

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



**“OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO  
INCORPORANDO EL PARÁMETRO ADIMENSIONAL NUMERO DE PROPANTE Y  
SU APLICACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN COMPUTARIZADA”**

**TESIS**

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

**CARLOS EDER BILBAO ARAUCO**  
**FELIX PABLO CCOYLLO CONTRERAS**

**LIMA – PERÚ**  
**2009**

## **DEDICATORIA**

A Dios, por los seres más valiosos que me ha dado en la vida: mis padres, Victorino Bilbao y Lourdes Arauco. A ellos por su apoyo incondicional en cada momento y el ejemplo de vida que me legaron. A mis hermanos, familiares y amigos por los momentos vividos gracias a los cuales logré un desarrollo personal y profesional completo.

A la Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica; por brindarme a los excelentes catedráticos, fuente de inmensurable conocimiento.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Notación para el performance de la fractura.

Figura 2. Índice de productividad adimensional como función de la conductividad adimensional, con  $I_x$  como parámetro (Representación de McGuire-Sikora).

Figura 3. Índice de Índice de Productividad Adimensional en función de la conductividad adimensional de la fractura teniendo como parámetro el Número de propante menor a 0.1.

Figura 4. Índice de Productividad Adimensional en función de la conductividad adimensional de la fractura teniendo como parámetro el Número de propante mayor a 0.1

Figura 5. Índice de Productividad Adimensional en función del ratio de penetración teniendo como parámetro del número de propante menor a 0.1.

Figura 6. Índice de Productividad Adimensional en función del Ratio de Penetración Teniendo como parámetro el Número de Propante mayor a 0.1.

Figura 7. Índice de Productividad Adimensional Óptimo en función del Número de Propante.

Figura 8. Experimento de carga sobre un material en un eje

Figura 9. Perfil de fractura.

Figura 10. Modelos 2D de fractura – PKN, KGD, Radial.

Figura 11. Notación básica para el modelo diferencial de Perkins-Kern.

Figura 12. Análisis de presiones de Nolte-Smith

Figura 13. Conductividad de fractura para varias concentraciones de propante (20/40)

Figura 14. Conductividad de fractura para varios tipos de malla.

Figura 15. Conductividad de fractura para varios propantes.

Figura 16. Guía de selección del agente de sostén.

Figura 17. Poroelasticidad.

Figura 18. Daño en la cara de la fractura.

Figura 19. Zonas Invasadas por el fluido.

Figura 20. Step-up test.

Figura 21. Resultados de dos Step-down tests realizados en el mismo intervalo, antes y después del re-perforado.

Figura22. Elementos claves de la curva de presiones del minifrac.

Figura 23. Cálculo de la pérdida de filtrado basado en la presión neta.

## LISTA DE TABLAS

- Tabla 1. Flujo en un pozo vertical no dañado.
- Tabla 2. Interrelación de las propiedades de un Material Elástico Linear.
- Tabla 3. Ecuaciones constitutivas usadas en modelos reológicos.
- Tabla 4. Caída de presión y viscosidad newtoniana equivalente.
- Tabla 5. Soluciones para los modelos de fractura sin considerar pérdida de filtrado.
- Tabla 6. Tipos de fluidos croslinkados.
- Tabla 7. Aditivos de los fluidos de fractura.
- Tabla 8. Ruptores de fluidos de fractura.
- Tabla 9. Daño tolerado por invasión de fluido para Skin Cero.
- Tabla 10. Aproximación de la función  $g$  para diferentes exponentes  $\alpha$ .
- Tabla 11. Rigidez y constante alfa para los modelos de fractura.
- Tabla 12. Coeficiente de pérdida de filtrado y extensión de la fractura sin efecto de considerar el efecto de chorro.
- Tabla 13. Constantes  $a$  y  $b$  para la ecuación de Cooke.
- Tabla 14. Constantes  $a$  y  $b$  para la ecuación de de Penny y Jin.
- Tabla 15. Constantes  $a$  y  $b$  para la ecuación de Pursell.

## CONTENIDO

OBJETIVOS.....	5
INTRODUCCIÓN.....	6
TEXTO PRINCIPAL	
CAPÍTULO I: FUNDAMENTO TEÓRICO.....	7
1. FRACTURAMIENTO DEL POZO COMO MEDIO DE INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	7
1.1. Índice de productividad.....	8
1.2. Reservorio con un pozo fracturado.....	12
1.3. Número de propante.....	13
1.4. Índice de productividad adimensional óptimo.....	21
1.5. Efecto no-Darcy.....	23
2. TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO.....	25
2.1. Elasticidad lineal y mecánica de fractura.....	25
2.2. Mecánica del fluido de fractura.....	30
2.3. Pérdida de filtrado y balance de volumen en la fractura.....	34
2.3.1. Balance de materiales formal: Factor de distribución a tiempo de apertura.....	35
2.3.2. Aproximación ancho constante (Ecuación de Carter II).....	38
2.3.3. Aproximación de la ley de potencia para el crecimiento de la superficie.....	38
2.3.4. Modelos de Pérdida de Filtrado detallados.....	40
2.4. Geometrías de fractura básicas.....	41
2.4.1. Ecuación del Ancho de Fractura de Perkins-Kern (PKN).....	42
2.4.2. Ecuación del Ancho de Fractura de Khristianovich-Zheltow-Geertsma-deKlerk.....	45
2.4.3. Ecuación del Ancho de Fractura Radial (Penny Shapped).....	46
2.5. Definición de los diferentes tipos de presiones.....	48
3. MATERIALES DE FRACTURA.....	52
3.1. Fluidos de fractura.....	53
3.2. Aditivos del fluido.....	55
3.3. Agente de sostén.....	57
3.3.1. Cálculo del closure stress efectivo.....	60
3.4. Selección de material y conductividad de la fractura.....	63
3.4.1. Selección del agente sostén.....	63
3.4.2. Selección del fluido.....	64
3.4.2.1. Efecto del skin compuesto.....	65
3.4.2.2. Estudios paramétricos.....	67
3.4.2.3. Experimentos en la penetración del fluido de fractura.....	68

3.4.2.4. Fluidos de transporte visco elásticos.....	69
4. DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURA.....	70
4.1. Pruebas de diagnóstico previos al tratamiento.....	70
4.1.1. Microfrac.....	70
4.1.2. Step rate test.....	71
4.1.3. Minifrac.....	75
4.2. Diseño de tratamiento .....	83
4.2.1. Tiempo de bombeo.....	83
4.2.2. Programa de concentraciones del agente sostén.....	84
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	86
5.1. Costos del Fracturamiento.....	87
5.1.1. Costos independientes al tamaño de tratamiento.....	87
5.1.2. Costos dependientes al tamaño del tratamiento.....	87
5.2. NPV como parámetro de diseño de optimización de la fractura.....	88
5.3. Sensibilidad económica a la permeabilidad de la formación y al efecto skin.....	88
CAPÍTULO II: ALGORITMOS Y PROGRAMACIÓN.....	91
6. ALGORITMO PARA EL DISEÑO DE LA FRACTURA PARA POZOS DE PETRÓLEO.....	91
6.1. Algoritmo incorporando los efectos de daño de gel.....	91
6.1.1. Datos del reservorio.....	93
6.1.2. Datos de arena.....	93
6.1.3. Datos del fluido de fractura.....	94
6.1.4. Daño de Gel.....	94
6.1.5. Determinar permeabilidad efectiva de la fractura.....	95
6.1.6. Determinar el número de propante.....	96
6.1.7. Índice de productividad adimensional óptimo.....	96
6.1.8. Cálculo del ancho y largo óptimo.....	96
6.1.9. Cálculo de la producción.....	97
6.1.10. Tratamiento de la fractura.....	97
6.1.11. Ingresos.....	98
6.1.12. Costos.....	98
6.1.13. NPV.....	98
6.1.14. NPV vs Número de propante.....	98
7. ALGORITMO PARA EL DISEÑO DE LA FRACTURA PARA POZOS DE GAS.....	99
7.1. Algoritmo incorporando los efectos de daño de gel y efectos no Darcy.....	99
7.1.1. Flujo no darcy.....	100
7.1.2. Correlaciones $\beta$ típicas.....	101
8. SIMULACIÓN.....	103
8.1. Simulador estándar.....	103

CAPÍTULO III: APLICACIÓN PARA POZOS DE PETRÓLEO.....	105
9. DISEÑO DE LA FRACTURA.....	105
10. EVALUACIÓN DE LA FRACTURA.....	107
CAPÍTULO IV: CONSIDERACIONES FINALES.....	109
11. CONCLUSIONES.....	109
12. RECOMENDACIONES.....	109
BIBLIOGRAFÍA.....	110
ANEXOS.....	111



## OBJETIVO

El principal objetivo de la investigación es desarrollar un algoritmo mediante el cual podamos calcular y diseñar los parámetros de un tratamiento de fracturamiento hidráulico óptimo, teniendo en consideración el análisis de ingeniería y la valuación económica del tratamiento.

Como objetivo secundarios tenemos:

Mostrar una revisión de la teoría de fracturamiento hidráulico, orientado a la optimización, que se ha desarrollado hasta la actualidad.

Promover nuevas formas de parametrización de optimización en los diseños de fracturamiento hidráulico.

Diseñar una hoja de cálculo que facilite la obtención de resultados numéricos.

## INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico es una técnica usada para: 1) permitir una migración de petróleo o gas natural con mayor libertad hacia el pozo productor mediante la generación de un canal conductivo en la roca de la formación; o 2) para inyectar fluidos con mayor facilidad hacia la formación en un pozo inyector. Esta técnica se usa desde la década de 1940 y ha sido desde entonces constantemente mejorada.

El fracturamiento hidráulico involucra la inyección de fluido a la formación a presiones que son suficientemente altas para quebrar/fracturar la formación. Para mantener la fractura abierta que se generó, después de la presión de inyección, es necesario utilizar material granulado, al cual se le denomina "propante" o "agente de sostén", estos varían desde arena natural hasta materiales sintéticos, los cuales son transportados dentro de la fractura generada por medio de un fluido el cual posee las características necesarias para este fin.

La principal discusión que siempre se genera al momento de realizar un fracturamiento hidráulico es que si el tratamiento realizado nos dará los resultados esperados y si los volúmenes de tratamiento son los adecuados. En el presente trabajo describiremos una metodología con la cual podremos optimizar el los diseños de ingeniería, para ello hemos incluido el parámetro de Número de Propante, con el cual podremos determinar los volúmenes de tratamientos deseados.

El trabajo de investigación consta de 4 capítulos en los cuales describiremos: el marco teórico, el algoritmo de optimización, aplicación y consideraciones finales.

## CAPÍTULO I:

### FUNDAMENTO TEÓRICO

#### 1. FRACTURAMIENTO DEL POZO COMO MEDIO DE INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

El objetivo principal del fracturamiento hidráulico es incrementar la productividad del pozo ( $J$ ), mediante la remoción del daño ("skin") en la vecindad del pozo ("wellbore"), superponiendo un canal conductivo en la formación. El incremento de la productividad puede bien incrementar el rate de producción o disminuir el diferencial de presiones ("drawdown"). No hay mayor necesidad de explicar los beneficios del incremento del rate de producción; sin embargo, los beneficios de la disminución del drawdown son menos obvios, pero se muestran en la reducción de la producción de arena, evitando la conificación de agua y/o elevando el equilibrio de fases en las cercanías del pozo para reducir la liberación de gas o evitar la formación de condensados. [1]

En el caso de pozos inyectores el objetivo, del fracturamiento hidráulico, es lograr un incremento en el rate de inyección, y una reducción del diferencial de presión al momento de la inyección.

Para un mejor entendimiento de cómo el fracturamiento incrementa el valor de la productividad, presentamos a continuación conceptos básicos de Ingeniería de Producción e Ingeniería de Reservorios.

1.1. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Cuando nos referimos a índice de productividad lo que viene a la mente es la relación que existe entre el rate de producción y la fuerza del mecanismo de impulsión (drawdown) [2]. Esta relación puede ser expresada mediante la siguiente ecuación:

$q = J \Delta P$ ..... (1)

Donde la "constante" de proporcionalidad *J* es el índice de productividad (PI). Durante el periodo de su vida productiva, un pozo está sujeto a varios cambios en sus condiciones de flujo, pero las idealizaciones más importantes son:

Rate de producción constante

$\Delta p = \frac{141.2 \mu q B}{kh} P_D$ ..... (2)

Siendo *P<sub>D</sub>* la presión adimensional.

Drawdown constante.

$q = \frac{1}{141.2} \frac{kh \Delta p}{B \mu} q_D$ ..... (3)

Sien *q<sub>D</sub>* el caudal adimensional.

Donde *k* es la permeabilidad de la formación, *h* es el espesor de la arena neta petrolífera del reservorio, *μ*. es la viscosidad del fluido y *B* es el factor de volumen de

formación. Ni el rate de producción ( $q$ ), ni el drawdown ( $\Delta p$ ) son especificados. Por lo tanto, son usados para definir las variables adimensionales. En la **Tabla 1** encontramos una lista de algunas de las soluciones más conocidas de la ecuación de la difusividad para el caso de flujo radial. [1]

Régimen de flujo	$\Delta p$	$p_D (\approx 1/q_D)$
Transiente (infinite acting)	$p_i - p_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left( -\frac{1}{4t_D} \right)$ , donde $t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2}$
Estado estable	$p_e - p_{wf}$	$p_D = \ln(r_e / r_w)$
Estado pseudo estable	$\bar{p} - p_{wf}$	$p_D = \ln(0.472 \cdot r_e / r_w)$

**Tabla 1. Flujo en un pozo vertical no dañado**

A causa de la naturaleza del flujo radial, la mayor pérdida de presión ocurrirá en las cercanías del pozo (near "wellbore"), y cualquier presencia de daño en esta región representará un gran incremento de la pérdida de presión. El impacto del daño en las cercanías del pozo puede ser representado por el factor skin ( $s$ ), el cual será añadido a la presión adimensional en la fórmula del índice de productividad (PI).

$$J = \frac{q}{\Delta p} = \frac{1}{141.2} \frac{kh}{B\mu(p_D + s)} \quad (4)$$

El daño ("skin"), es otra idealización que envuelve aspectos de mayor importancia del daño en las cercanías del pozo. La **ecuación (4)** nos muestra que el skin es proporcional a la caída de presión y además para un factor skin positivo habrá una restricción de flujo, lo que se manifiesta en una reducción del rate de producción. El valor positivo del skin se puede dar a causa de diferentes factores. Uno de los mayores componentes del *efecto skin total* es el skin por daño, el que puede resultar de las

operaciones de perforación, completación o workover de un pozo. Otro componente del *efecto skin total* es el skin mecánico, el cual puede estar dado por una completación parcial, por el ángulo de inclinación del pozo ("slant") y/o por el efecto skin generado en los perforados. Los efectos skin que son dependientes colectivamente del rate y de la fase son clasificados como "pseudo-skin"

Al contrario del skin positivo, el factor skin negativo implica que la caída de presión en las cercanías de la cara del pozo será menor a la que se podría esperar bajo condiciones normales de flujo (daño cero), por lo que, el efecto negativo en el skin se traducirá en un incremento en la productividad del pozo.

