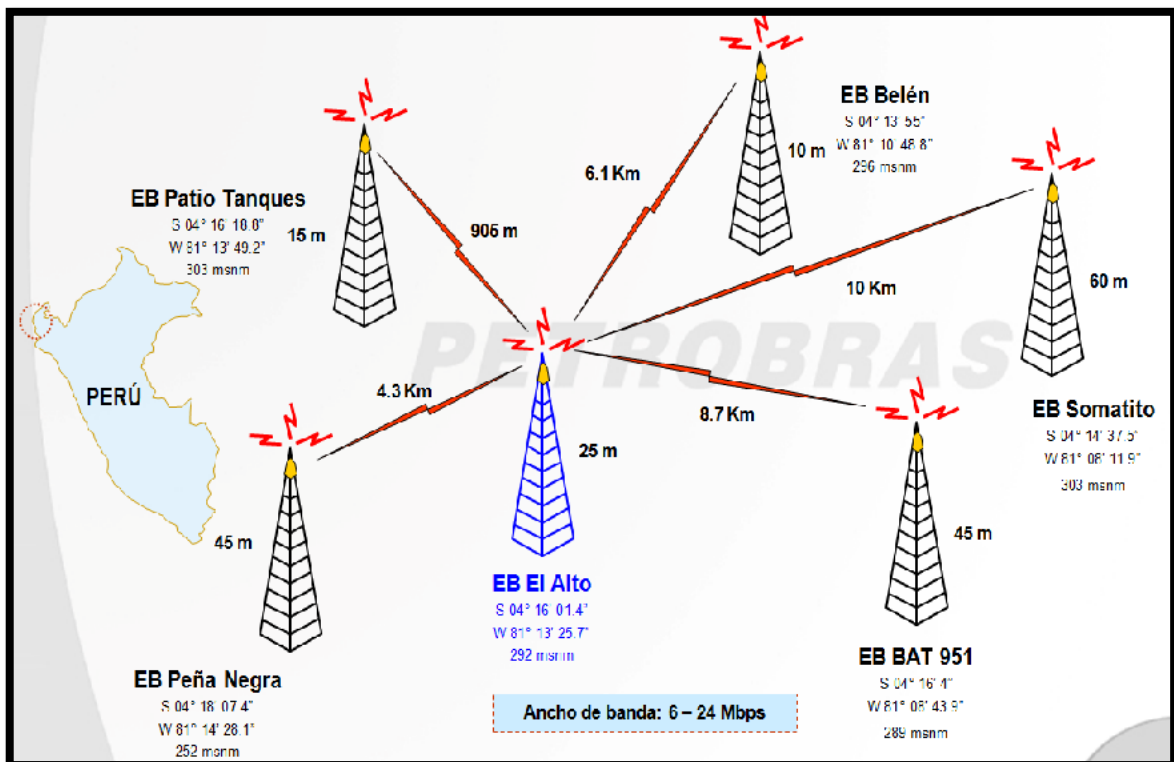
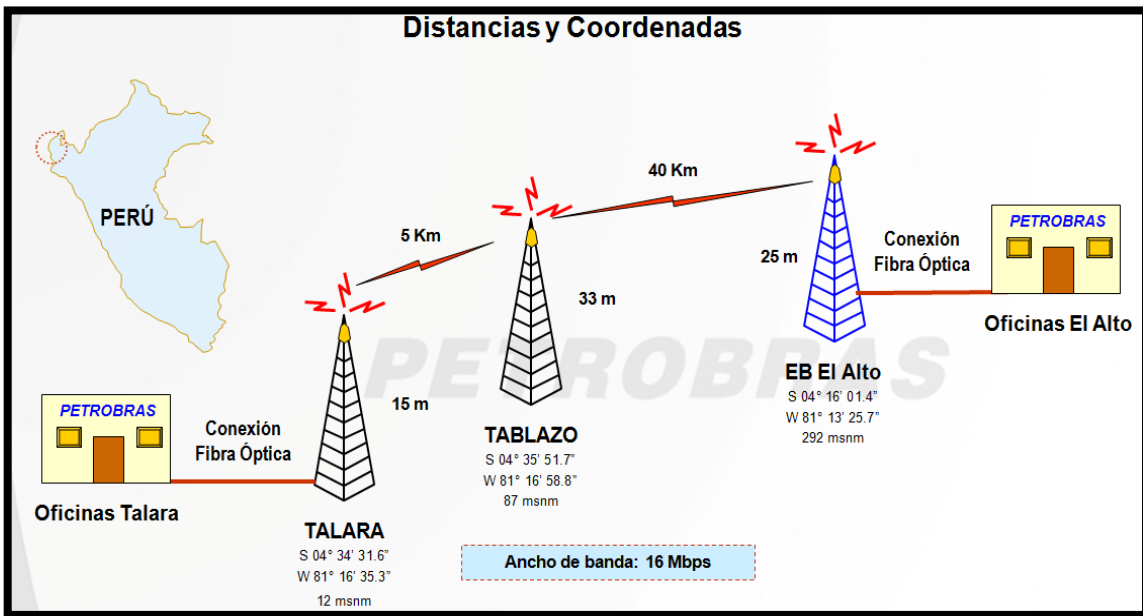


Fig. 7.8 Estaciones base (EB) para enlace – lote X



7.9 Estaciones base (EB) para enlace – El Alto – Talara

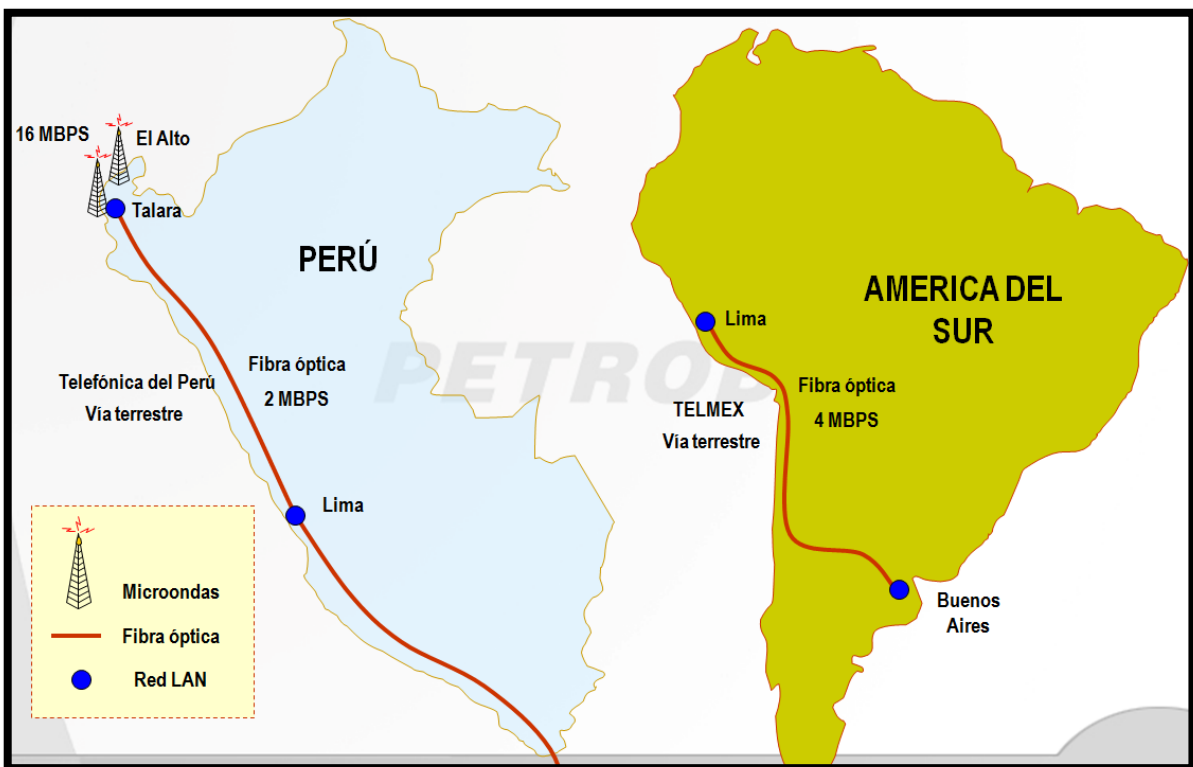
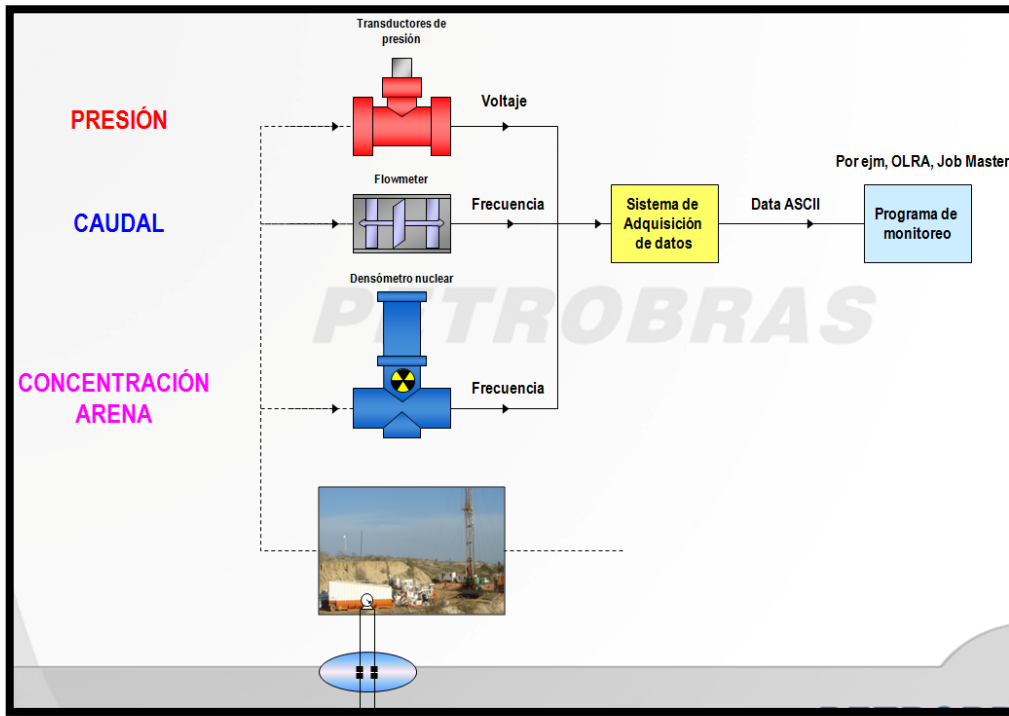