El fracturamiento hidráulico es uno método para poder conseguir una mejora del efecto skin (factor skin negativo). Idealmente, el fracturamiento hidráulico crea canal de alta permeabilidad, conectando la formación con el pozo; por tanto, evitando ("bypaseando") el daño en las cercanías del pozo [3].

Para el caso de diseño de fractura usaremos el Índice de Productividad adimensional para un flujo en estado pseudo-estable.

$$\boxed{J = \frac{q}{p - p_{wf}} = \frac{1}{141.2} \frac{kh}{B\mu} J_D} \dots\dots\dots (5)$$

Donde  $J_D$  es llamado Índice de Productividad Adimensional.

Para un pozo localizado en el centro de un área de drenaje circular, el índice de productividad adimensional para flujo en estado pseudo estable se reduce a:

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[ \frac{0.472r_e}{r_w} \right] + s} \dots\dots\dots (6)$$

En el caso de una fractura empacada, hay varias maneras de incorporar el efecto de estimulación en el índice de productividad. Uno de ellos puede ser usando el concepto de pseudo skin

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[ \frac{0.472r_e}{r_w} \right] + s_f} \dots\dots\dots (7)$$

O el concepto de radio del wellbore equivalente.

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[ \frac{0.472r_e}{r'_w} \right]} \dots\dots\dots (8)$$

O simplemente uno puede brindar el valor del índice de productividad adimensional como función de los parámetros de fractura.

$$J_D = \text{función de la geometría de drenaje-volumen y parámetros de fractura} \dots\dots\dots (9)$$

Cualquiera de las tres opciones nos llevan al mismo resultado (si se han realizado en términos coherentes) la última opción es la más conveniente, especialmente si se desea considerar pozos fracturados con áreas de drenaje más generales (no necesariamente radiales).

## 1.2. RESERVORIO CON UN POZO FRACTURADO

Consideremos que:

- La penetración vertical de la fractura abarcara todo el intervalo productivo el cual tiene un espesor  $h$ , como se muestra en la Figura 1.
- El área de drenaje no es circular ni rectangular, sin embargo, para muchas formas de drenaje estas geometrías son aproximaciones razonables.
- Usaremos  $r_e$  o  $x_e$  a manera de conveniencia. La relación que se encuentra entre el área ( $A$ ), el radio de drenaje  $r_e$  y la longitud del lado de drenaje  $x_e$  esta dado por:

$$A = \pi r_e^2 = x_e^2 \dots\dots\dots (10)$$

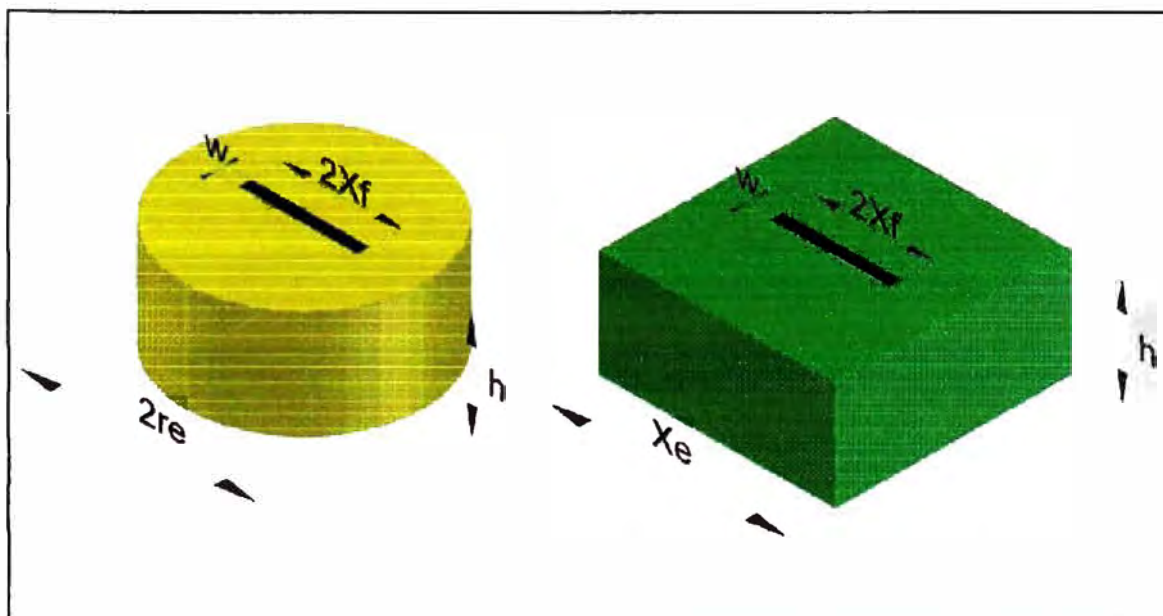


Figura 1. Notación para el performance de la fractura



Para un pozo vertical intersecando a una fractura rectangular vertical, que penetra totalmente desde el fondo hasta el tope del volumen de drenaje, se sabe que el performance depende del radio de penetración en la dirección  $x$ .

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \dots\dots\dots (11)$$

Y la conductividad adimensional de la fractura.

$$C_{JD} = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots (12)$$

Donde  $x_f$  es la mitad de la longitud de la fractura,  $x_e$  es la longitud del lado del área de drenaje cuadrada,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $k_f$  es la permeabilidad de la fractura y  $w$  es el promedio del ancho de fractura.

### 1.3. NUMERO DE PROPANTE

La clave para formular el problema de la optimización técnica de manera realista es darse cuenta que la penetración de la fractura y la conductividad adimensional de esta (a través de la fractura) dependen de la misma fuente: el volumen de la fractura empacada. Una vez que se establecieron las propiedades del reservorio y del agente sostén y se determinó la cantidad de agente sostén que se usará en la fractura, tenemos que realizar la estimación óptima entre la longitud y el ancho de fractura. El volumen de agente sostén determinará la restricción de estos dos números adimensionales. Para poder manipular esta restricción fácilmente, Economides y Valko introdujeron el concepto del Número de Propante Adimensional. [4]

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} \quad (13)$$

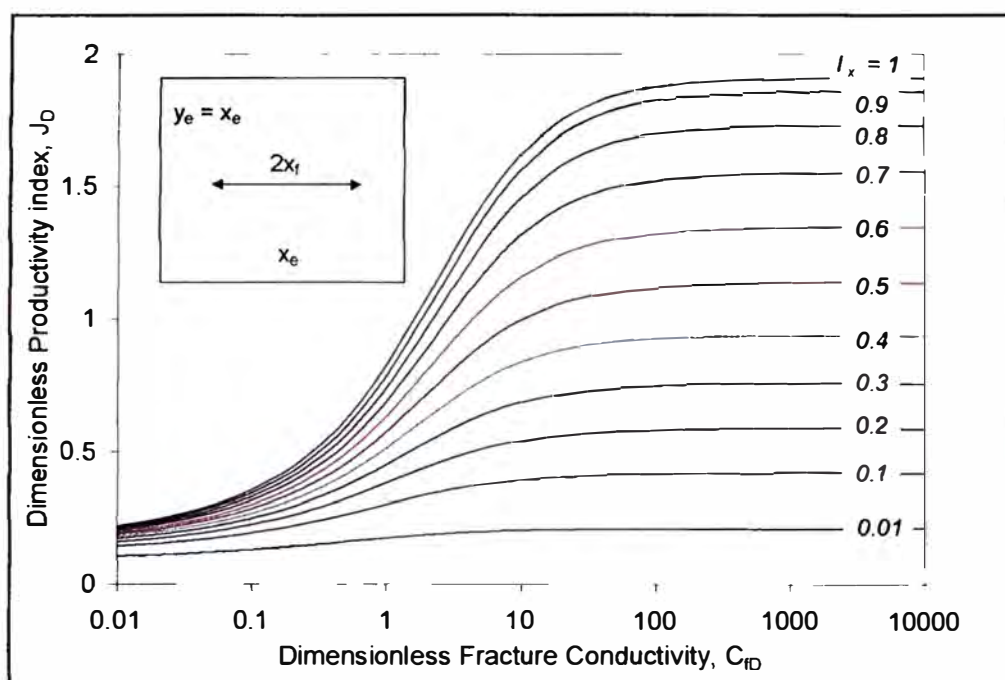
El número de propante como se definió en la **ecuación (13)** es la combinación de las dos ecuaciones adimensionales: Ratio de Penetración y la Conductividad Adimensional de la fractura, sustituyendo la definición de estos dos parámetros en la **ecuación (13)**, obtendremos:

$$N_{prop} = \left( \frac{2x_f}{x_e} \right)^2 \left( \frac{k_f w}{k x_f} \right) = \frac{4k_f x_f w}{k x_e^2} \cdot \left( \frac{h}{h} \right) = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} \quad (14)$$

Donde  $N_{prop}$  es el número de propante, adimensional;  $k_f$  es la permeabilidad efectiva de la fractura en md;  $k$  es la permeabilidad de la formación en md;  $V_{prop}$  es el volumen de agente sostén o propante que se inyecta en las dos alas de la fractura, pero que solo alcanza el espesor neto, incluido el volumen vacío entre los granos en  $ft^3$ ;  $V_{res}$  es el volumen del reservorio (se puede obtener de multiplicar el espesor neto por el área de drenaje) en  $ft^3$ .

El número de propante adimensional,  $N_{prop}$ , es de lejos el parámetro de mayor importancia en el diseño de fractura unificado.

En la **figura 2** se muestra  $J_D$  representado de la manera tradicional, como función de la conductividad adimensional de la fractura  $C_{fD}$ ; con  $I_x$  como parámetro.[5]



**Figura 2. Índice de productividad adimensional como función de la conductividad adimensional, con  $I_x$  como parámetro (Representación de McGuire-Sikora)**

Sin embargo, la **figura 2** no es de mucha ayuda para resolver un problema de optimización en el cual se tiene una cantidad de agente sostén dado. Para este propósito Economides y Valko [1] presentaron los mismos resultados, que se muestran en las **figuras 3 y 4**, pero ahora con el Número de Propante  $N_{prop}$  como parámetro. Las curvas individuales muestran los valores del índice de productividad adimensional  $J_D$  para un valor de la conductividad adimensional de la fractura dada, teniendo como parámetro al número de propante.

Como se puede observar en las **figuras 3 y 4**, para un valor dado del número de propante, el máximo valor del índice de productividad adimensional es alcanzado en un punto bien definido del valor de la conductividad adimensional de la fractura. La mejor relación que existe entre la longitud y el ancho de fractura es alcanzado en el valor en que la conductividad adimensional de la fractura es la que esta situada debajo de los picos de las curvas individuales del número de propante.

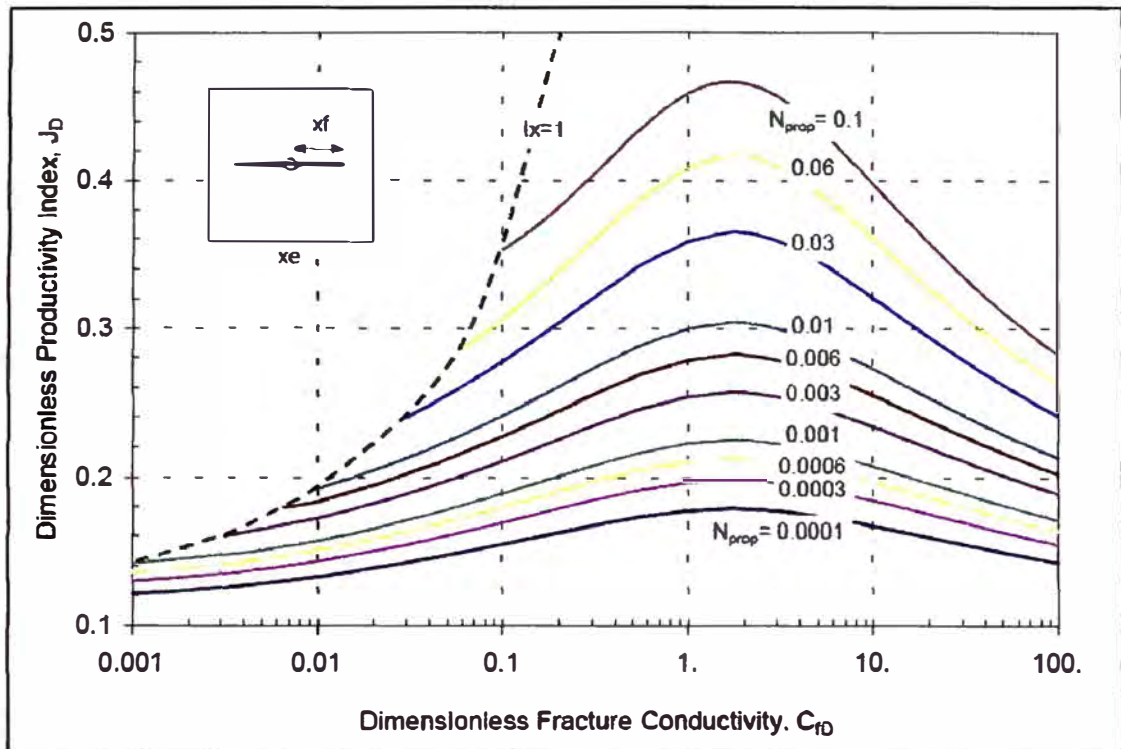


Figura 3. Índice de Índice de Productividad Adimensional en función de la conductividad adimensional de la fractura teniendo como parámetro el Número de propante menor a 0.1

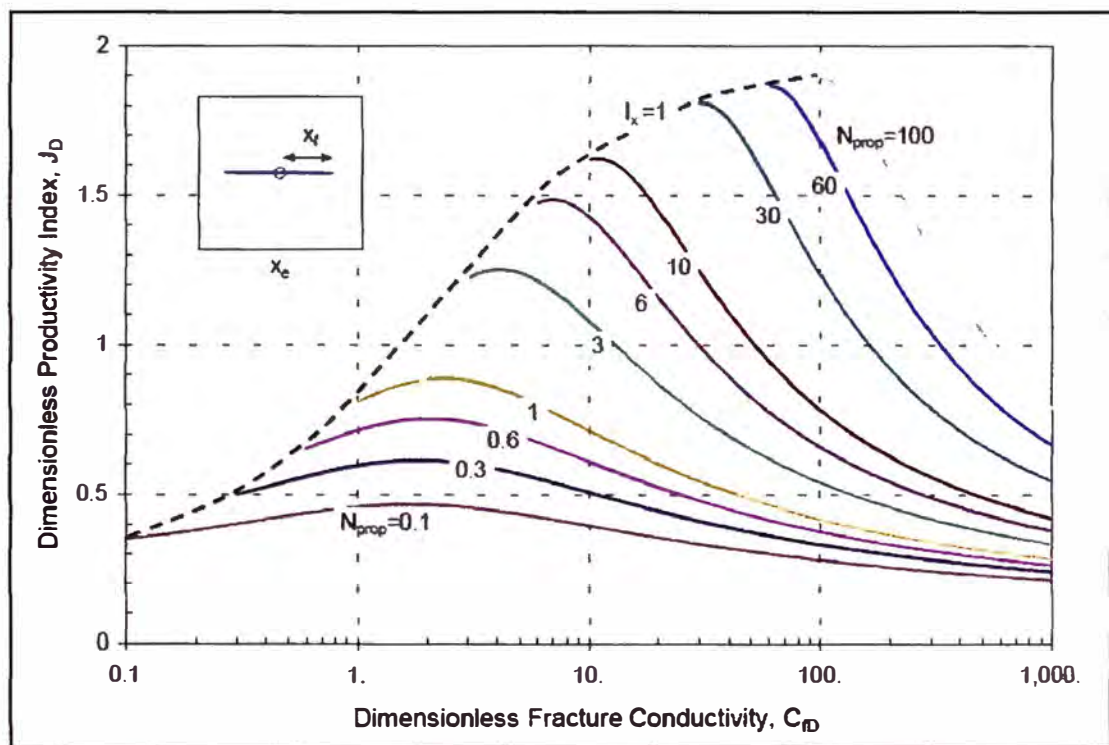


Figura 4. Índice de Productividad Adimensional en función de la conductividad adimensional de la fractura teniendo como parámetro el Número de propante mayor a 0.1

De estas figuras podemos observar que para el número de propante menor a 0.1, la relación óptima ocurre cuando  $C_{FD}$  es igual 1.6. Cuando el volumen empacado se incrementa, la relación óptima ocurre a conductividades adimensionales de fractura más grandes, simplemente porque la penetración adimensional no puede exceder la unidad (por ejemplo, una vez que la fractura alcanza el límite del reservorio, el agente sostén se posicionará en el ancho de la fractura). Este efecto se puede observar en la **figura 4**, así como el máximo valor del índice de productividad alcanzable es 1.909. El máximo valor del IP, el cual es  $6/\pi$ , es el índice de productividad correspondiente a un flujo linear perfecto en un reservorio cuadrado.

En formaciones de mediana y alta permeabilidad (arriba de 50md), es casi imposible alcanzar un número de propante mayor a 0.1. Para tratamientos de empaquetamiento ("Frac&Pac") los números de propante típicos varían entre 0.0001 y 0.01. En tal sentido, para formaciones de mediana y alta permeabilidad, el valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura será siempre  $C_{FD}=1.6$  [4].

Para reservorios de gas de baja permeabilidad, es posible alcanzar números de propante mayores, por lo menos en teoría. Al calcular números de propante para áreas de drenaje limitadas estos pueden ser tan altos como 1 a 10. Sin embargo, números de propante mayores a 1 pueden ser difíciles de conseguir. Para tratamientos grandes, el agente sostén puede incrementar la altura de la fractura, sin alcanzar el área de drenaje deseado [1].

La situación es más compleja para un solo pozo en un área de drenaje grande. En este caso, una (hipotética) longitud de fractura larga, tiende a incrementar el volumen drenado del reservorio, y el número de propante disminuye. Finalmente, una longitud de fractura larga es beneficiosa, pero el número de propante alcanzado se mantiene limitado.

En realidad, aun tratar de conseguir números de propante que sean mayores a 1 es algo difícil. Es más, para un número de propante grande, el óptimo  $C_{FD}$  determina un radio de penetración óptima cercana a la unidad. Esto puede ser fácilmente visto en la **figura 5** [6], donde el radio de penetración es mostrado en el eje x. Para colocar el agente sostén "de pared a pared" mientras se mantiene este dentro del volumen de drenaje se requiere una precisión en la operación de fractura que es prácticamente imposible de conseguir.

El máximo valor que se puede alcanzar con el índice de productividad adimensional para un valor de  $N_{prop} = 1$  es aproximadamente  $J_D = 0.9$ . El índice de productividad de un pozo vertical que no está dañado se encuentra entre 0.12 y 0.14, dependiendo del espaciamiento y el radio asumido del pozo. Por lo tanto, hay un máximo realista para las "veces de incremento" para el índice de productividad en un flujo de estado pseudo estable (para el caso de un factor skin igual a cero), por ejemplo, 0.9 dividido entre 0.13 es aproximadamente igual a 7, y no es probable que ocurra un mayor número de veces que este. Por supuesto, un mayor número de veces de incremento con respecto a un pozo dañado cuyo factor skin original sea grande y mayor a cero [1]

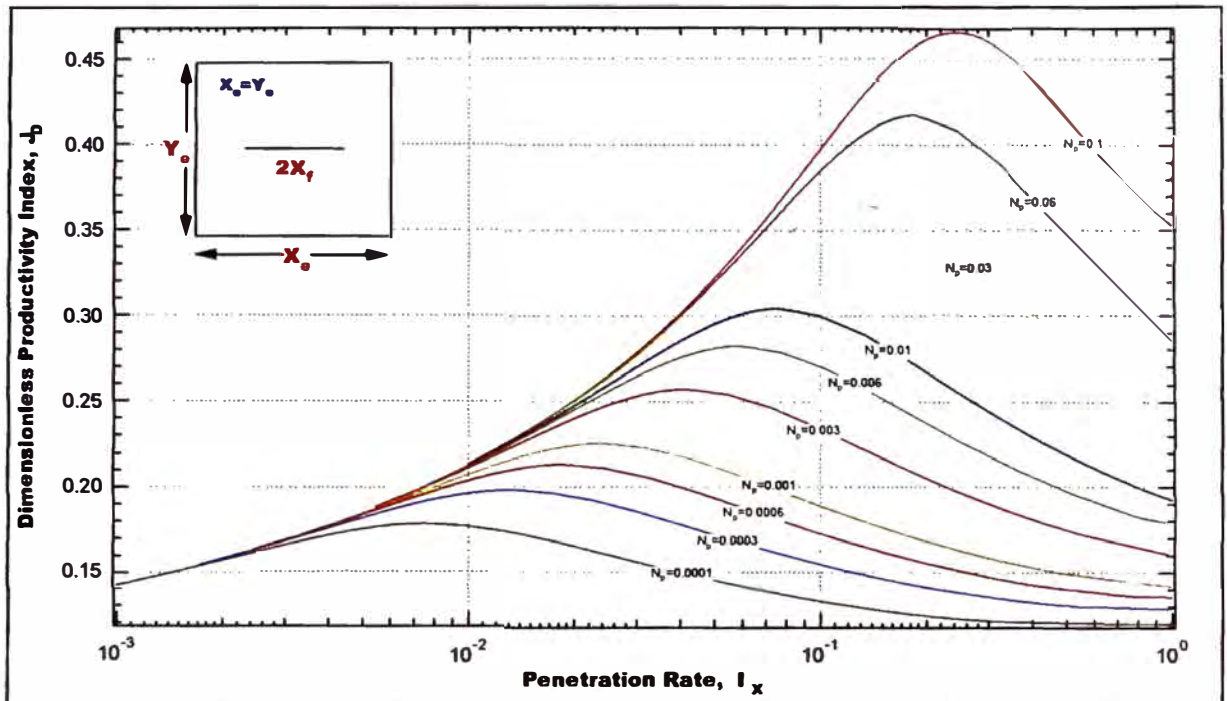


Figura 5. Índice de Productividad Adimensional en función del ratio de penetración teniendo como parámetro del número de propante menor a 0.1.

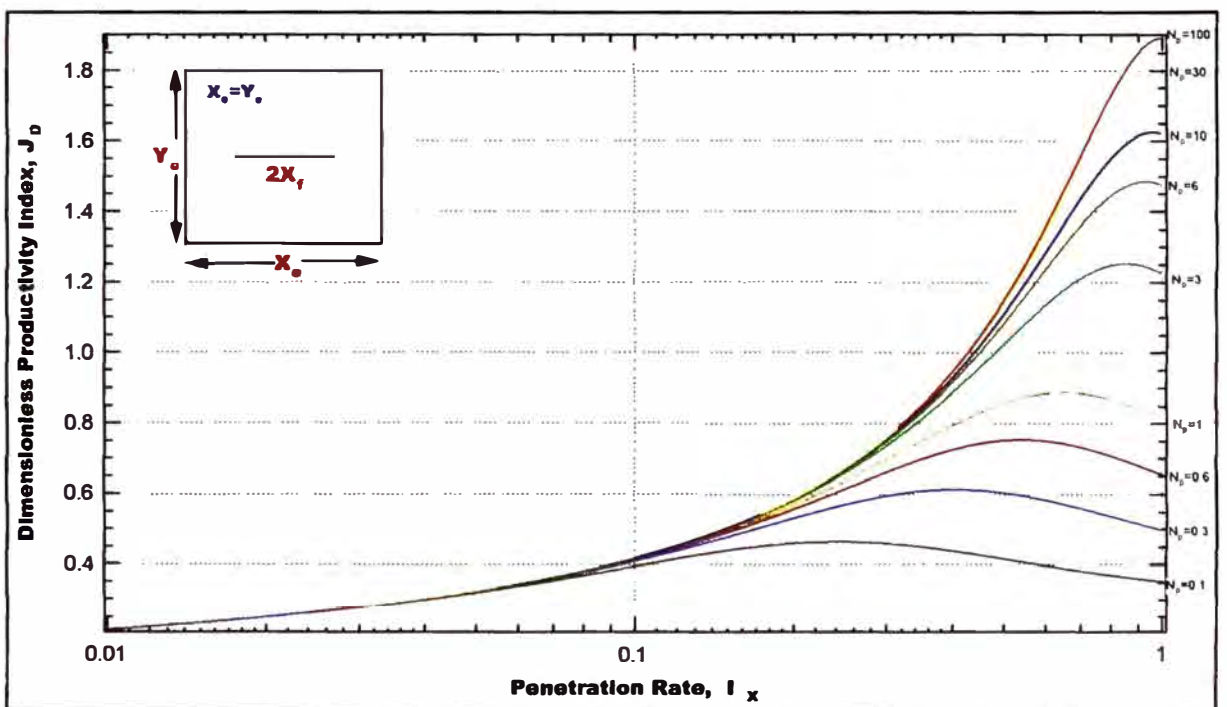


Figura 6. Índice de Productividad Adimensional en función del Ratio de Penetración Teniendo como parámetro el Número de Propante mayor a 0.1.

Otro mal entendido que con frecuencia ocurre es el relacionado al flujo en régimen transiente. Bajo un régimen de flujo transiente, el índice de productividad (y por tanto el rate de producción) es mayor con respecto al caso del estado pseudo-estable. Con esta aclaración cualitativa en mente, es fácil descartar el régimen de flujo en estado pseudo-estable para el proceso de optimización y tratar de alcanzar elevadas conductividades adimensionales en las fracturas y/o anticipar el incremento de la productividad en un incremento de varias veces su valor inicial. En realidad la existencia de un periodo de flujo transiente no cambia las conclusiones previas en las dimensiones óptimas. Los cálculos realizados por Economides muestran que no hay razón para creer que nos alejamos mucho de la relación óptima derivada del caso de estado pseudo estable, aun cuando se tiene al pozo produciendo en régimen de flujo transiente por un largo periodo de tiempo (por decir meses o hasta años) [1]. Por decirlo de una manera más sencilla, lo que es bueno para optimizar el diseño en flujo de estado pseudo estable, también lo es para el flujo transiente.

En la definición del número de propante,  $k_f$  es (o es el equivalente), a lo que muchas veces es llamado la permeabilidad efectiva del agente sostén empacado. Este parámetro es crucial en el diseño del tratamiento. Muchos simuladores actualmente proveen un valor nominal para los valores de  $k_f$  (proporcionado por el proveedor del agente sostén) y permite ser modificado o reducido por un factor que el usuario selecciona. El valor modificado de  $k_f$  es el que se debe emplear en el cálculo del número de propante.