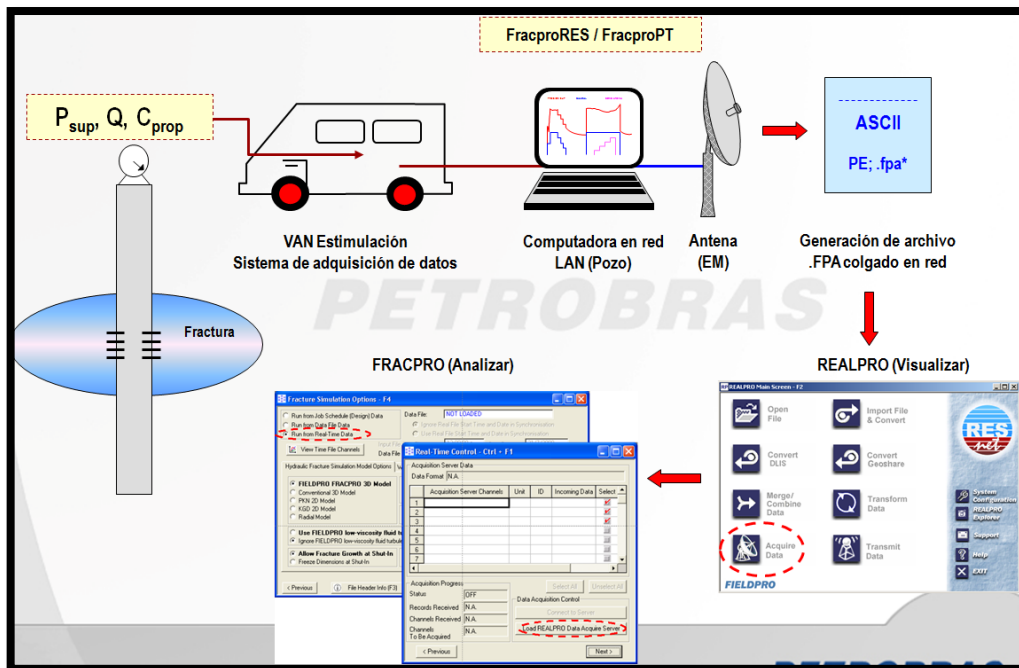
Fig.7 10 Enlace El Alto – Talara – Lima – Buenos Aires

### 7.4 Aprovechamiento de la Información: Fracturamiento Hidráulico

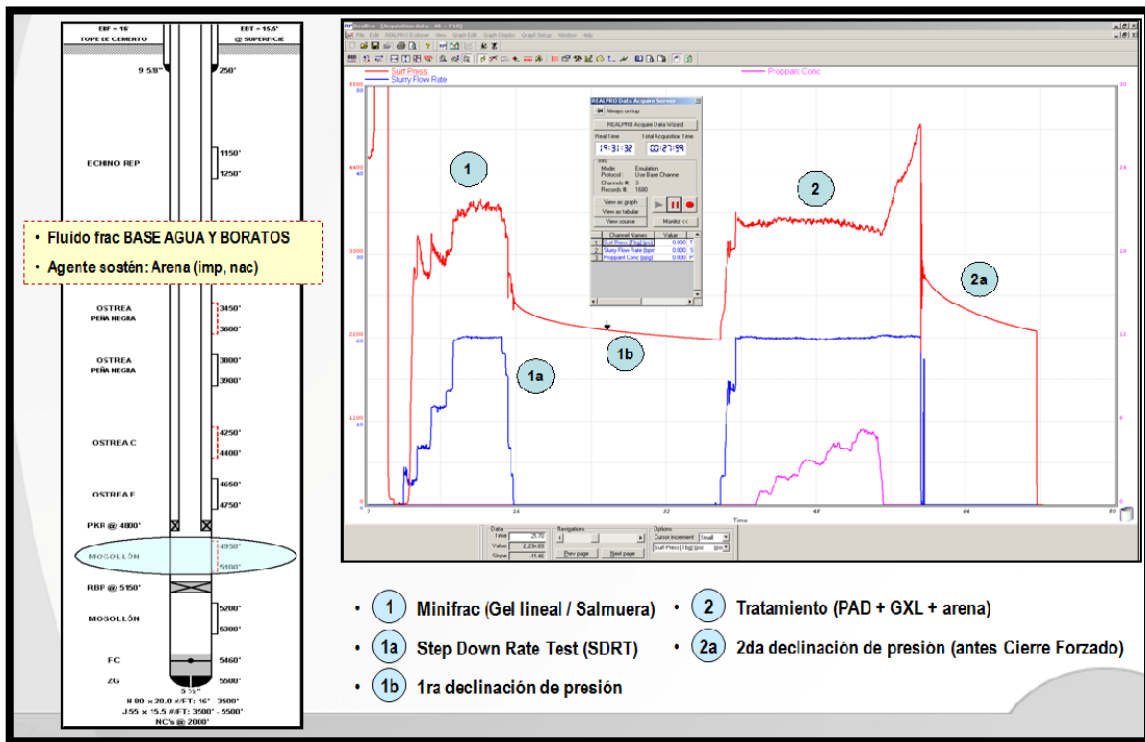
#### LOTE X – TALARA – PERÚ



### 7.11 Recepción de datos del Fracturamiento.







7.12 Fracturamiento hidráulico típico – Pozos antiguos

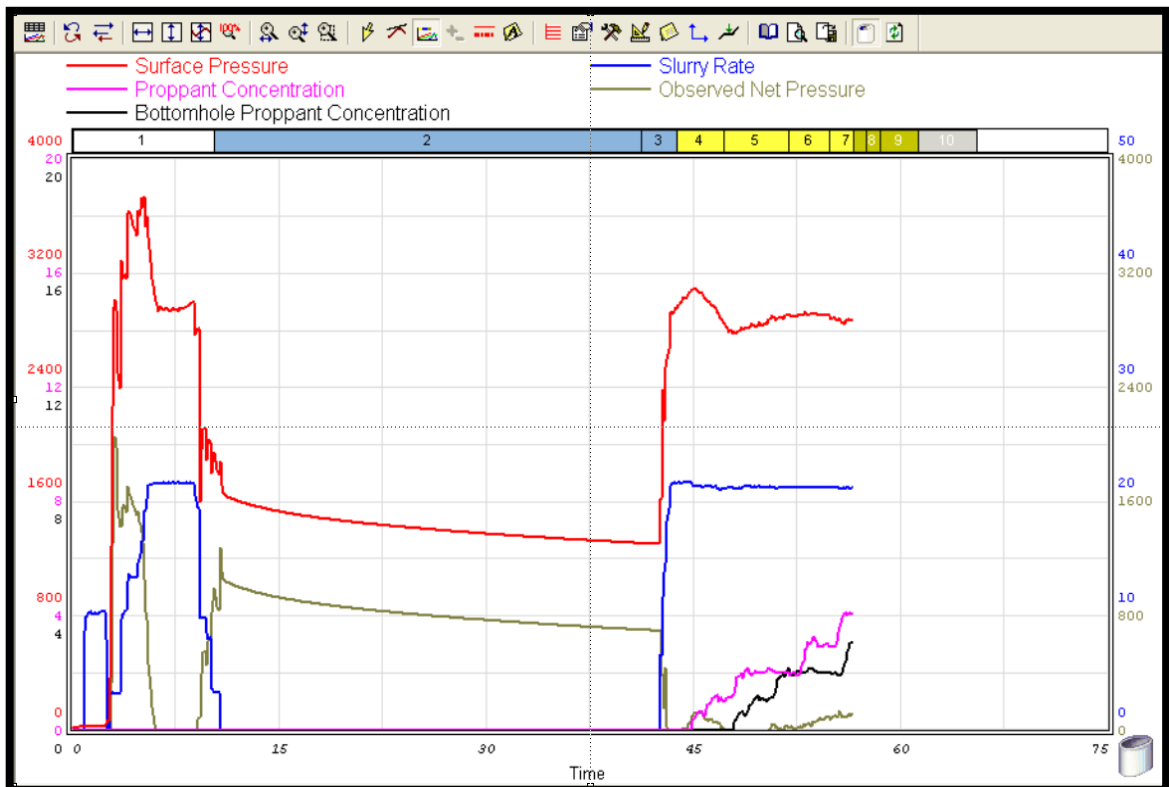
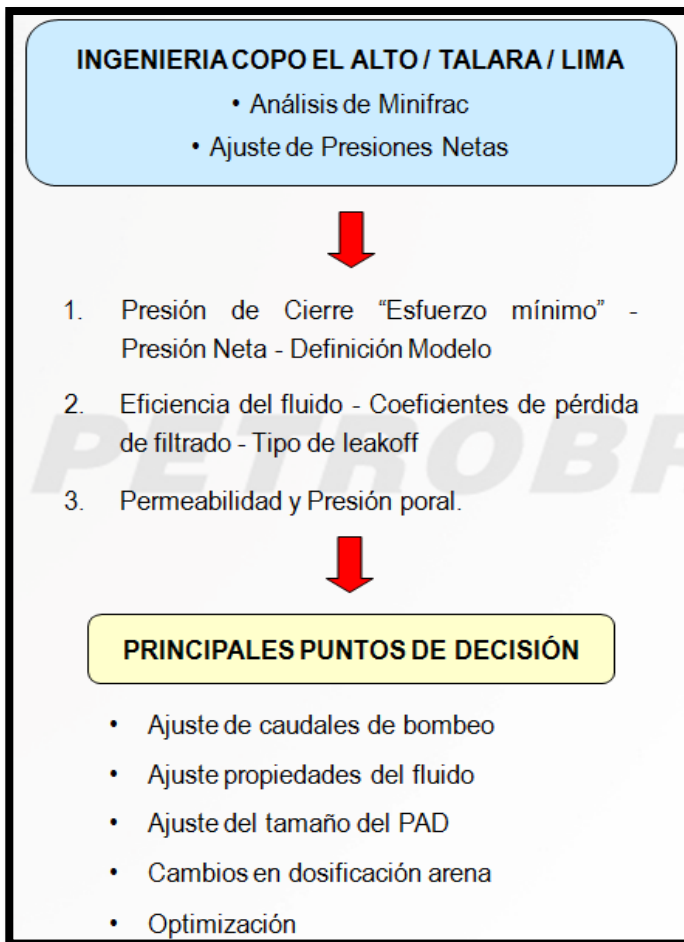


Fig.7 13 Fracturamiento Hidráulico Típico.

## Análisis de la data obtenida en tiempo real.



### 7.5 Transmisión en Tiempo Real.

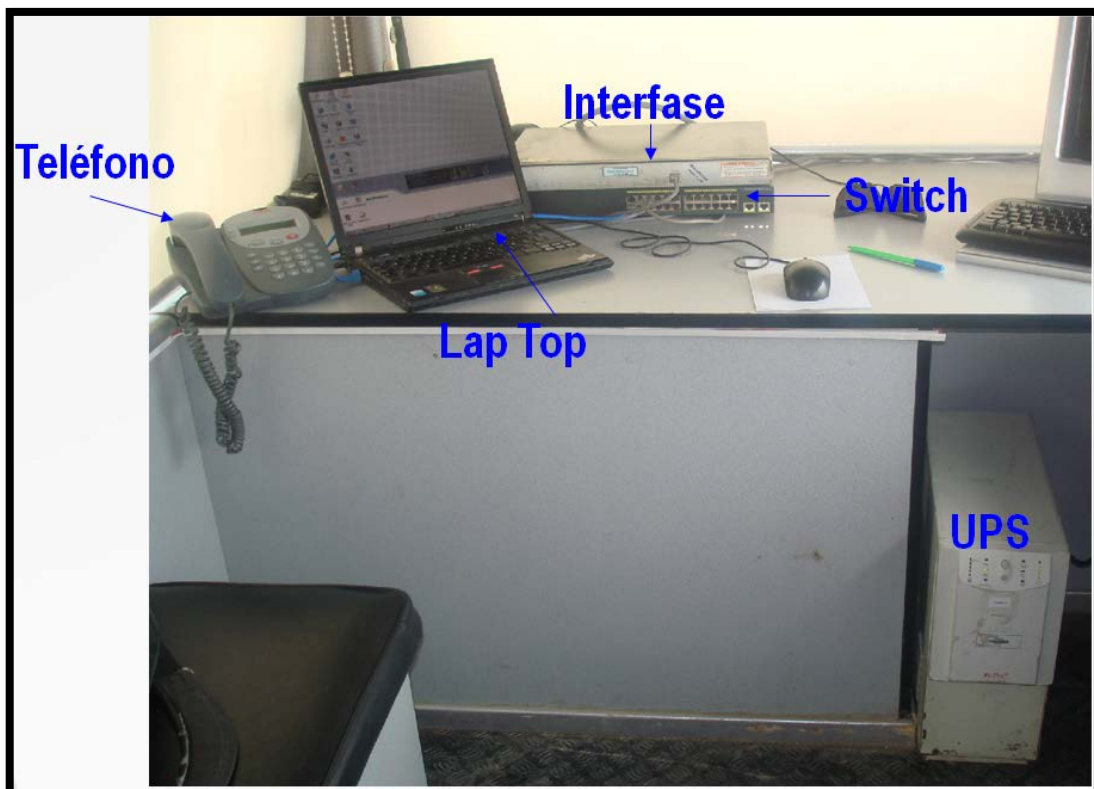
Instalación en pozos nuevos. (Sin equipo de WO)



### Instalación en Pozos Antiguos. (Con equipo de WO)



### Equipo instalado en Van o Portakamp para el Company Man.

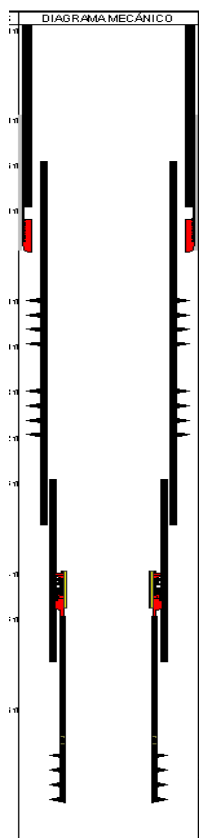


### **7.6 Beneficios de la transmisión.**

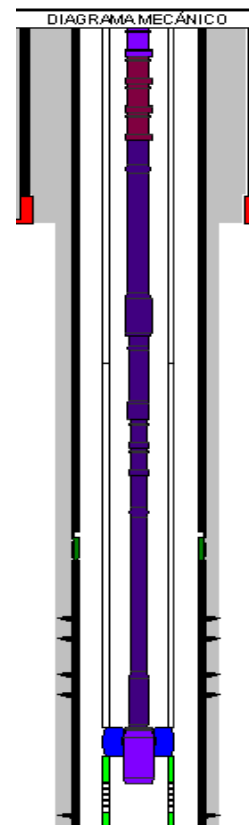
- Elimina barreras de distancia y comunicación.
- Adquisición de datos y gráficos de parámetros directos desde la operación.
- Ahorro de tiempo de equipo por decisiones conjuntas y rápidas.
- Integración y trabajo en equipo a distancia entre supervisión de campo, ingeniería y compañía de servicios.
- Empleo de sistemas de comunicación y tecnología de Petrobras Perú
- Soporte técnico efectivo a operaciones de campo.
- Confidencialidad de la información.
- Identificación y cuantificación de parámetros técnicos y operativos en la operación.
- Permite efectuar evaluación integral de la compañía de servicios en sus áreas operativas y de ingeniería.
- Empleo de softwares técnicos adquiridos por Petrobras (Fracpro Res, PT)
- No implica costo adicional al trabajo en ejecución.
- Define acciones rápidas y efectivas de mejora y optimización en tratamientos posteriores de pozos vecinos: menor PAD, caudal, mayor presión disponible, programa de bombeo, etc.
- Pueden extenderse a trabajos de acidificación, cementación, ensayos de presión, registros eléctricos.
- Un medio para la capacitación a distancia y de forma rápida en ingeniería.

## CAPITULO VIII: PROCEDIMIENTO REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO LOTE X

Antiguamente las estimulaciones de los pozos en el Lote X, se efectuaban mediante fracturamiento hidráulico en intervalos grandes (500 a 1200 pies de altura), previamente se punzaba con baja densidad de tiros y muy poca cantidad de agente de sostén. En muchos casos se efectuaron con la técnica del perfpac, que consistía en la apertura de grandes intervalos, que involucraba varios reservorios. Para asegurar el tratamiento de todas las arenas, se usaba bolas de nylon como agente divergente, pero muy poco agente de sostén.



Forros de superficie cementados y secciones con lánas ranuradas sin cemento



Forros de superficie de 9 5/8" a +/- 300' cementados a

Forros de producción de 5 1/2" cementados a superficie

Fig. 8.1 COMPLETACION POZOS ANTIGUOS

Fig.8.2 COMPLETACION ACTUAL

Esta técnica, no garantizaba que todo el intervalo se haya estimulado adecuadamente, debido a que el crecimiento vertical y las longitudes de fractura desarrolladas eran muy pequeños. En aquellos tiempos, también se efectuaron refracturamientos en los intervalos inicialmente estimulados, pero con muy poca cantidad de arena.

Posteriormente con datos de registro de presión, se fueron acotando las etapas y refracturando.

### **8.1 Procedimiento de Trabajo de Refracturamiento**

A partir del 2006, los trabajos de refracturamiento se realizaron usando una nueva metodología, para ello se formó un grupo multidisciplinario, formado por un Ingeniero de reservorio, geólogo e ingeniero de completación.

Se analizaron datos de estimulación, registros eléctricos, drenaje de pozos vecinos y comportamiento productivo, con la finalidad de seleccionar pozos candidatos.

Con el sustento técnico de software de fractura, se efectuaron simulaciones aproximadas de la geometría creada en la estimulación inicial, obteniendo datos de conductividad, concentración areal, FCD, longitud de fractura, etc. Dichos datos fueron validados con información actualizada de pozos vecinos.

Se tomó registro Neutron Compensado y correlacionó con el registro de resistividad a hueco abierto, para determinar cualitativamente el grado de drenaje de las formaciones anteriormente estimuladas, en algunos casos se tomó registros de presión, que permitió confirmar la información del registro.

Este registro ha sido de mucha utilidad en la selección y tratamiento de las etapas a refracturar, teniendo en cuenta que la vida productiva de los campos genera cambios de saturación y presión en cada uno de los reservorios.

Las características de estos reservorios, expresadas por las diferentes propiedades petrofísicas, ocasionan drenajes diferenciados que en algunos casos son deficientes, debido a las limitaciones técnicas de completación y estimulación, usadas en pozos antiguos.

Las curvas de cuentas de neutrones del registro Neutron Compensado a hueco entubado se comparó con la resistividad del registro a hueco abierto.

La interpretación de estos registros ha permitido determinar cualitativamente el grado de drenaje de las arenas estimuladas inicialmente, y refracturar zonas no drenadas y/o deficientemente drenadas.

Durante la ejecución del trabajo se efectuó minifrac, determinando valores de: gradiente de fractura, presión neta, presión de cierre, fricción en los punzados, declinación, permeabilidad, tomándose en ese momento la decisión de efectuar y/o cancelar la estimulación.

Los intervalos estimulados se acotaron a +/- 100 pies y reabaleó centralizando los tiros en las mejores arenas, con densidad de 3 tiros/pies y en fase de 120°.

Así mismo, se incremento la cantidad de arena a +/- 260 sacos por intervalo y mejoró el diseño con la ayuda de los simuladores de fracturamiento.