Hay muchos factores por los cuales el valor de  $k_f$  es disminuido por debajo de su valor nominal y las razones principales son [7]:

- Alto valor del esfuerzo de cierre (Closure Stress) hace que ocurra la generación de finos ("crushing") del agente de sostén y esto a su vez causa



la reducción del tamaño, la uniformidad del grano y la porosidad del agente sostén.

- El daño ocasionado por los residuos del fluido de fractura.
- Y la alta velocidad con la que el fluido de producción pasa a través de la fractura hace que se generen los "efectos de flujo no Darcy", resultando en un incremento de la caída de presión, este fenómeno es significativo cuando tenemos producción de gas con presencia de líquido (agua o condensado).

Durante el diseño del tratamiento de fractura prestaremos bastante atención a la permeabilidad efectiva del propante empacado  $k_f$  y a la permeabilidad de la formación  $k$ . Conocer el contraste de permeabilidades efectivas es crucial, y no podemos substituirlo por un razonamiento cualitativo.

#### 1.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL ÓPTIMO

Bajo la asunción de un flujo en estado pseudo estable; Valko y Economides presentaron un esquema de optimización física para el diseño de fractura.

El máximo valor alcanzable para el índice de productividad adimensional está dado simplemente como función del número de propante [4].

$$J_{Dopt}(N_{prop}) = \begin{cases} \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln(N_{prop})} & si \cdot N_{prop} \leq 0.1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp \left[ \frac{0.423 - 0.311 N_{prop} - 0.089 (N_{prop})^2}{1 + 0.667 N_{prop} + 0.015 (N_{prop})^2} \right] & si \cdot N_{prop} > 0.1 \end{cases} \dots (15)$$

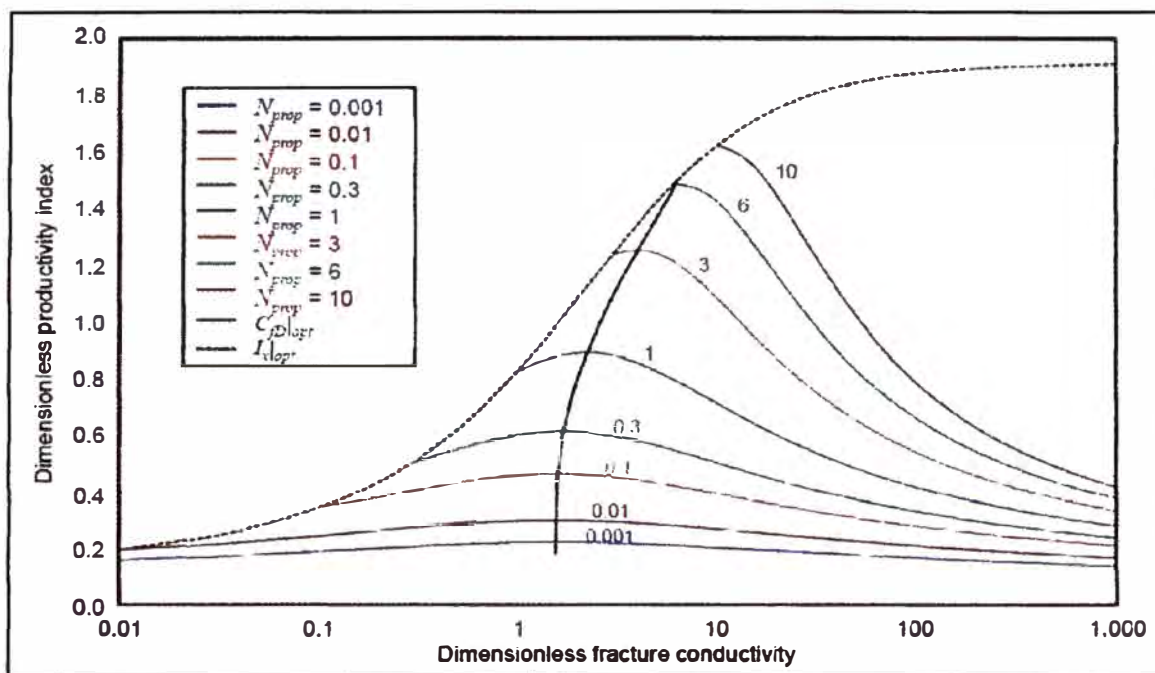


Figura 7. Índice de Productividad Adimensional Óptimo en función del Número de Propante

El valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura para números de propante bajos es 1.6. Para números de propante mayores o iguales a 10, la conductividad adimensional de la fractura alcanza el valor del número de propante, lo cual es esperado cuando el ratio de penetración es igual a 1 [8].

La correlación para el valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura en función del Número de Propante está dada según [4]:

$$C_{fDopt} = \begin{cases} 1.6 & \text{si } 0.1 < N_{prop} \\ 1.6 + \exp\left(\frac{-0.583 + 1.48N_{prop}}{1 + 0.142 \ln(N_{prop})}\right) & \text{si } 0.1 \leq N_{prop} \leq 10 \\ N_{prop} & \text{si } N_{prop} > 10 \end{cases} \quad (16)$$

Luego formulamos el problema de optimización estrictamente físico: ¿Cómo deberíamos seleccionar la longitud y el ancho de fractura adecuados? si el volumen

empaquetado de un ala de la fractura  $V_f = w \times h \times x$ , es dado como un valor restrictivo, y además deseamos maximizar el índice de productividad en un régimen de flujo en estado pseudo estable.

Para esto, asumiremos que el grosor de la formación, el radio de drenaje, la permeabilidad de la formación y de la fractura empacada son conocidos, y que la fractura alcanza verticalmente el espesor neto de la zona de interés ( $h = h$ ).

Economides y otros [4], conociendo el valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura  $C_{fDopt}$ , calcularon el ancho y la longitud de fractura óptimos según las siguientes ecuaciones:

$$w_{opt} = \left( \frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h} \right)^{1/2} \quad (17)$$

$$x_{fopt} = \left( \frac{k_f V_f}{C_{fDopt} k h} \right)^{1/2} \quad (18)$$

Donde  $V_f$  es el volumen de un ala de la fractura

### 1.5. EFECTO NO-DARCY

Es conocido que el performance de reservorios de gas de baja permeabilidad es disminuido significativamente por el efecto del flujo no-Darcy. En los pozos de gas que tengan fracturas de conductividad finita y que se encuentran produciendo a un rate elevado, el efecto de flujo no-Darcy se genera dentro de la fractura. Las altas caídas de presión en

presencia de altas velocidades de flujo se pueden reflejar en la turbulencia y la resistencia inercial [9].

Vincent descubrió que en el diseño de tratamientos de fracturas los efectos de flujo no-Darcy no solo se deben aplicar para pozos de alto rate; si no también estos efectos son significantes aun en pozos que son considerados de bajo rate por los estándares actuales de la industria. De acuerdo con Vincent, el ignorar estos efectos nos puede llevar a una predicción de producción equivocada, diseño de fractura por debajo de la óptima, y una selección inapropiada del tipo de agente sostén. Estos errores se reflejarán en pérdida de ingresos que pueden exceder los 2 millones de dólares por tratamiento de fractura para pozos típicos de petróleo y gas que se realizan en Norteamérica.

Richardson propuso una metodología para la optimización del diseño de fractura considerando los efectos del esfuerzo de cierre ("Closure stress"), temperatura, empotramiento, daño de gel, flujo no Darcy turbulento, y flujo no Darcy multifásico. La longitud de fractura óptima es seleccionada en base a un análisis económico del grafico de longitud de fractura versus en valor actual neto (NPV), y luego la conductividad de la fractura requerida es calculada para una conductividad de fractura adimensional de 30.

Barree, identificó que el agente sostén seleccionado es un factor clave para garantizar el éxito de la estimulación y el desarrollo del campo. El corrigió la conductividad del agente sostén para condiciones de campo mediante la consideración de los mecanismos de daño que pueden ocurrir durante la fractura y la producción. Finalmente, su simulación incluye los efectos del Closure stress, empotramiento, formación de la costra, y daño bruto debido al gel.

Lopez-Hernandez notaron que la metodología de Barree no abarcaba la confiabilidad de la estimación del factor  $\beta$  y sus efectos en los resultados. Por ello usaron la metodología del diseño de fractura unificado, el cual es basado en un nuevo numero adimensional

llamado *número de propante* para optimizar el diseño de la fractura hidráulica. Su enfoque puede ser aplicado también a situaciones en las que el efecto de flujo no Darcy en la fractura empacada o empaquetada es significativo. En su proyecto, evaluó las correlaciones  $\beta$  obtenidas de diferentes fuentes para varios tipos de agente sostén.

La metodología de Lopez- Hernandez es una manera fácil con la cual se puede resolver el problema de la fractura óptima. La metodología fue implementada en el diseño de 11 tratamientos de fractura de tres reservorios gas natural de baja permeabilidad en el sur de Texas. Los resultados mostraron que el diseño de fractura óptimo puede incrementar la producción esperada con respecto al diseño que asume el flujo Darcy a través de la fractura empacada.

Sin embargo, Lopez- Hernandez, hicieron poco para la aplicación de un método y un algoritmo para un práctico análisis de campo debido a la complejidad e inflexibilidad. Esta investigación desarrolla una página basada en el interfaz del usuario conectando con el reservorio y la base de datos del agente de sostén, lo que puede simplificar en gran medida el procedimiento de ingreso de datos y cálculos realizados, por lo tanto, haciendo el enfoque más valioso para su aplicación. También, más investigación de casos podría mejorar la viabilidad de la metodología.

## 2. TEORIA DE FRACTURAMIENTO

En este punto, resumiremos la teoría de fracturamiento hidráulico.

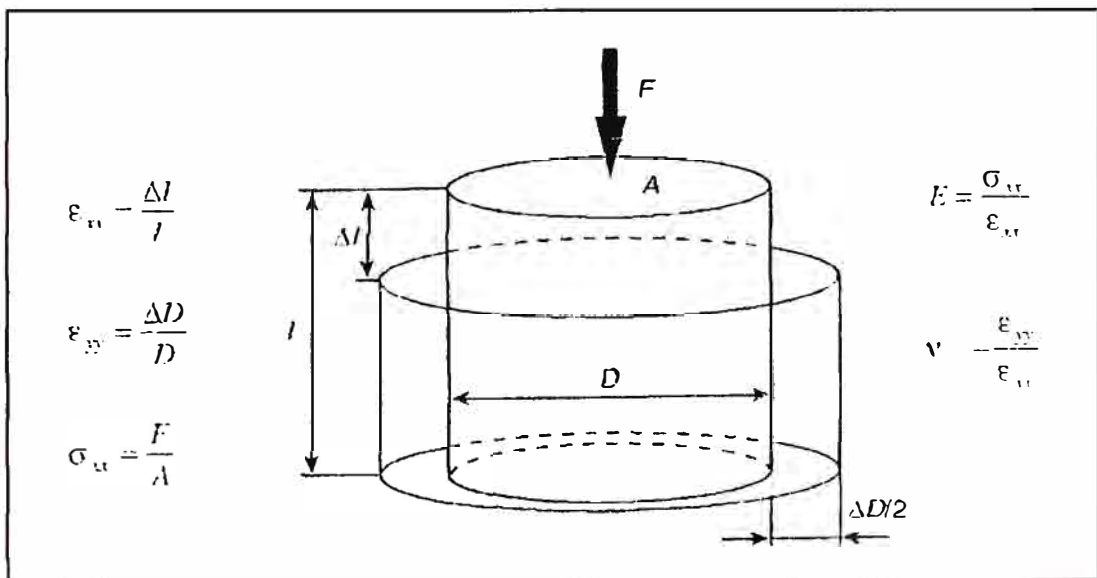
### 2.1. Elasticidad lineal y mecánica de fractura

La elasticidad implica cambios reversibles; sin embargo, la iniciación y propagación de una fractura significa que la roca de formación ha respondido de una manera inherentemente no-elástica, y un cambio irreversible ha ocurrido. Aun así, la elasticidad

lineal es una herramienta muy útil cuando se estudia las fracturas, por que los esfuerzos ("stresses") y deformaciones ("strains") ambos, pueden ser adecuadamente descritos por la teoría de elasticidad. Tal vez esta consideración no sea adecuada en la vecindad de la cara de la fractura y especialmente en la punta de la fractura [10].

Un material de elasticidad lineal es caracterizado por sus constantes de elasticidad que pueden ser determinados experimentalmente bajo cargas estáticas o dinámicas. Para un material isotrópico, en el cual las propiedades son independientes de la dirección, solo son suficientes dos constantes para describir su comportamiento.

En la **figura 8**, se hace la representación esquemática de un experimento estático con carga en un solo eje. Los dos parámetros obtenidos de este experimento son el modulo de Young ( $E$ ) y el ratio de Poisson ( $\nu$ ). Estos son calculados del estrés vertical ( $\sigma_{xx}$ ), deformación vertical ( $\epsilon_{xx}$ ) y la deformación horizontal ( $\epsilon_{yy}$ ).



**Figura 8. Experimento de carga sobre un material en un eje**

La **tabla 2** muestra la interrelación de estas constantes que comúnmente son más usadas en el fracturamiento hidráulico. El módulo de deformación de plano ( $E'$ ) es la única constante elástica que realmente se necesita en nuestras ecuaciones.

Requerido/Conocido	$E, \nu$	$G, \nu$	$E, G$
Modulo de corte, $G$	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	$G$	$G$
Modulo de Young, $E$	$E$	$2G(1+\nu)$	$E$
Ratio de Poison, $\nu$	$\nu$	$\nu$	$\frac{E - 2G}{2G}$
Modulo de deformación de plano, $E'$	$\frac{E}{1-\nu^2}$	$\frac{2G}{1-\nu}$	$\frac{4G^2}{4G - E}$

**Tabla 2. Interrelación de las propiedades de un Material Elástico Linear**

En la teoría de elasticidad linear, el concepto de *deformación de plano* es usado para reducir la dimensionalidad de un problema. Se asume que el cuerpo es infinito por lo menos en una dirección, y las fuerzas externas (si existiera alguna) son aplicadas paralelas a esta dirección ("Infinitamente repetido" en cada sección de cruce), en este caso, es obviamente intuitivo que el estado de deformación también se repite infinitamente.