Se usó agua gelificada con cargas de gel entre 20 a 30 LB/Mgl y arena de mallas 20/40 y 16/30 de acuerdo a la profundidad de tratamiento.

En la ejecución de los trabajos se usó herramientas de tapón recuperable y packer.

Del 2006 al 2007 se han efectuado refracturamiento en 37 pozos (105 etapas) en las formaciones Mogollón, Ostrea, Echino; con buenos resultados.

En las **Figuras del 8.3 al 8.12**, se pueden observar los resultados obtenidos.

Estos trabajos han permitido incrementar las reservas en el orden de los 400 MBO.

## **8.2 Uso de Arena Nacional**

Ante la necesidad de buscar nuevas alternativas para desarrollar pozos con economía marginal, Petrobras Energía Perú, encaró el Proyecto de Uso de Arena Nacional en el Lote X, elaborando para ello de un plan estratégico, que contemple la búsqueda de este recurso en el ámbito nacional y que cumpla con los requerimientos de calidad señalados en la Norma API RP56.

La búsqueda de canteras a escala nacional contempló:

- Información sobre el marco legal del candidato, mediante información en el Ministerio de Energía y Minas, sobre concesiones, denuncias, permisos, EIA, entorno y posible áreas de impacto
- Ubicación geográfica de las canteras
- Potencial de reservas de este recurso.

Se identificó las posibles fuentes de abastecimiento de la arena, así como el volumen de producción y transporte hasta las operaciones de Petrobras en Talara.

Las posibles fuentes consideran:

- Arena de río
- Yacimientos
- Arena de playa

En el caso específico de los pozos del Lote X, cuyas profundidades comprenden de 8000 a 2500 pies, las mallas de arena mas utilizadas son 16/30, 12/20 y 20/40.

Después de efectuar los ensayos de laboratorio, contemplados en la norma API RP56, se determinó una cantera para producir arena malla 16/30.

Las características de este tipo de arena son inferiores a las de la arena importada, sin embargo, dado el contraste tanto de permeabilidad como de conductividad entre la formación y la obtenida con la arena empaquetada en la fractura, se comprobó que se podía usar en formaciones de poca profundidad.

Se efectuaron ensayos de laboratorio de conductividad y permeabilidad simulada.

Las características de la arena nacional permiten su aplicación en formaciones someras con presión de cierre menor a 2000 psi.

Los resultados productivos desde octubre del 2005 a diciembre del 2010 han sido similares a los obtenidos con arena importada, Figuras del 8.13 al 8.18.

### **8.3 Reducción de carga polimérica en los fluidos de fractura**

De acuerdo a ensayos de laboratorio, de retención de permeabilidad para fluidos de fractura, aplicados en formaciones del Lote X, y con la finalidad de minimizar el daño a los reservorios de baja permeabilidad, así como tener un control de la altura de fractura y generar mejor calidad de fractura, se ha bajado la carga del gelificante en los fluidos de fractura de 30 y 25 lb/Mgal a 25 y 15 lb/Mgal, así mismo ha permitido reducción de costos por menor uso de estos productos.

### **8.4 Reuso de Arena de Fracturamiento**

Ante la necesidad de buscar nuevas alternativas económicas, para estimular pozos de economía marginal, se implementó un plan de trabajo para el reuso de arena de fracturamiento recuperada luego de los trabajos de estimulación hidráulica en los pozos del Lote X, operados por Petrobras.

Cabe mencionar que antes de la implementación de este proyecto, dicho material sobrante era dejado en el campo. A partir de la implementación del Sistema de Gestión Integrado, dicho material era depositado en el relleno de desechos.

Normalmente, se recupera aproximadamente el 10% del total de arena utilizada en los trabajos de completación y reparaciones.

Previamente a su utilización se efectuaron ensayos a muestras de arena recuperada, de acuerdo a la Norma API 56RP (redondez, esfericidad, resistencia a la compresión y



solubilidad al ácido), comprobándose que sus propiedades originales se mantenían en un 95%.

El reciclaje de la arena de frac contempla, las siguientes etapas: recuperación de arena en los pozos fracturados, lavado con agua y detergente, secado, tamizado, seleccionado por tamaño de malla y envasado para su reuso.

Los fracturamientos con arena reciclada, se vienen efectuando desde fines del 2004, con resultados similares a los obtenidos con arena importada.

### **8.5 Evaluación de Nuevas Tecnologías**

Se vienen evaluando nuevos productos en los trabajos de estimulación en los pozos del Lote X, tales como:

- **Agentes de sostén ultralivianos**

Evita la generación de múltiples capas de fracturas, minimiza el problema de transporte, decantación y convección

Permite utilizar la Técnica Monocapa y reducción del caudal de bombeo, minimizando el crecimiento vertical.

Así mismo, es menos dañino que otros fluidos, especialmente en reservorios de baja permeabilidad, permitiendo una limpieza más rápida y mejorando la producción.

En las Figuras 8.19 y 8.20 se pueden observar comportamientos productivos, de fracturamientos efectuados con este tipo de agente de sostén.

### **8.6 Fluidos visco elásticos:**

Fluido sin carga polimérica con la finalidad de reducir el daño a la formación. Su principal característica es que no contiene polímeros en su composición se puede garantizar un valor nulo en Permeabilidad retenida y/o daño de formación posterior al tratamiento.

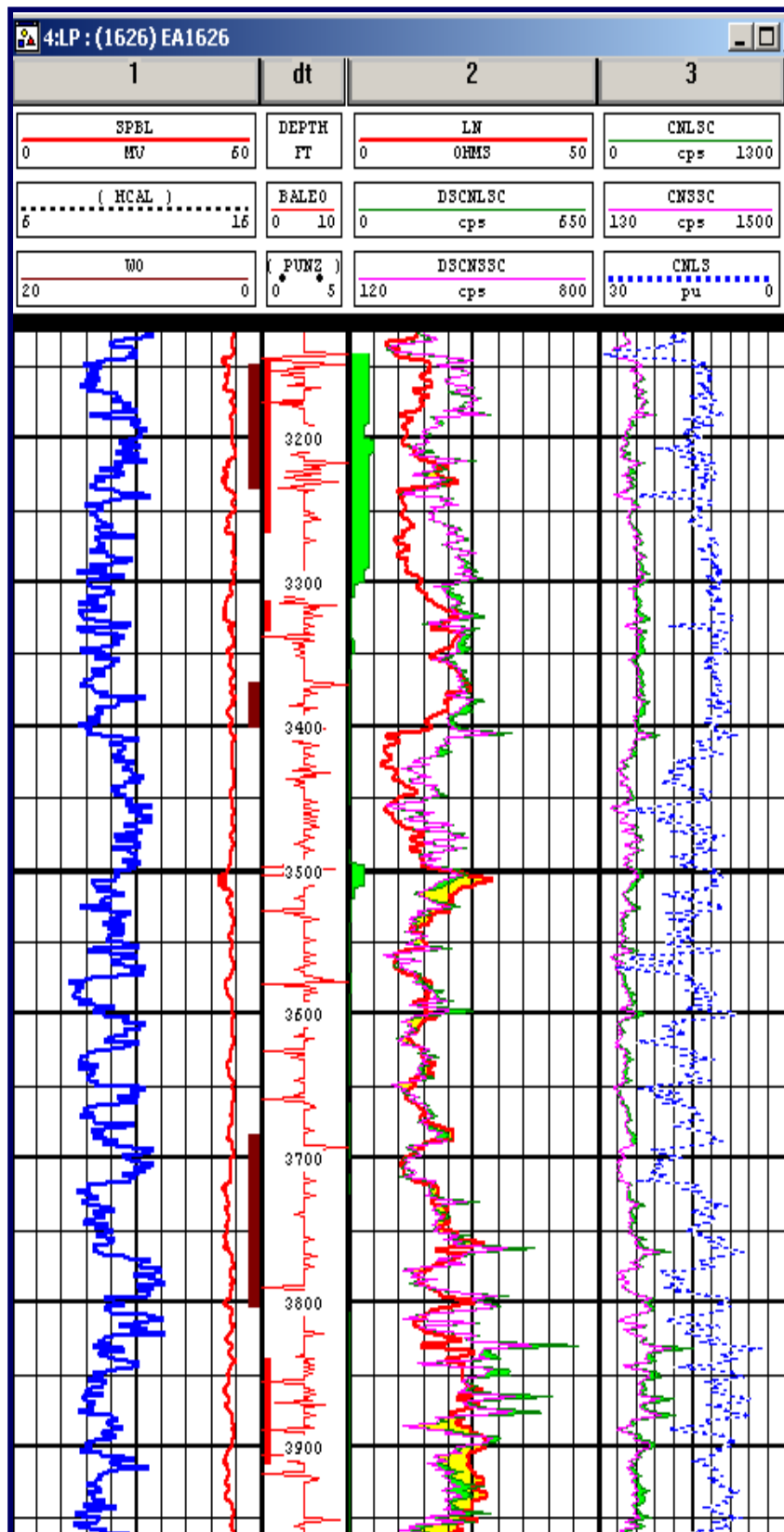


Fig. 8.3 Análisis registro eléctrico y NC Pozo 1626 Taiman

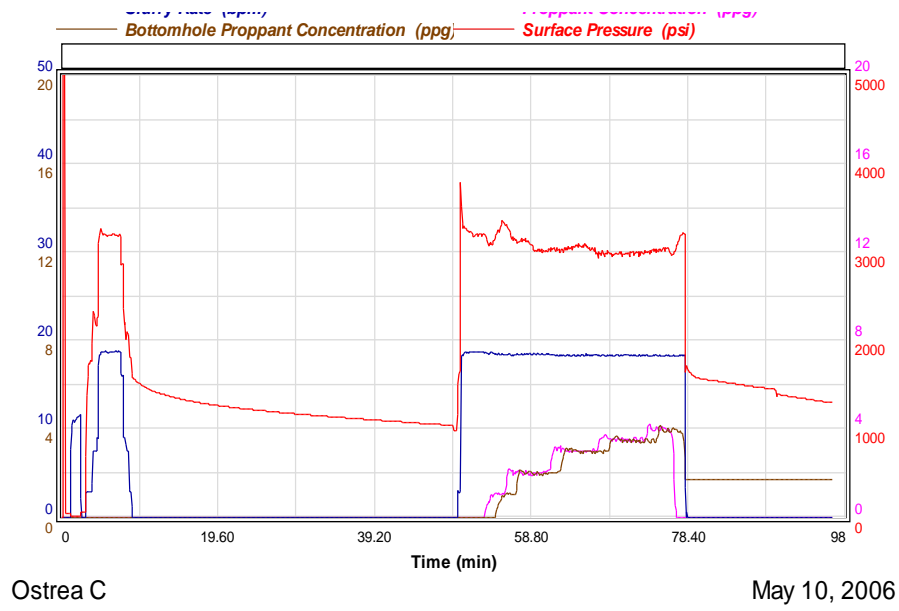


Fig. 8.4 Curva I Etapa fracturamiento Pozo 1626

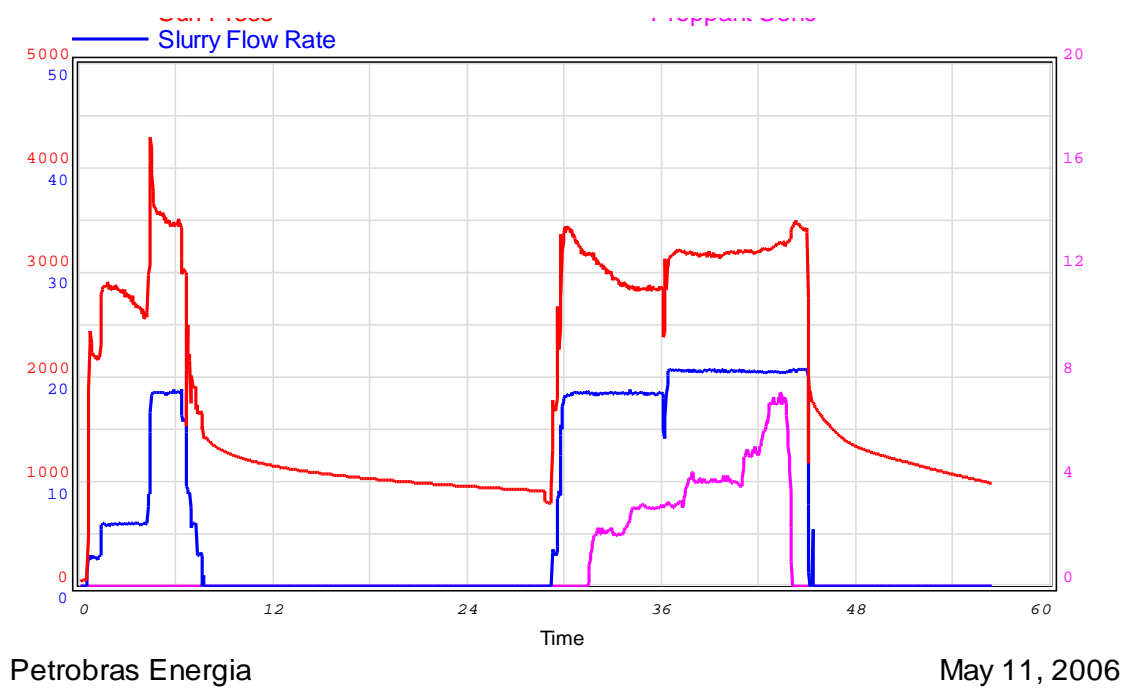


Fig. 8.5 Curva II Etapa fracturamiento Pozo 1626

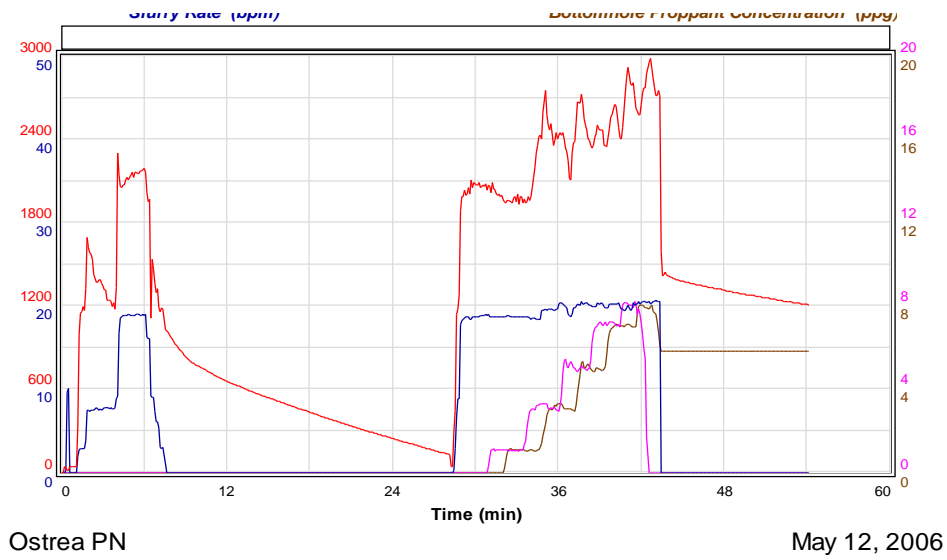


Fig. 8.6 Curva III Etapa fracturamiento Pozo 1626

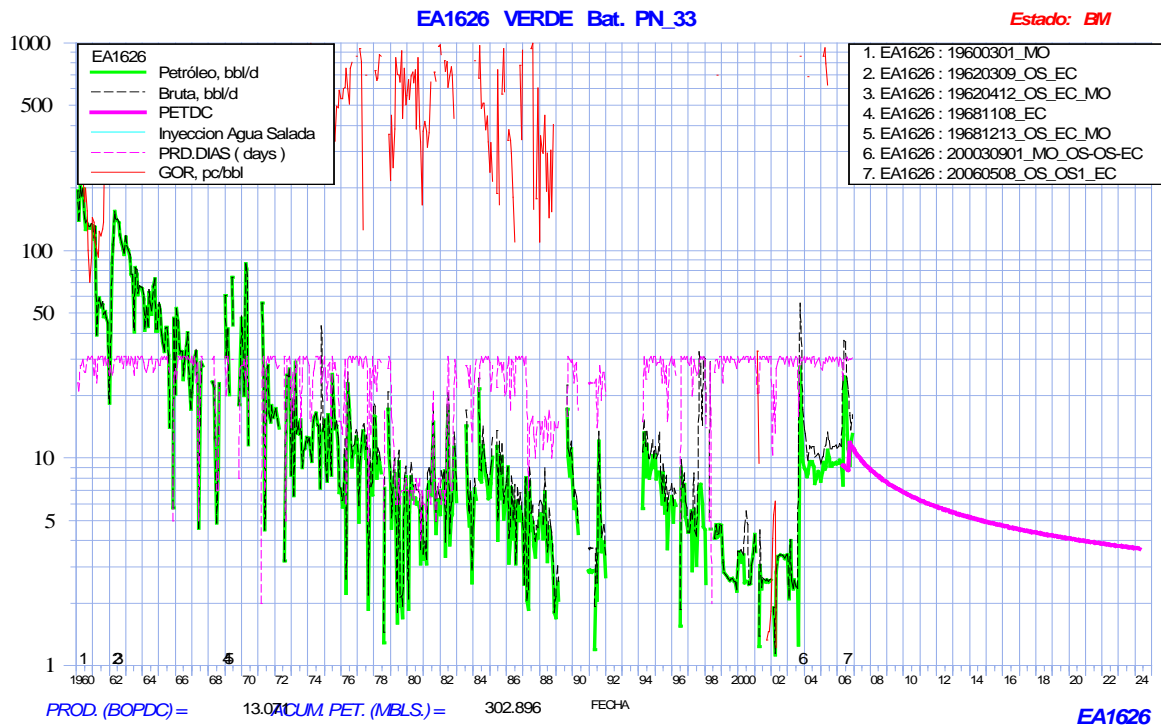


Fig. 8.7 Curva Producción Pozo 1626