La deformación de plano es una aproximación razonable en una descripción simplificada del fracturamiento hidráulico. La pregunta fundamental es como seleccionar el plano. Surgen dos posibles repuestas, y por tanto, esto ha dado lugar a dos enfoques de modelamiento del fracturamiento hidráulico. El estado de la deformación del plano fue asumido en el plano horizontal por Khristianovitch y Zheltov (1955) y por Geertma y Klerk (1969), mientras el plano de deformación en el plano vertical (perpendicular a la dirección de la propagación de la fractura) fue asumido por Perkins y Kern (1961) y Nordgren (1972).

Por lo general, en la bibliografía sobre fracturamiento hidráulico, el término Geometría "KGD" es usado para la asunción del plano de deformación horizontal y el término Geometría "PKN" es usado como un sustituto para la postulación del plano de deformación en el plano vertical.

Soluciones matemáticas exactas fueron desarrolladas para resolver el problema de fractura presurizada en el estado de plano de deformación. En particular, es bien sabido que la línea de fractura presurizada tiene un ancho con distribución de forma elíptica (Sneddon, 1973).

$$w(x) = \frac{4p_o}{E'} \sqrt{c^2 - x^2} \dots\dots\dots (19)$$

Donde  $x$  es la distancia del centro de la fractura,  $c$  es la longitud media (la distancia de la punta hacia el centro) y  $p_o$  es la presión constante ejercida en las caras de la fractura desde adentro. De la ecuación (19), el valor máximo del ancho se dará en el centro de la fractura y estará representada matemáticamente por:

$$w(x) = \frac{4cp_o}{E'} \dots\dots\dots (20)$$

Esto indica que la relación lineal se mantiene entre la fractura abierta inducida y la presión ejercida. Cuando el concepto de línea de fractura presurizada es aplicada a una situación real,  $p_o$  es sustituido por la presión neta,  $p_n$ , definido como la diferencia que existe entre la presión interna en la fractura (que abre la fractura) y el esfuerzo principal mínimo que actúa sobre la fractura (que trata de cerrar la fractura) (Hubbert y Willis, 1957; Haimson y Fairhurst, 1967).



La mecánica de fractura ha emergido de la observación de que alguna discontinuidad existente en un sólido deteriorará su habilidad para transmitir cargas. Un agujero (posiblemente pequeño) puede dar un incremento en la carga de esfuerzo local esto en comparación con los cuerpos que no tienen un agujero. Los altos esfuerzos, aun cuando son limitados a un área pequeña, pueden conducir a la ruptura del material. Por lo general, es conveniente observar las discontinuidades del material como concentradores de esfuerzos que incrementan localmente los esfuerzos presentes.

Se pueden distinguir dos casos principales. Si la forma de la discontinuidad es suave (por ejemplo una perforación circular en la formación), se tendrá que el esfuerzo máximo alrededor de la discontinuidad es mayor que el estrés innato de la formación por un factor finito, el cual dependerá de la geometría. Por ejemplo, el factor de concentración de esfuerzo para una perforación circular es tres.

La situación es diferente si se tienen bordes afilados, tal como en la punta de la fractura, de ahí el esfuerzo máximo en la punta de la fractura viene a ser infinita. En la mecánica de fractura se tiene que tratar con varias singularidades. Dos cargas diferentes (distribución de presiones) en la línea de fractura resulta en dos distribuciones de esfuerzos diferentes. En ambos casos se pueden producir esfuerzos infinitos en la punta de la fractura, pero el "nivel de infinidad" es diferente. Necesitamos una cantidad para cuantificar esta diferencia. Afortunadamente, todas las distribuciones de esfuerzos en la punta de la fractura son similares en el sentido que ellos decrecen de acuerdo a  $r^{-1/2}$ , donde  $r$  es la distancia desde la punta de la fractura. La cantidad usada para caracterizar el "nivel de infinidad" es el factor de intensidad de esfuerzo  $K_I$ , definido como múltiplo de la función  $r^{-1/2}$ . Para la idealización de la línea de fractura presurizada para un ala de la fractura,  $c$ , y la presión constante  $p_o$ , el factor de intensidad de esfuerzo esta dado por:

$$\boxed{K_I = p_o c^{1/2}} \dots\dots\dots (21)$$

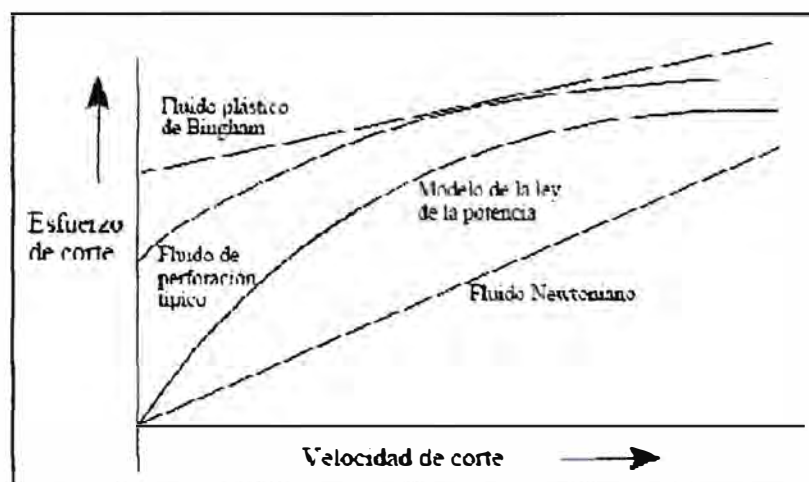
En otras palabras, el factor de intensidad de esfuerzo en la punta de la fractura es proporcional a la presión constante que abre la fractura y a la raíz cuadrada de la longitud de la fractura de un ala (dimensiones características).

De acuerdo al enunciado clave de la mecánica de fractura elástica lineal (LEFM, por sus siglas en inglés), para un material dado existe un valor crítico de  $K_{IC}$ , llamado dureza de la fractura "Toughness", si el factor de intensidad de esfuerzo en la punta de la fractura está por encima del valor crítico, la fractura se propagará, de otra forma la propagación de la fractura no se podrá dar. El Toughness es una cantidad útil para el cálculo seguro, cuando la única preocupación del ingeniero es evitar el fracturamiento. En la estimulación de pozos, donde el objetivo del ingeniero es propagar la fractura, esta definición ha encontrado algunas controversias porque predice que menos y menos esfuerzos son necesarios para propagar una fractura con incremento de extensión. A gran escala, sin embargo, ocurre lo contrario.

## 2.2. Mecánica del fluido de fractura

Para el caso de fracturamiento hidráulico, la propiedad más importante de los fluidos de fractura es la resistencia a fluir. La intensidad local de flujo es caracterizado por la velocidad de corte ( $\dot{\gamma}$ ), medido en 1/s y puede ser considerado como la relación de cambio de la velocidad con respecto a distancia entre dos placas que se deslizan. El esfuerzo que surge entre las dos placas es el esfuerzo de corte ( $\tau$ ), cuya definición es la fuerza por unidad de área (unidades en el SI, Pa). La relación funcional que existe entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte es la *Curva Reológica*. Esta información es necesaria para calcular la caída de presión debido al flujo en una situación dada, como flujo en tuberías o flujo entre placas paralelas.

La *viscosidad aparente* es definida como la relación que existe entre el esfuerzo y la velocidad de corte. Generalmente, la viscosidad aparente varía con la velocidad de corte, excepto en el caso de un fluido newtoniano (fluidos cuya viscosidad es constante). La Curva Reológica y la curva de viscosidad aparente contienen la misma información y se pueden usar de manera intercambiable. La **figura 7** muestra las curvas reológicas típicas y en la **tabla 3** listamos las ecuaciones comunes usados en la reología.



**Figura 7. Curvas reológicas típicas**

Ecuación	Tipo de Fluido
$\tau = \mu \dot{\gamma}$	Newtoniano
$\tau = K \dot{\gamma}^n$	Ley de potencia
$\tau = \tau_y + \mu_p \dot{\gamma}$	Bingham Plastic
$\tau = \tau_y + k \dot{\gamma}^n$	Yield power law

**Tabla 3. Ecuaciones constitutivas usadas en modelos reológicos.**

Los parámetros del modelo varían con la composición química, temperatura y, a una escala menor, otros factores incluidos el historial de corte. Para el caso de fluidos espumados se tendrán en cuenta otras características como la relación de gas y líquido.

Muchos geles de fractura exhiben una significativa pérdida de viscosidad con el incremento del esfuerzo de corte (shear thinning). El esquema que mejor se ajusta al

comportamiento del flujo de gel es la ley de potencia. El índice del comportamiento de flujo  $n$ , normalmente varía entre 0.3 y 0.6.

Todos los fluidos exhiben alguna viscosidad limitante finita a altas velocidades de corte. La acumulación de una viscosidad aparente elevada a bajo corte puede ser aproximada por la inclusión de un esfuerzo de cedencia para ciertos fluidos. Muchos fluidos demostraron que aparentan ser de comportamiento newtoniano a bajo esfuerzo de corte.

Varias de las investigaciones en reología se enfocan en la construcción de modelos más realistas de la viscosidad aparente que incorporen exitosamente cada una de las características previamente mencionadas así como el caso no lineal, efecto visco-elástico en relación del tiempo de un gel "crosslinkeado."

Un modelo reológico es usado para predecir las pérdidas por fricción de la presión (gradiente) asociado con la velocidad de flujo promedio del fluido en una geometría física dada. La ecuación de movimiento ha sido solucionada para modelos reológicos estandarizados en las geometrías más obvias (por ejemplo, flujo en tuberías, en espacio anular o en espacio reducido entre dos placas paralelas). La solución es presentada generalmente como una relación entre la velocidad lineal promedio (rate de flujo por unidad de área) y la caída de presión. Para los cálculos, es conveniente usar la viscosidad newtoniana equivalente ( $\mu_e$ ), que es la viscosidad que podría ser usada en la ecuación de un fluido newtoniano para obtener una caída de presión similar a la que se obtendría bajo las mismas condiciones de flujo. Mientras que la viscosidad aparente (a una velocidad de corte local dada) es la propiedad del fluido, la viscosidad equivalente depende también de la geometría de flujo y de la misma información que la solución de la caída de presión. Para modelos reológicos más complejos, no hay una forma única determinada para la solución de la ecuación de caída de presión o para la viscosidad newtoniana equivalente, y la solución de estas ecuaciones depende de métodos numéricos.

Para el caso de fracturamiento hidráulico se tiene un interés principal en el caso de flujo laminar en dos geometrías limitantes. **Slot flow**, ocurre en un canal de sección transversal rectangular cuando la relación entre el lado más corto y el lado más largo es extremadamente grande. **Ellipsoid flow** ocurre en una sección transversal elíptica con un AR (aspect ratio, relación entre diámetro mayor y menor) extremadamente largo. El primero corresponde a una geometría KGD y el segundo corresponde a una geometría PKN. En la **Tabla 4** se muestra las soluciones comunes usadas en el fracturamiento hidráulico para el cálculo de la caída de presión y la viscosidad equivalente newtoniana para los modelos reológicos de fluido newtoniano y ley de potencia. Con los dos tipos de geometría limitante.

La presión de ficción asociada con los fluidos de fractura bombeados a través de superficies y tuberías no se puede calcular de manera directa usando las correlaciones clásicas de flujo turbulento. Se tienen que aplicar relaciones especiales para considerar el fenómeno de reducción de arrastre causado por las largas cadenas de polímeros. El comportamiento reológico también juega un rol importante en la capacidad de transporte del agente sostén (Roodhart, 1985; Achara, 1986)

Modelo reológico	Newtoniano	Ley de potencia
	$\tau = \mu \dot{\gamma}$	$\tau = K \dot{\gamma}^n$
Slot Flow	$\frac{\Delta p}{L} = \frac{12 \mu u_{avg}}{w^2}$	$\mu_e = \frac{2^{n-1}}{3} \left( \frac{1+2n}{n} \right) K w^{1-n} u_{avg}^{n-1}$
Ellipsoid Flow	$\frac{\Delta p}{L} = \frac{16 \mu u_{avg}}{w_o^2}$	$\mu_e = \frac{2^{n-1}}{\pi} \left[ \frac{1+(\pi-1)n}{n} \right]^n K w_o^{1-n} u_{avg}^{n-1}$

**Tabla 4.** Caída de presión y viscosidad newtoniana equivalente.

### 2.3. Pérdida de filtrado y balance de volumen en la fractura

El polímero que se encuentra contenido en el fluido de fractura también tiene como función impedir la pérdida de filtrado del fluido de fractura hacia la formación. Este fenómeno es descrito como una continua acumulación de una capa delgada de polímero en la cara de la fractura ("Filter cake" o costra), el cual genera una resistencia al paso de fluido a través de la cara de la fractura hacia la formación, esta resistencia es cada vez mayor con respecto al tiempo. La pérdida de filtrado ("leakoff") es determinado por un sistema dual que no solo incluye la costra, si no también incluye las condiciones de flujo en el reservorio.