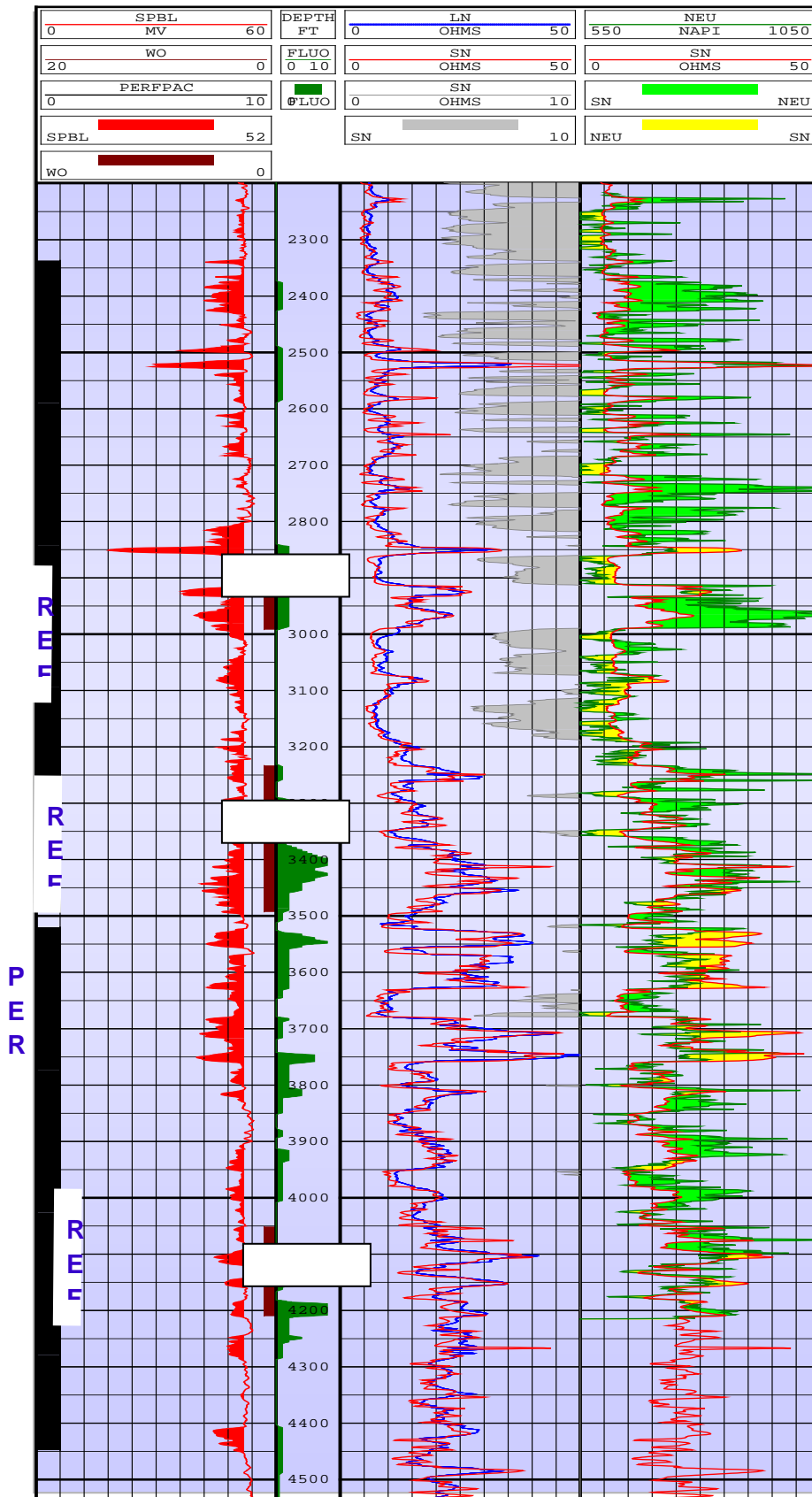


Fig. 8.8 Análisis de Registro eléctrico y NC - Pozo 1878 Peña Negra

1878PN (Ost C)  
PNegra - 1etapa

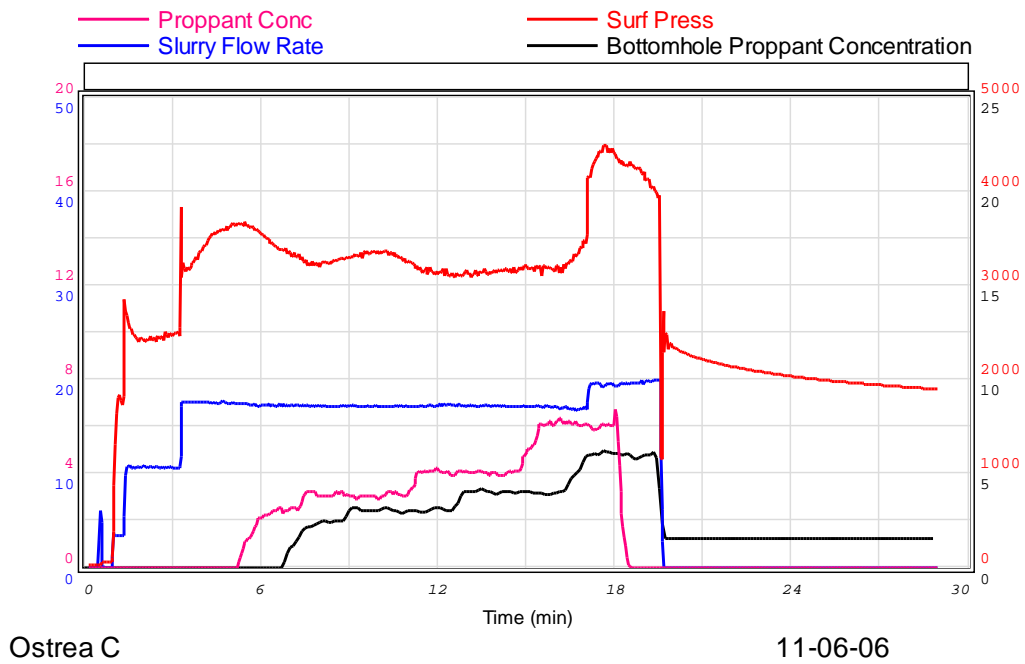


Fig. 8.9 Curva I Etapa frac Pozo 1878

1878PN (Ost PN)  
PNegra - 2etapa

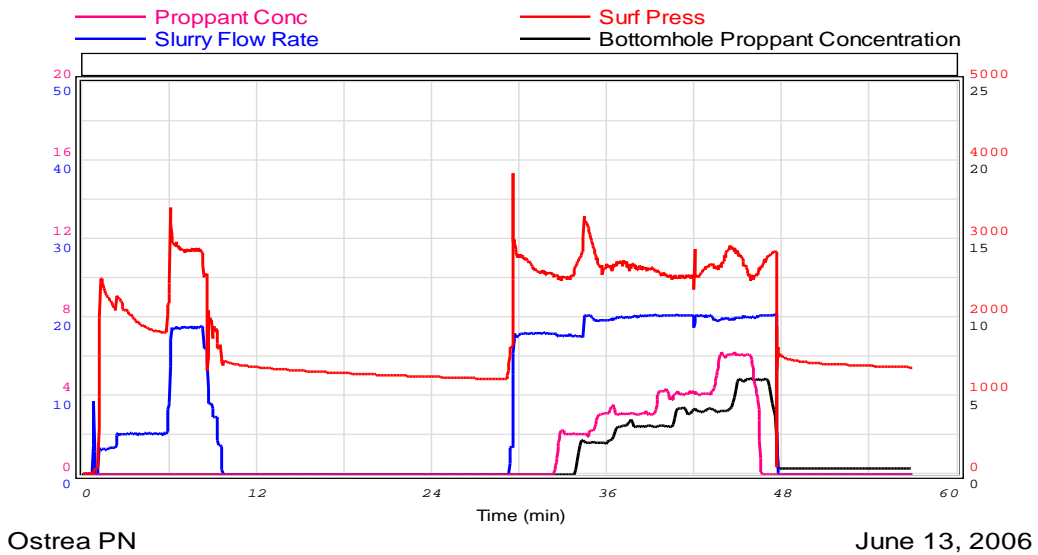
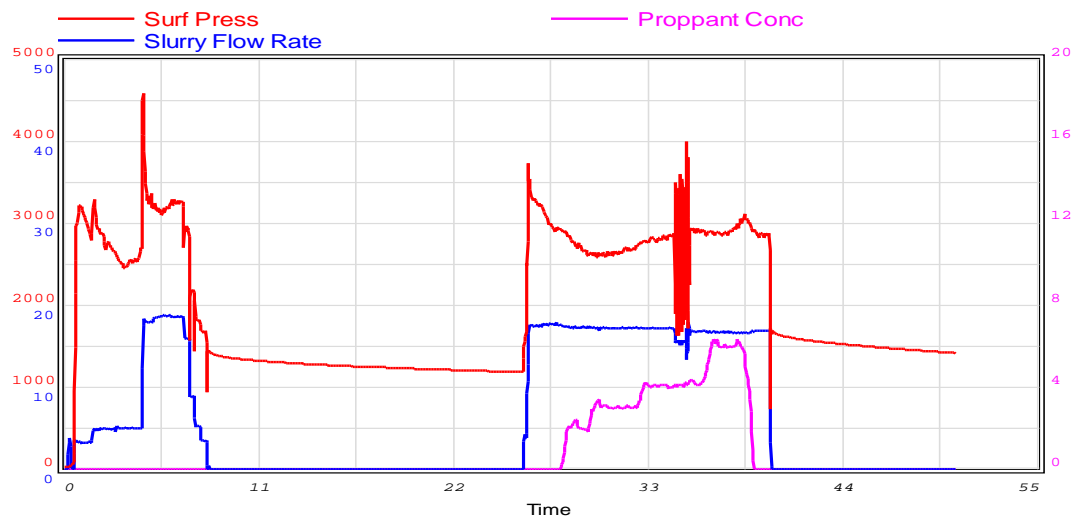


Fig. 8.10 Curva II Etapa frac Pozo 1878

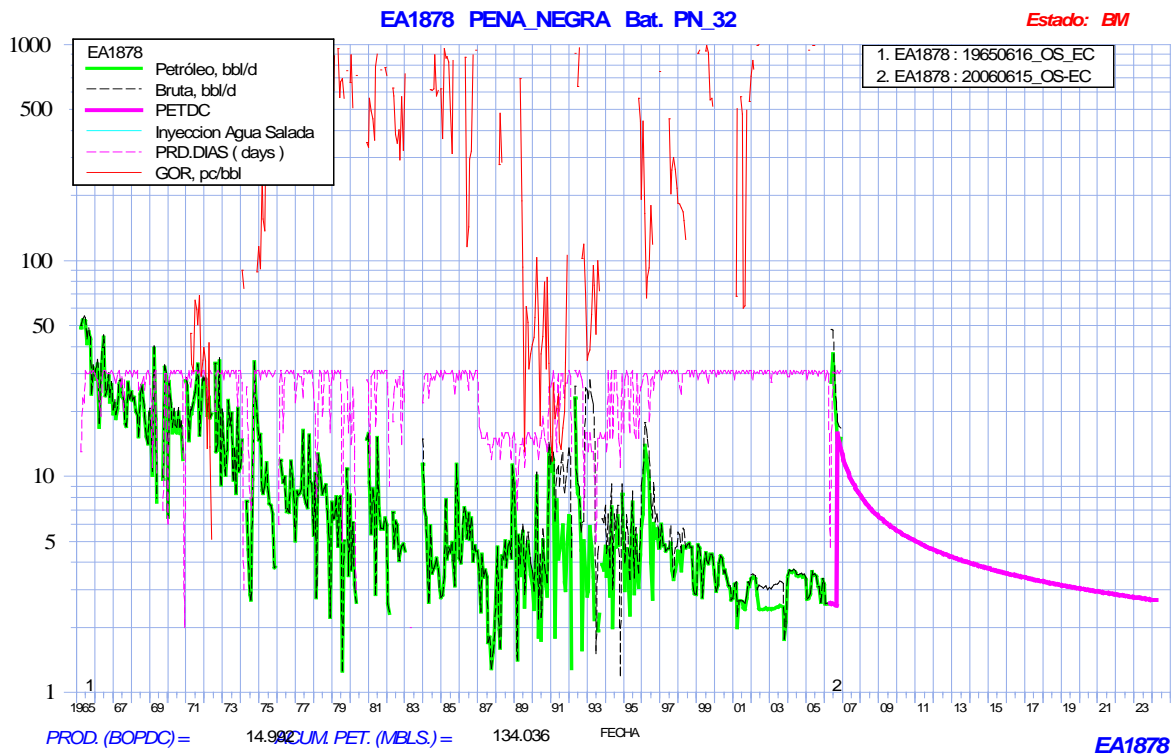
**POZO 1878PN**  
**FM ECH CB 2911-2992 FT**



PETROBRAS ENERGIA

June 13, 2006

**Fig. 8.11 Curva III Etapa frac Pozo 1878**



PROD. (BOPDC)= 14.992 CUM. PET. (MBS.)= 134.036

EA1878

**Fig. 8.12 Curva Producción Pozo 1878**



Fig. 8.13 Cantera de arena nacional



Fig. 8.14 muestra de arena nacional

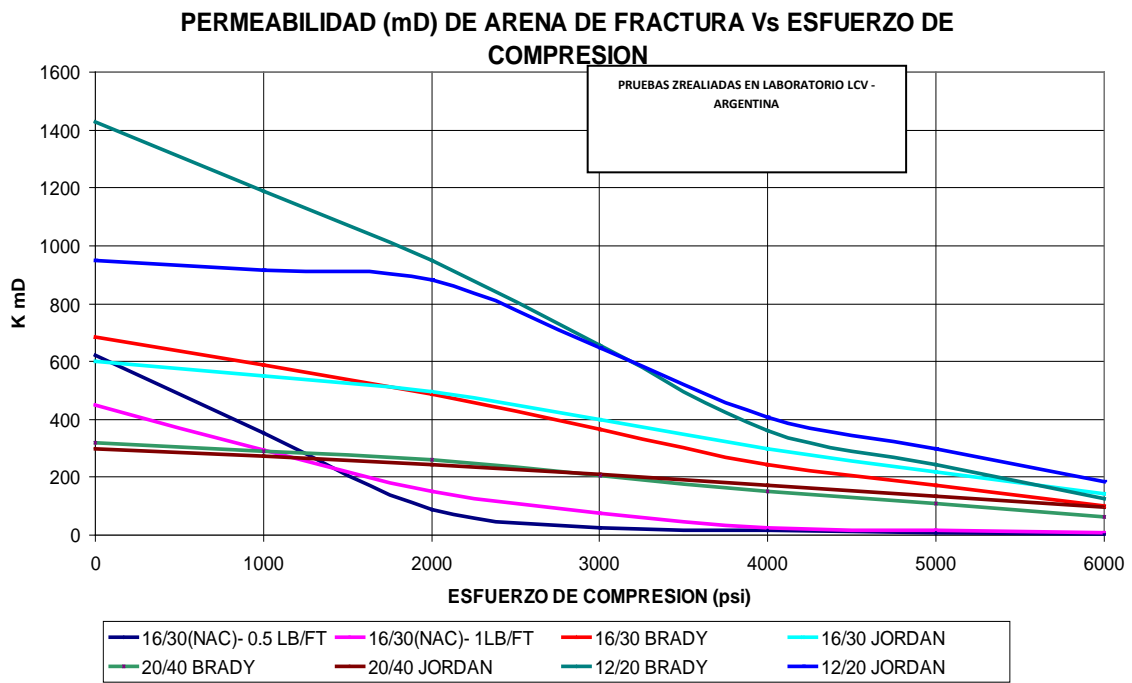


Fig. 8.15 Ensayos efectuados en muestra de arena



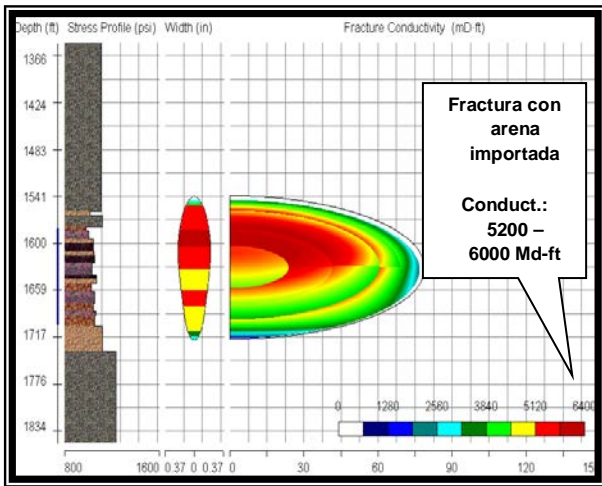


Fig. 8.16 fracturamiento con arena importada

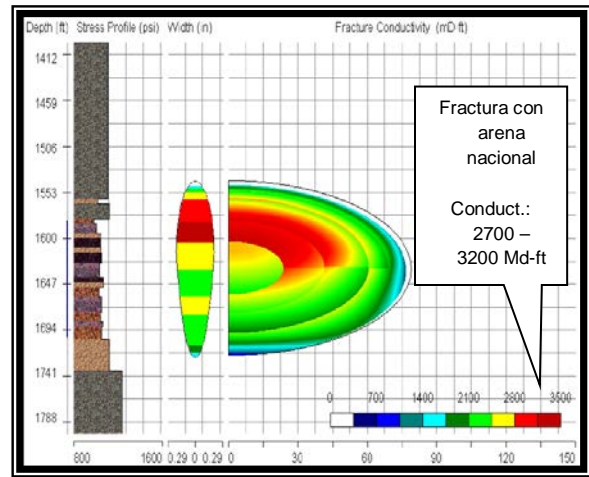


Fig. 8.17 fracturamiento con arena nacional

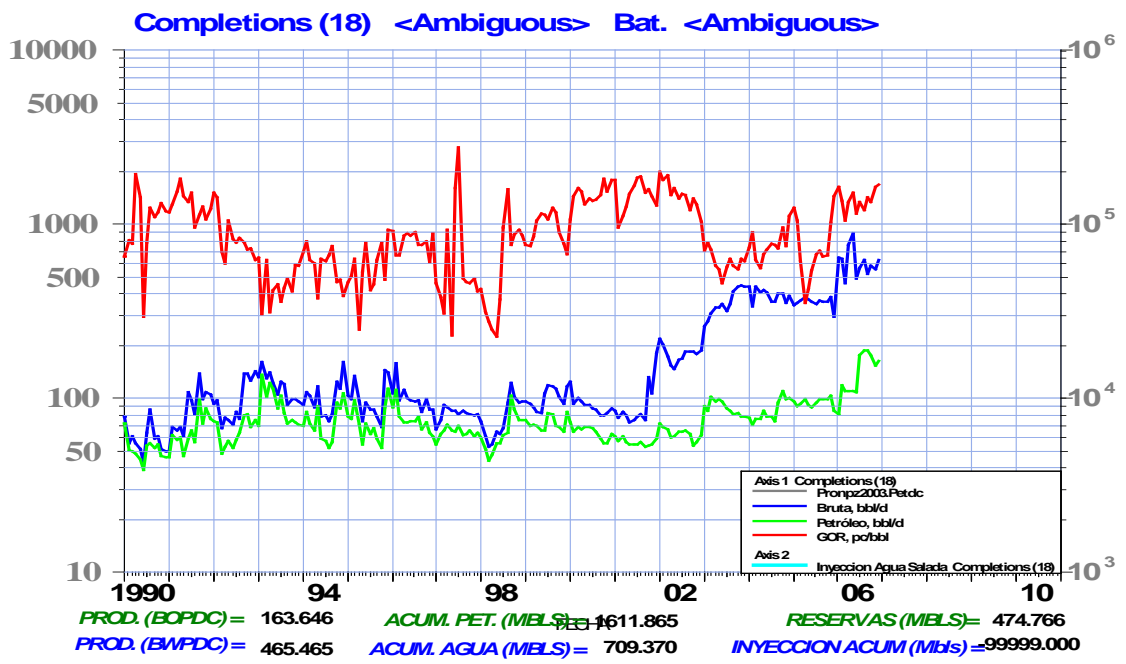


Fig. 8.18 Curva Producción Pozos (18) fracturados con arena nacional



Fig. 8.19 Comportamiento productivo Frac con agente de sostén ultraligero, Pozo 7619 Taiman