Una aproximación útil, descrita por Carter en 1957, es considerar el efecto combinado de diferentes fenómenos como las propiedades del material. De acuerdo a este concepto, la velocidad de pérdida de filtrado  $v_L$ , es dada por la ecuación 1 de Carter

$$v_L = \frac{C_L}{\sqrt{t}} \dots \dots \dots (22)$$

Donde  $C_L$  es el coeficiente de pérdida de filtrado, y  $t$  es el tiempo  $q$  transcurrido desde que se inicio el proceso de pérdida de filtrado. La ecuación de Carter de forma integrada es:

$$\frac{V_{Lost}}{A_L} = 2C_L \sqrt{t} + S_p \dots \dots \dots (23)$$

Donde  $V_{Lost}$ , es el fluido que pasa a través de la superficie  $A_L$  durante el periodo de tiempo desde el tiempo 0 hasta el tiempo  $t$ , la constante de integración  $S_p$ , es llamado coeficiente de pérdida de chorro ("spurt loss coefficient"). El cual puede ser considerado

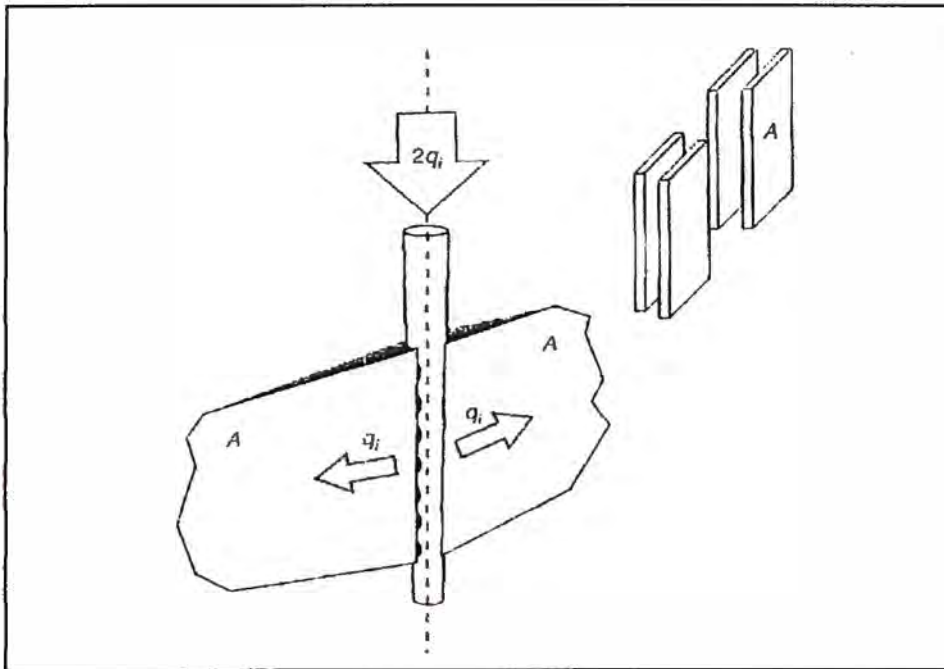
como el ancho del cuerpo del fluido que instantáneamente pasa a través de la superficie al inicio del proceso de pérdida de filtrado. Así mismo también se puede considerar a  $2C_L\sqrt{t}$  como el ancho de pérdida de filtrado. Los valores de  $C_L$  y  $S_p$  pueden ser determinados de experimentos de laboratorio o también de una evaluación de test de calibración del fracturamiento.

### 2.3.1. Balance de materiales formal: Factor de distribución a tiempo de apertura

Considerar que en el esquema de tratamiento de fractura que se muestra la **Figura 8**, el volumen  $V_i$  inyectado en un ala de la fractura durante un tiempo de inyección  $t_e$  consta de dos partes: el volumen de un ala de la fractura al final del bombeo ( $V_e$ ) y el volumen de la pérdida de filtrado. El subíndice "e" denota que una cantidad dada se comienza a medir o referenciar al final del bombeo. Y todas las variables son definidas con respecto a un ala. El área  $A_e$  denota el área de una cara de un ala de la fractura. La eficiencia del fluido  $\eta_e$  es definido como la fracción de fluido que queda en la fractura con respecto al total inyectado  $\eta_e = V_e / V_i$ . El ancho promedio  $\bar{w}$ , es definido por la relación  $V = A\bar{w}$ .

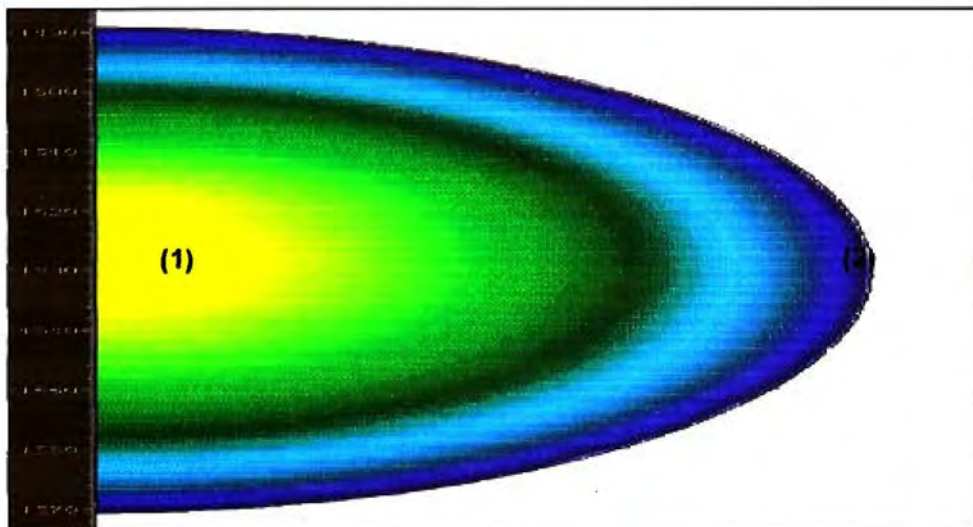
$$\boxed{\eta_e = V_e / V_i} \dots\dots\dots (24)$$

$$\boxed{V = A\bar{w}} \dots\dots\dots (25)$$



**Figura 8. Notación para el balance de materiales**

Una operación de fracturamiento hidráulico puede durar desde decenas de minutos hasta muchas horas. Los puntos de la fractura en las cercanías del pozo que se “abren” al inicio del bombeo están expuestos mucho más tiempo al fluido de fractura mientras que los puntos en las cercanías de la punta de la fractura tienen un menor tiempo de exposición. La aplicación de la ecuación 23 necesita ser considerada desde el tiempo de apertura de un punto en la cara de la fractura.



**Figura 9. Perfil de fractura**



Si solo se considera el balance de materiales total, es natural reescribir el volumen inyectado como la suma del volumen de la fractura, el volumen de fluido filtrado, y el volumen de chorro usando el formalismo.

$$\boxed{V_i = V_e + K_L \left( 2A_e C_L \sqrt{t_e} \right) + 2A_e S_p} \dots\dots\dots (26)$$

Donde la variable  $K_L$  es el factor de distribución del tiempo de apertura. Este refleja la historia de la evolución de la superficie de la fractura. En particular, si toda la superficie de la fractura es abierta al mismo tiempo al inicio de la inyección, se tiene que  $K_L$  alcanza su máximo valor absoluto,  $K_L=2$ . La eficiencia del fluido es la relación entre el volumen de la fractura creada y el volumen inyectado. Reemplazando las ecuaciones (25) y (26) en la ecuación (24) obtendremos.

$$\boxed{\eta_e = \frac{\bar{w}_e}{\bar{w}_e + 2K_L C_L \sqrt{t_e} + 2S_p}} \dots\dots\dots (27)$$

Cabe mostrar que el termino  $2K_L C_L \sqrt{t_e}$  puede ser considerado como el “ancho de pérdida de filtrado” y  $2S_p$  como “el ancho de chorro”. **La ecuación (27)** puede ser reordenada para obtener el factor de la distribución del tiempo de apertura en términos de la eficiencia del fluido y del ancho promedio en el final del bombeo.

$$\boxed{K_L = \frac{S_p}{C_L \sqrt{t_e}} + \frac{\bar{w}_e}{2C_L \sqrt{t_e}} + \frac{\bar{w}_e}{2\eta_e C_L \sqrt{t_e}}} \dots\dots\dots (28)$$

Nótese que la relación es independiente de la forma de la cara de la fractura o de la historia de la evolución.

### 2.3.2. Aproximación ancho constante (Ecuación de Carter II)

Con el propósito de obtener una solución analítica para el rate de inyección constante, Carter consideró un caso hipotético en el cual el ancho de fractura se mantiene constante durante la propagación (el ancho "salta" a su valor final en el primer instante del bombeo), así se da una expresión de forma cercana para la eficiencia del fluido en términos de los dos parámetros de pérdida de filtrado y del ancho:

$$\eta_e = \frac{\bar{w}_e (\bar{w}_e + 2S_p)}{4\pi C_L^2 t_e} \left[ \exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots\dots\dots (29)$$

$$\text{Donde } \beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi t_e}}{\bar{w}_e + 2S_p} \text{ y } \operatorname{erfc}(\beta) = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_{\beta}^{\infty} \exp(-u^2) du$$

### 2.3.3. Aproximación de la ley de potencia para el crecimiento de la superficie

Una asunción básica postulada por Nolte (1979, 1986), nos conduce a una simple pero remarcable forma del balance de materiales. Él asumió que la superficie de la fractura evoluciona de acuerdo a la ley de potencia.

$$A_D = t_D^\alpha \dots\dots\dots (30)$$

Donde  $A_D = A/A_e$ , y  $t_D = t/t_e$ , y la variable  $\alpha$  permanece constante durante todo el periodo de inyección. Nolte observó que, en este caso el factor de distribución del tipo de

apertura es una función que solo depende de  $\alpha$ . Él represento el factor de distribución de tiempo de apertura y su dependencia en el factor  $\alpha$ , usando la notación  $g_o(\alpha)$  y presentó  $g_o$  para varios valores de  $\alpha$ . Una simple expresión que se obtuvo inicialmente por Hagel y Meyer (1989) puede ser usado para obtener el valor del factor de tiempo de apertura para cualquier valor de  $\alpha$ :

$$g_o(\alpha) = \frac{\sqrt{\pi}\alpha\Gamma(\alpha)}{\Gamma(\alpha + 2/3)} \dots\dots\dots (31)$$

Donde  $\Gamma(\alpha)$  es al función gamma de Euler.

Para cuestiones de cálculo, la siguiente ecuación para la solución de  $g_o$  será más fácil de usar:

$$g_o(\alpha) = \frac{2 + 2.06789\alpha + 0.541262\alpha^2 + 0.0301598\alpha^3}{1 + 1.6477\alpha + 0.738452\alpha^2 + 0.0919097\alpha^3 + 0.00149497\alpha^4} \dots\dots\dots (32)$$

Nolte asumió que el exponente permanece entre los valores 0.5 y 1. Con esta asunción, el factor  $K_L$  varía entre 1.33 y 1.57, indicando que para los dos extremos opuestos de las historias de crecimiento de superficie, el factor de distribución del tiempo de apertura, varia menos de 20%. Generalmente, una simple aproximación de  $K_L = 1.5$  puede darnos una exactitud aceptable para propósitos de diseño.

Varios profesionales han relacionado el exponente  $\alpha$  con la geometría de la fractura, a la eficiencia del fluido al final del bombeo, y al comportamiento reológico del fluido. Sin embargo, ninguno de estas relaciones pueden ser consideradas como teóricamente probadas, pero estas son aproximaciones ingenieriles aceptables,

especialmente debido a que el efecto del exponente sobre los resultados finales es limitado. Economides y Valko recomiendan usar  $\alpha = 4/5$  para el modelo PKN,  $\alpha = 2/3$  para el modelo KGD, y  $\alpha = 8/9$  para el modelo radial. Estos valores pueden ser derivados de las ecuaciones para fluidos sin pérdida de filtrado mostrado más adelante en la **tabla 5**.

Numéricamente, la aproximación ancho constante original de Carter y la asunción del crecimiento de la superficie como ley de potencia de Nolte dan resultados muy similares para el propósito de diseño. El enfoque de la función  $g_o$ ; sin embargo, tiene algunas ventajas técnicas cuando es aplicado al análisis de test de calibración.

#### 2.3.4. Modelos de Pérdida de Filtrado detallados.

El modelo de pérdida de filtrado total no es la única interpretación posible del proceso de pérdida de filtrado. Muchos modelos mecánicos han sido sugeridos en el pasado (Williams, 1970 y Settari, 1985; Ehlig-Economides, 1994; Yi y Peden, 1994; Mayerrhofer, 1995). La diferencia de presión total entre el interior de una fractura creada y un punto lejano en el reservorio es expresado como la siguiente suma:

$$\Delta p(t) = \Delta p_{face}(t) + \Delta p_{pz}(t) + \Delta p_{res}(t) \dots \dots \dots (33)$$

Donde  $\Delta p_{face}$  es la caída de presión a través de la cara de la fractura causada por la costra del filtrado,  $\Delta p_{pz}$  es la caída de presión debido a la zona invadida por polímero y  $\Delta p_{res}$  es la caída de presión del reservorio. Dependiendo de su importancia bajo las condiciones dadas, uno o dos términos pueden ser despreciados. Cuando los dos primeros términos de la ecuación están conectados al rate de pérdida de filtrado a un tiempo instantáneo dado, la caída de presión del reservorio es transiente. Esto depende del historial completo del proceso de pérdida de filtrado, no sólo de su intensidad instantánea.

Los modelos de pérdida de filtrado detallado mantiene una ventaja en el que ellos están basados en parámetros físicamente significativos, como la permeabilidad y la resistencia de la costra, y estos nos permiten explicar en función de la presión el proceso de pérdida de filtrado. Sin embargo, la aplicación de este modelo es limitado por la complejidad de las matemáticas envueltas y por el requerimiento de ingreso de datos adicionales

#### 2.4. Geometrías de Fractura Básicas

Modelos de ingeniería para la propagación de una fractura hidráulica inducida combinan, elasticidad, flujo de fluido, balance de materiales, y (en algunos casos) un criterio adicional de propagación. Dado el historial de inyección de fluido, un modelo debe predecir la evolución con el tiempo de las dimensiones de la fractura y a la vez las presiones en el wellbore.

Para propósitos de diseño, una descripción aproximada de la geometría será suficiente, así tendremos modelos simples de la longitud y ancho promedio de fractura que al final del bombeo serán bastante útiles. Los modelos que predicen estas 2 dimensiones – mientras la tercera, la altura de fractura, es arreglada – son referidos como modelos 2D. Si se considera que la superficie de la fractura se propaga de forma radial, esto implica que el ancho de fractura no es arreglado, el modelo es considerado aun 2D (las dos dimensiones vienen a ser el radio y el ancho de la fractura). En la **figura 10** se muestra el perfil de los modelos 2D.