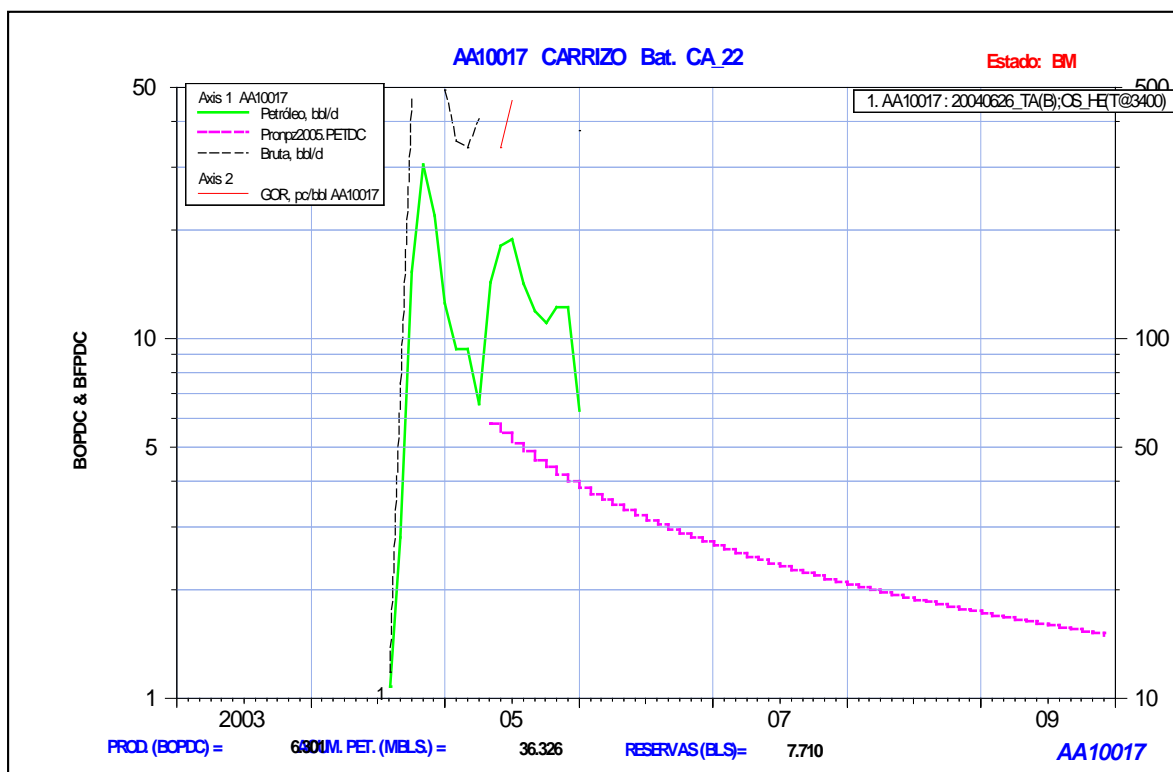


Fig. 8.20 Comportamiento productivo Frac con agente de sostén ultraligero, Pozo 10017 Carrizo

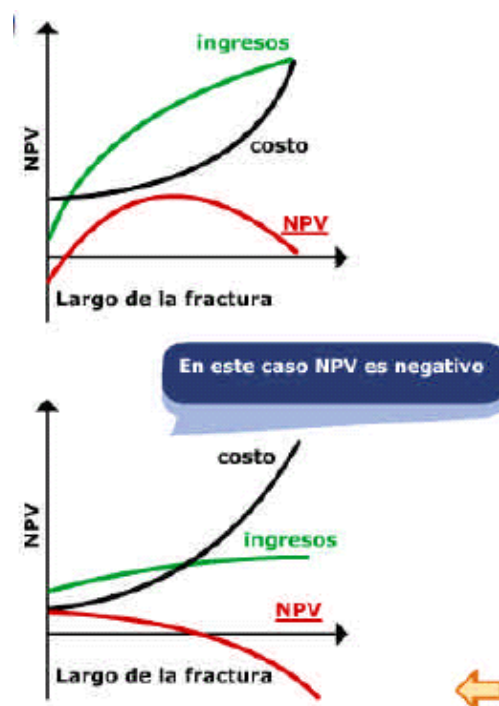
## CAPITULO IX: ANALISIS DE COSTOS

### 9.1 FRAC NET PRESENT VALUE

Hemos definido el potencial del reservorio a estimular. Ahora debemos volcar estos valores en un estudio económico. El objetivo es el de diseñar la fractura óptima (menor costo) para sacar el mayor potencial de la capa estudiada. El análisis económico puede ser realizado por el mismo simulador de fractura. Todos los simuladores del mercado permiten hacer estudios de sensibilidad para ver los efectos de diferentes geometrías y/o conductividad de fractura sobre la producción, considerando el ingreso adicional que se obtendría por la estimulación.

Es decir, se considera al pozo no fracturado versus el pozo fracturado, y se toma en consideración solamente la producción adicional. Lo que se determina es la ganancia neta, o Net Present Value (NPV). A mayor largo y conductividad de fractura el pozo producirá más y, como consecuencia el incremento de producción será mayor. Pero los costos de la fractura también crecen y de manera exponencial. Inicialmente, solamente la movilización del equipamiento genera ya un costo fijo, o sea el costo del equipo de RTP, el costo de mob/demob del equipo de fractura etc. A estos costos se adicionan los costos del tratamiento que se incrementan en función de los volúmenes de gel y de agente de

sostén bombeados. Un candidato a fracturar debe mostrar un valor positivo de NPV, y el valor máximo del NPV determinará la longitud de fracturar para la cual se diseñará. Si de este ingreso por producción adicional se deducen los costos totales de la operación, tenemos la ganancia. Cuando se grafica esta ganancia versus la longitud de la fractura (u otro parámetro) se observe que la ganancia llega hasta un máximo y empieza a disminuir. Este máximo representa la fractura que queremos hacer. Cuidado que hay casos donde cualquier tratamiento que se haga resultará en una pérdida de dinero y no deberán realizarse.



## 9.2 Costo de un Refracturamiento.

SERVICIO DE ESTIMULACIÓN						
BASE:	EL ALTO	POZO:		YACIMIENTO:		AREA: LOTE X
COMPAÑÍA:	PETROBRAS ENERGÍA PERÚ S.A.		CONTRATISTA	11:00	IMPUTACIÓN:	
OPERACIÓN REALIZADA						
FRACTURA-CONVENCIONAL		SA-GEL MAX BC# 25#		1ERA ETAPA		
Diám. Tubing	N.A.	Diám. Casing	5 1/2"	Prof. Packer	N.A.	Fondo/Tapón 4435 ft
Punzados (TVD)	4261 ft	4309 ft		Formación	OSTREA "PN"	
ITEM	DESCRIPCION		CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
	1ERA ETAPA	SERVICIOS DE ESTIMULAC	1	C	7.100,00	7.100,00
		SERVICIO POR MANIPULEO DE ARENA	0	Sx	3,41	0,00
		INYECTOR DE BOLAS	0	Unidad	818,30	0,00
					<b>U.S.\$</b>	<b>7.100,00</b>
PRODUCTOS						
ITEM	DESCRIPCION		CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
		ARENA IMP. MARRÓN 16/30	334	Sx	27,50	9.185,00
		Vol. Inyect. Lineal 25 Lb/Mgal	0	Gln	0,230	0,00
		Vol. Inyect. Crosslink. 25 Lb/Mgal	14.692	Gln	0,290	4.260,68
		Vol. Inyect. Salmuera	6.468	Gln	0,080	517,44
		Vol. Rem. Lineal. 25 Lb/Mgal	0	Gln	0,230	0,00
		Vol. Rem. Salmuera	0	Gln	0,080	0,00
					<b>U.S.\$</b>	<b>13.963,12</b>
MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCION		CANTIDAD	UNID. MEDIDA	PREC. UNIT	TOTAL
		BOLAS NYLON 7/8", 1.1 SG	0	Unidad	9,81	0,00
					<b>U.S.\$</b>	<b>0,00</b>
					<b>GRAN TOTAL, U.S.\$</b>	<b>21.063,12</b>

### 9.3 Análisis Económico.

Se realizó un análisis económico para monetizar los beneficios del refracturamiento hidráulico. Se estimaron los costos asociados por cada etapa de fracturamiento y por pozo, así como se calcularon los ingresos con un precio canasta base (US\$ 45/bbl), que incluye el descuento por regalías. Se encontró que la ganancia anual por pozo es al menos de unos 70000 US\$.

Incremento de la producción	400000 Bls
Pozos refracturados	37

#### Análisis Económico por pozo en un periodo de 6 años.

Costo por etapa	21063.12 US\$
Número de etapas estimuladas	3
Costo total estimulación	63189.36 US\$
Producción Petróleo	10810.8108 bls
Precio Canasta	45 US\$
Beneficio	486486.486 US\$
Ganancia neta	423297.126 US\$

#### Análisis Económico en un 1 año por pozo

Producción Petróleo	1801.8018 bls
Ganancia Neta	70549.5211 US\$

## CAPITULO X: CONCLUSIONES

- Los trabajos de refracturamiento han incrementado las reservas de hidrocarburos en el orden de los 400 MBO.
- No entrar a pozos ATA, porque la presión confinada, enmascara el efecto de la refractura, ponerlos en producción, evaluarlos y luego refracturarlos.
- Pruebas de presión tienen que tener mayor tiempo de duración, para ser confiables (especialmente en arenas de baja permeabilidad y semidepletadas).
- Pozos antiguos estimulados con perpac, son buenos candidatos para REFRAC, debido a que existen arenas no conectadas (se recomienda tomar neutrón compensado).
- Los mejores pozos candidatos para refrac, son aquellos que presentan múltiples reservorios, continuidad productiva, buena presión, bajo corte de agua y buena área para drenar.
- En el caso de la formación mogollón, evitar entrar a pozos con grandes acumuladas o evidencias de fisuras, debido a la depletación.
- En el caso del Miembro cabo blanco, evitar entrar a refracturar en pozos con grandes acumuladas debido al poco espesor.
- Es necesario hacer MINIFRAC en arenas que no se tomaron BHP.
- Los resultados obtenidos en los trabajos de refracturamiento, permiten ver con optimismo las oportunidades, para desarrollar reservas adicionales de hidrocarburos, en formaciones parcialmente drenadas en los pozos del Lote X.
- Las características de conductividad y permeabilidad generadas con el uso de arena nacional, es comparable con la arena importada malla 16/30, para ser usada en niveles de presión de cierre menores a 2000 psi.
- Los resultados productivos con este tipo de arena, son similares a los obtenidos con arena importada.
- El uso de arena nacional permitirá ahorros en los próximos 3 años de aproximadamente 750,000 US\$/año, mejorando la rentabilidad de los proyectos.
- El reuso de la arena de fracturamiento nos permite ahorro del orden de 120,000 US\$/año.
- Esta acción ha permitido reducir el impacto ambiental al no dejar este material en el campo.

**CAPITULO XI: BIBLIOGRAFIA**

- Identificación de arenas no drenadas en reservorios del Lote X: Una metodología usando time lapse”, INGEPET 2005 Lima Perú
- Luis Sánchez: “Uso de arena Nacional en trabajos de fracturamiento Lote X, Talara”, INGEPET 2005 Lima Perú.
- Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations (API RP 56).
- Stimulations Engineering Support Manual, Proppants, BJ, date 1996
- Petroleum Production Systems. Michael J. Economides A. Daniel Hill
- Unified Fracture Design. Michael Economides- Ronald Oligney