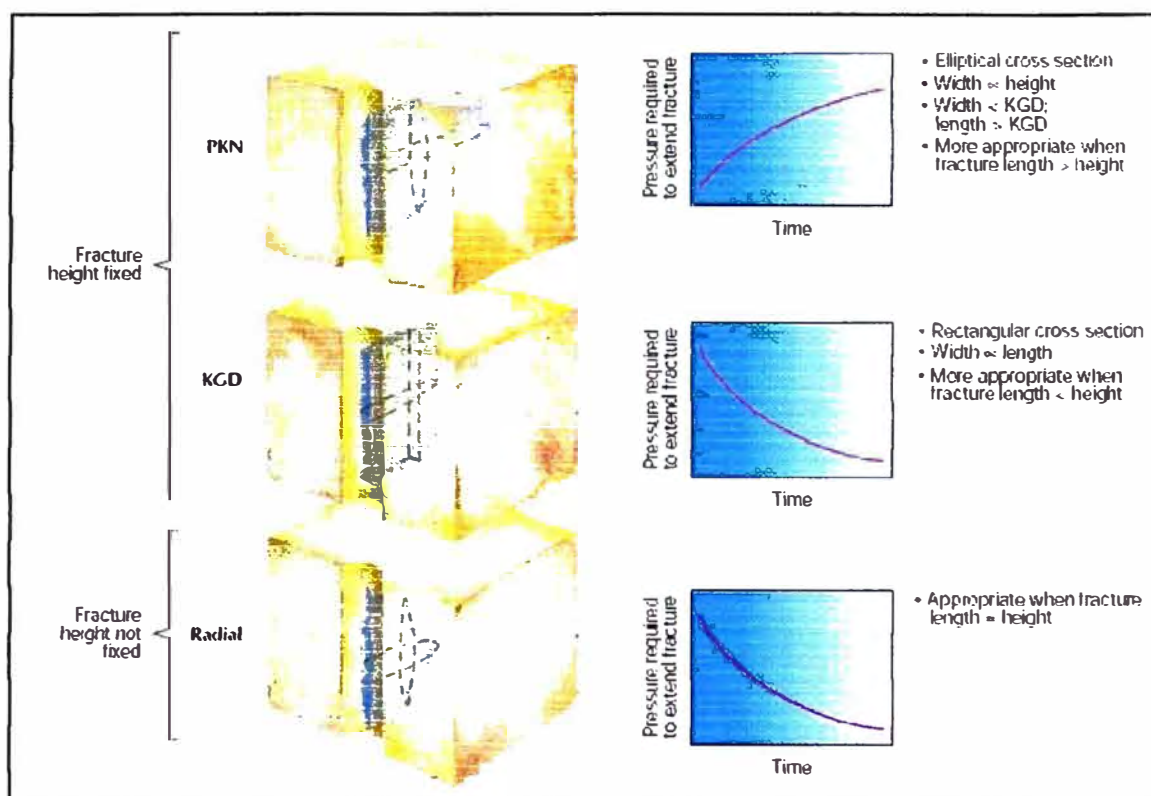


Figura 10. Modelos 2D de fractura – PKN, KGD, Radial

Una simplificación mayor ocurre si se puede relacionar la longitud y el ancho, despreciando los detalles de la pérdida de filtrado. Este es el concepto básico que en un inicio se denominó “ecuación del ancho de fractura.” Se asume que la fractura se desarrolla en dos alas idénticas, perpendicular al esfuerzo mínimo de la formación. Debido a que el esfuerzo mínimo principal es usualmente horizontal (excepto para formaciones superficiales), la fractura será vertical.

#### 2.4.1. Ecuación del Ancho de Fractura de Perkins-Kern (PKN)

El modelo PKN asume la condición que el plano de deformación contiene cada plano vertical perpendicular a la dirección de la propagación de la fractura; sin embargo, a diferencia de la situación del plano de deformación riguroso, el esfuerzo y el estado de deformación no son exactamente los mismos en los planos paralelos. En otras palabras, el modelo no es el mismo en planos subsecuentes, y el plano de referencia es el plano

vertical, perpendicular a la dirección de propagación. Obviando la variación de presión a lo largo del eje vertical, la presión neta  $p_n$ , es considerada como una función del eje  $x$  lateral. La presión verticalmente constante en una locación lateral dada da un incremento en una sección transversal elíptica. Una aplicación directa de la **ecuación 19** nos dará el máximo ancho de la elipse como:

$$w_o = \frac{2h_f p_n}{E'} \quad \dots\dots\dots (34)$$

Perkins y Kern (1961), postularon que la presión neta es cero en la punta de la fractura, y ellos aproximaron la velocidad linear promedio del fluido en cualquier parte de la fractura basado en un rate de inyección  $q_i$  en un ala de la fractura, dividido por el área seccional transversal. Ellos obtuvieron la ecuación de la perdida de presión de la forma.

$$\frac{dp_n}{dx} = -\frac{4\mu q_i}{\pi w_o^3 h_f} \quad \dots\dots\dots (35)$$

Combinando las ecuaciones (34) y (35), e integrando la presión neta desde cero, condición en la punta, hasta un punto  $x$  de la fractura, ellos obtuvieron el perfil del ancho de fractura:

$$w_o(x) = w_{w.o} \left( 1 - \frac{x}{x_f} \right)^{\frac{1}{4}} \quad \dots\dots\dots (36)$$

Donde el máximo ancho de la elipse en el wellbore (ver **figura. 11**) se da según:

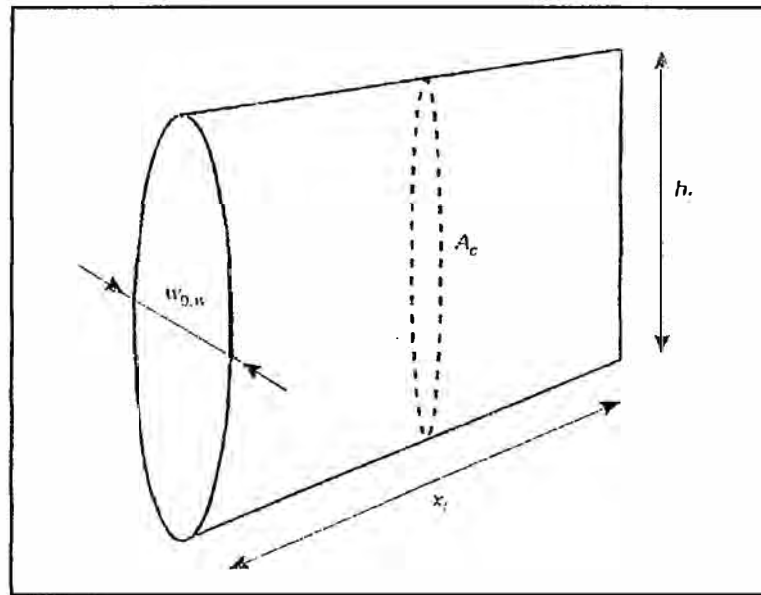


Figura 11. Notación básica para el modelo diferencial de Perkins-Kern

En realidad, el rate de flujo en la fractura es menor que el rate de inyección, no solo por que parte del fluido se pierde en el filtrado, sino también debido a que el incremento del ancho con el tiempo "consume" otra parte del fluido inyectado. En realidad, que es mas o menos constante a lo largo del eje lateral a un tiempo instantáneo dado, no es el rate de flujo si no la velocidad de flujo  $u_{avg}$ . Sin embargo, repitiendo la derivación de Perkins-Kern, con la asunción de una velocidad de flujo constante tiene un efecto muy pequeño en los resultados finales.

$$w_{w,o} = 3.57 \left( \frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{4}} \dots \dots \dots (37)$$

La ecuación (37) es la ecuación del ancho de Perkins-Kern. Esta muestra los efectos del rate de inyección, viscosidad, y el módulo de corte en el ancho, una vez que se alcanzó la longitud de fractura dada. Conociendo el ancho máximo en el wellbore, podemos calcular el ancho promedio, multiplicando este por el factor de forma constante.  $\gamma$ .



$$\bar{w} = \gamma w_{w,o} \dots\dots\dots (38)$$

Dónde  $\gamma = \frac{\pi}{4} \frac{4}{5} = \frac{\pi}{5} = 0.628.$

El factor de forma contiene dos elementos, el primero  $\pi/4$ , el cual toma en cuenta que la forma vertical es una elipse. El segundo elemento es  $4/5$ , que toma en cuenta la variación lateral en el ancho máximo.

En la industria petrolera, una versión de la ecuación (37) con una ligera variación en la constante es usada con mayor frecuencia, y es referido como la ecuación de ancho de Perkins-Kern-Nordgren (Nordgren, 1972)

$$w_{w,o} = 3.27 \left( \frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots\dots (39)$$

#### 2.4.2. Ecuación de Ancho de Khristianovich-Zheltov-Geertsma-deKlerk

El primer modelo de fracturamiento hidráulico, elaborado por Khristianovich y Zheltov (1955), supuso que un ancho de fractura permanecía contante en cualquier eje vertical a lo largo de la fractura, con una altura arreglada  $h_f$ . La hipótesis física subyacente es que las caras de la fractura se desplazan de manera libre en el tope y en fondo de las capas. La sección transversal de la fractura resultante es un rectángulo. En ancho esta dado en función del eje x, Otro supuesto interesante del modelo de Khristianovich y Zheltov fue la existencia de una zona en la punta de la fractura que no se mojaba, Geertsma y deKlerk

(1969) aceptaron el supuesto principal del modelo de Khristianovich y Zheltov y redujeron el modelo a una fórmula de ancho explícita. La ecuación de ancho KGD es:

$$w_w = 3.22 \left( \frac{\mu q_f x_f^2}{E' h_f} \right)^{1/4} \dots \dots \dots (40)$$

En este caso el factor de forma que relaciona el ancho promedio en el wellbore con el ancho promedio, es solo debido al componente horizontal que le da la forma elíptica a la fractura. Así obtenemos.

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} w_w \dots \dots \dots (41)$$

Para fracturas cortas, donde  $2x_f < h_f$ , es más apropiado usar la geometría KGD; y si  $2x_f > h_f$  es conveniente usar el modelo PKN. Es interesante notar que para el caso en que la longitud total de fractura es igual al alto de la fractura, la solución de las dos ecuaciones para el ancho promedio de la fractura es la misma y por tanto el volumen de agente sostén también.

#### 2.4.3. Ecuación del Ancho de Fractura Radial (Penny Shapped)

Este caso corresponde a fracturas horizontales para pozos verticales, fracturas verticales en pozos horizontales, o cuando fracturamos formaciones relativamente muy homogéneas – para un intervalo perforado limitado. Mientras que el cálculo del ancho de fractura es dependiente de cómo el fluido entra en la fractura, un modelo razonable puede ser postulado por analogía, el cual resulta en el mismo ancho promedio que en el modelo de Perkins-Kern cuando  $R_f = x_f = h_f / 2$ .

$$w_w = 2.24 \left( \frac{\mu q_i R_f}{E'} \right)^{1/4} \dots \dots \dots (42)$$

La significancia real que tiene este modelo simple, es el entendimiento que nos brinda – ayudándonos a considerar el efecto del ingreso de datos envuelto en la fractura. Un entendimiento adicional puede ser obtenido de la comparación de la geometría de fracturas y el comportamiento de la presión neta de los modelos. La **Tabla (5)** nos muestra una comparación directa de lado a lado de cada uno de los modelos (Para el caso de que no haya pérdida de filtrado).

MODELO	Perkins y Kern	Geertsma y deKlerk	Radial
Longitud	$x_f = c_1 t^{4/5}$	$x_f = c_1 t^{2/3}$	$R_f = c_1 t^{4/9}$
	$c_1 = c'_1 \left( \frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^4} \right)^{1/5}$	$c_1 = c'_1 \left( \frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{1/6}$	$c_1 = c'_1 \left( \frac{q_i^3 E'}{\mu} \right)^{1/9}$
	$c'_1 = \left( \frac{625}{512 \pi^3} \right)^{1/5} = 0.524$	$c'_1 = \left( \frac{16}{21 \pi^3} \right)^{1/6} = 0.539$	$c'_1 = 0.572$
Ancho	$w_{w,o} = c_2 t^{1/5}$	$w_w = c_2 t^{1/3}$	$w_{w,o} = c_2 t^{1/9}$
	$c_2 = c'_2 \left( \frac{q_i^2 \mu}{E' h_f} \right)^{1/5}$	$c_2 = c'_2 \left( \frac{q_i^3 \mu}{E' h_f^3} \right)^{1/6}$	$c_2 = c'_2 \left( \frac{q_i^3 \mu^2}{E'^2} \right)^{1/9}$
	$c'_2 = \left( \frac{2560}{\pi^2} \right)^{1/5} = 3.04$	$c'_2 = \left( \frac{5376}{\pi^3} \right)^{1/6} = 2.36$	$c'_2 = 3.65$
	$\bar{w} = \gamma w_{w,o}$	$\bar{w} = \gamma w_w$	$\bar{w} = \gamma w_{w,o}$
	$\gamma = 0.682$	$\gamma = 0.758$	$\gamma = 0.533$
Presión neta	$p_{n,w} = c_3 t^{1/5}$	$p_{n,w} = c_3 t^{-1/3}$	$p_{n,w} = c_3 t^{-1/3}$
	$c_3 = c'_3 \left( \frac{E'^4 \mu q_i^2}{h_f^6} \right)^{1/5}$	$c_3 = c'_3 (E'^2 \mu)^{1/3}$	$c_3 = c'_3 (E'^2 \mu)^{1/3}$
	$c'_3 = \left( \frac{80}{\pi^2} \right)^{1/4} = 1.52$	$c'_3 = \left( \frac{21}{16} \right)^{1/3} = 1.09$	$c'_3 = 2.51$

**Tabla 5. Soluciones para los modelos de fractura sin considerar pérdida de filtrado**

La última fila en la **Tabla 5** merece una atención particular. Para el caso de que no haya pérdida de filtrado, la presión neta se incrementa con el tiempo para el modelo de Perkins-Kern, pero decrece con el tiempo para los otros dos modelos.

CZ

## 2.5. Definición de los diferentes tipos de presiones

En el fracturamiento hidráulico es común referirse a un número grande de diferentes presiones encontradas durante las operaciones y el análisis. Cada una tiene su propio nombre (aunque también es usual que tenga más de un nombre común) lo que refiere al lugar donde se ha medido la presión o lo que está haciendo la presión.

**Presión de inyección**  $p_{inj}$ , también referida como presión de cabeza de pozo (WHP), presión de tratamiento de superficie (STP) o simplemente como presión de tratamiento. Esa es la presión medida en la cabeza de pozo, contra la cual deben actuar las bombas de fracturamiento.

**Cabeza hidrostática**  $p_{head}$ , también referida como HH, presión hidrostática  $p_h$ , o cabeza de fluido. Esta es la presión ejercida por la columna de fluido contenido en el pozo y es calculada de la multiplicación de la altura por la densidad del fluido.

**Presión de fricción en la tubería**  $p_{pipe\ friction}$ , también referida como presión de fricción en el tubing o presión de fricción en la tubería del pozo. Esta es la pérdida de presión debido a los efectos de fricción en la tubería de estimulación cuando se inyecta el fluido.

**Presión de inyección en el fondo del pozo**  $p_{nw}$ , también referido como presión de tratamiento en el fondo de pozo (BHTP) o presión de fondo de pozo (BHP). Esta presión

se mide en el centro del intervalo que se ha perforado. La presión de fondo puede ser calculada de los datos de superficie:

$$\boxed{P_{1w} = P_{1g} + P_{head} - P_{pipe-friction}} \dots\dots\dots (46)$$

**Presión de fricción en los perforados**  $\Delta p_{pf}$ , esta es la pérdida de presión que se da cuando el fluido de tratamiento pasa a través del área de los perforados, y puede ser calculado por:

$$\boxed{\Delta p_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 p_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2}} \dots\dots\dots (47)$$

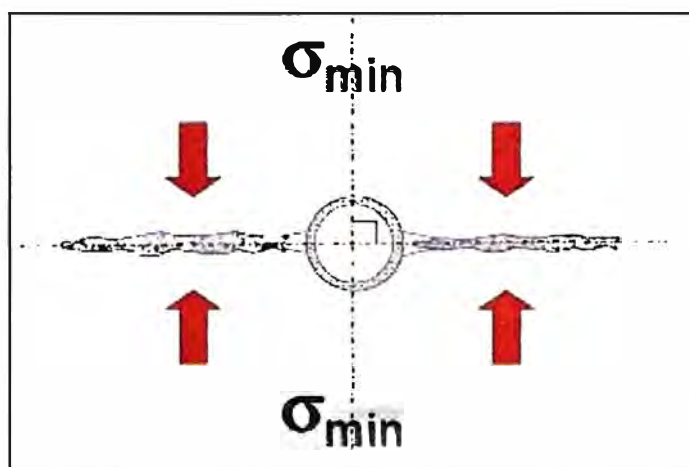
Donde  $p_s$  es la densidad del fluido de tratamiento (ppg),  $q$  es el rate de inyección,  $N_{perf}$  es el numero de perforados (asi obtenemos que  $q/N_{perf}$  es el caudal que ingresa por cada perforado),  $D_p$  es el diámetro de los perforados (Inches), y  $C_d$  es el coeficiente de descarga

**Presión de tortuosidad**  $\Delta p_{tort}$ , también simplemente conocido como tortuosidad, es la presión perdida por el paso del fluido a través de una zona de restricción de flujo entre los perforados y la fractura o fracturas principales.

**Fricción en las cercanías de la cara del pozo ("near-wellbore")**  $\Delta p_{near-wellbore}$ , esta presión es igual a la suma de la presión de fricción de los perforados más la tortuosidad.

**Presión de cierre instantánea**  $p_{ISI}$ , también conocido como ISIP (por sus siglas en inglés instantaneous shut-in pressure) o ISDP (por sus siglas en inglés instantaneous shut-down pressure). Esta es la presión en el fondo de pozo inmediatamente después de que paran las bombas, así tenemos que las presiones de fricción generadas por el caudal ( $\Delta p_{near-wellbore}$ ,  $\Delta p_{lat}$ , y  $\Delta p_{pf}$ ) tienen un valor cero.

**Closure pressure**  $p_c$ , esta es la presión ejercida por la formación en el agente sostén. Y a la vez es la mínima presión requerida dentro de la fractura para mantenerla abierta. Para un solo estrato  $p_c$ , es usualmente igual al mínimo esfuerzo horizontal, para una formación con diferentes estratos, se pueden observar diferentes magnitudes de  $p_c$ .



**Presión de extensión**  $p_{ext}$ , también conocido como la presión de extensión de la fractura. Esta es la presión que se requiere dentro de la fractura para poder hacer que la fractura crezca. Por definición tenemos que  $p_{ext} > p_c$  debido que para que la fractura crezca esta debe estar abierta. La presión de extensión de la fractura no es constante y puede variar con la geometría de la fractura.

**Presión de fractura**  $p_f$ , esta es la presión del fluido dentro del cuerpo de la fractura después que ha pasado a través de los perforados y la tortuosidad, esta presión no es constante a lo largo de la fractura debido a la pérdida de fricción en las caras de la fractura.

**Presión neta**  $p_{net}$ , es el exceso de la presión de fractura dentro de la fractura, debido a la cual se mantiene abierta la fractura. En otras palabras, es la energía en el fluido de fractura disponible para la propagación de la fractura y la generación del ancho. Puede ser calculado según:

$$p_{net} = p_f - p_c \quad (48)$$

$$p_{net} = p_{fw} - p_{near-wellbore} \quad (49)$$

Nolte y Smith (1981) introdujeron un método para analizar la respuesta de presiones de una formación durante el bombeo, para poder interpretar la geometría de fractura que se produce.

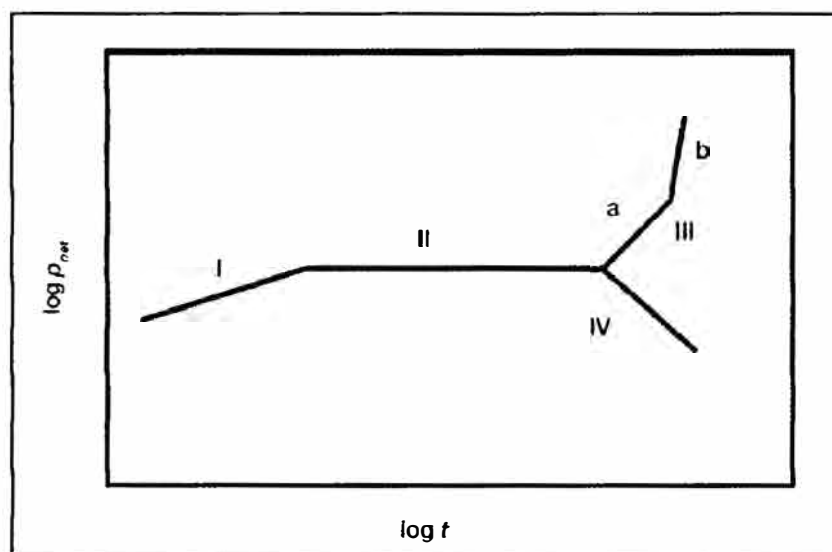


Figura 18. Análisis de presiones de Nolte-Smith

MODO	COMPORTAMIENTO
I	Ocurre una propagación con geometría PKN, con una gradiente igual a ( $p_{net}(t) \propto t^e$ para el modelo PKN) para una reología constante del fluido de fractura
II	Gradiente constante igual a cero. Representa un crecimiento de la altura además del crecimiento de la longitud, o incremento de la pérdida de filtrado, o ambos. Puede ser explicado también por el cambio en la relación entre la presión neta y el ancho de fractura debido al cambio de las características de la roca.
IIIa	Nos muestra una pendiente unitaria lo que significa que la presión neta es proporcional al tiempo. Este comportamiento es asociado con el incremento del ancho como en un tip screen out
IIIb	Pendiente mayor a dos, arenamiento, asociado al incremento de presión en las cercanías del pozo
IV	Pendiente negativa. Rápido crecimiento de la fractura. Puede ser al caso de una geometría KGD o Radial

**Tabla 9. Modos de análisis de la presión neta de Nolte-Smith**

### 3 MATERIALES DE FRACTURA

Los materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico incluyen fluidos de fractura, aditivos de los fluidos y los agentes de sostén. Los fluidos y sus aditivos actúan en conjunto. Primero para crear la fractura, segundo, para transportar el agente de sostén dentro de la fractura. Una vez que el agente de sostén es ubicado y atrapado por los esfuerzos de la tierra ("fracture closure"), el fluido transportador y los aditivos son degradados in-situ y/o retornados fuera de la fractura ("fracture cleanup"), estableciendo la vía de flujo de alta productividad deseado.



Los químicos y el agente de sostén tienen una gran participación en el costo total del tratamiento de fractura de un pozo. El valor relativo de los materiales de fractura y de los costos de bombeo es en promedio 40% costo de bombeo, 40% costo de agente sostén, 20% costo de los aditivos.

### 3.1. Fluidos de fractura

El fluido de fractura transmite la presión hidráulica desde las bombas hacia la formación, creando la fractura, y luego transporta el agente sostén hacia la fractura creada (recibiendo el nombre de *fluido transportador*). Los fluidos invasores son luego removidos de la formación, permitiendo la producción de hidrocarburos. Los factores que se deben considerar en la selección de un fluido de fractura son: disponibilidad, seguridad, fácil uso y mezclado, características de viscosidad, compatibilidad con la formación, facilidad de remoción y finalmente el costo.

Se pueden categorizar los fluidos de fractura como (1) base petróleo o agua, normalmente "crosslinkeado" para proveer la viscosidad requerida. (2) mezclas de petróleo y agua, llamadas emulsiones, y (3) sistemas espumados base agua y petróleo que contienen gas nitrógeno ó dióxido de carbono. Al inicio de los 50's se usaba los fluidos base petróleo, pero en la actualidad mas del 90% de los fluidos de fractura son a base agua. Y hoy en día, de los trabajos que se realizan con fluido base agua, el 25% son realizados con nitrógeno y dióxido de carbono.

La **Tabla 6** lista los fluidos de fractura más comunes de acuerdo al uso actual. La elección de cual método de crosslinkeo a usar está basada en la capacidad de un fluido para producir la viscosidad teniendo en cuenta el costo y el performance de otras cualidades.

La viscosidad es probablemente la propiedad más importante de un fluido de fractura. La Goma Guar, producido de la planta guar. Es el agente gelificante más usado para obtener la viscosidad en los fluidos de fractura. Los derivados del guar llamados hydroxypropyl guar (HPG) y el carboxymethyl-hydroxypropyl guar (CMHPG) también son usados debido a que estos dejan menos cantidad de residuos, su hidratación es mas rápida, obteniéndose también algunas ventajas reológicas. Por ejemplo, menor agente gelificante es requerido si el agente gelificante es crosslinkeado.

CROSSLINKER	AGENTE GELIFICANTE	RANGO DE pH	Temperatura de Aplicación (°F)
B, non-delayed	Guar, HPG	8-12	70-300
B, delayed	Guar, HPG	8-12	70-300
Zr, delayed	Guar	7-10	150-300
Zr, delayed	Guar	5-8	70-250
Zr, delayed	CMHPG, HPG	9-11	200-400
Zr, delayed	CMHPG	3-6	70-275
Zr-a, delayed	Guar, CMHPG, HPG	7-9	100-325
Ti, delayed	Guar, CMHPG, HPG	7-9	100-325
Al, delayed	CMHPG	4-6	70-175
Sb, non-delayed	Guar, HPG	3-6	60-120

**Tabla 6. Tipos de fluidos conslinkeados.**

La base guar o derivado de guar es reaccionado con un metal el cual une muchas cadenas de polímero gelificante. Una vez que se entrelazan las moléculas de polímeros se genera una molécula mucho más grande incrementándose así la viscosidad, en un rango de velocidades de corte importantes para el fracturamiento, desde 5 a 100 veces. El Boro (B) es comúnmente usado como elemento que entrelaza las moléculas (crosslinker), seguido

por el Zirconio (Zr) y el titanio (Ti), otros menos usados son el Antimonio (Sb) y Aluminio (Al).

Los fluidos espumados son usados especialmente en zonas depletadas (baja presión de reservorio) y en formaciones de alta sensibilidad al agua (Chambers, 1949). Su aplicación minimiza el daño y mejora la limpieza del wellbore después del tratamiento.

### 3.2. Aditivos del fluido

El agente gelificante, el crosslinker, y el controlador de pH (buffer), son los que definen el tipo de fluido y no son considerados como aditivos. Los aditivos de los fluidos de fractura son materiales usados para producir un efecto específico independiente del tipo del fluido. La **Tabla 7** lista los aditivos comúnmente usados.

ADITIVO	Concentración (Galones o libras por cada 1000 galones de fluido limpio)	PROPOSITO
Biocida	0.1-1.0 gal	Previene la descomposición del polímero debido a las bacterias
Pérdida de filtrado	10-50 lbm	Reduce la pérdida de filtrado del fluido durante la fractura
Ruptor	0.1-10 lbm	Provee la reducción de la viscosidad del fluido
Reductor de fricción	0.1-1.0 gal	Reduce la presión de fricción en el wellbore durante el bombeo
Surfactantes	0.05-10 gal	Reduce la tensión superficial, previene emulsiones, cambia la mojabilidad
Agente espumante	1-10 gal	Provee una espuma estable con nitrógeno y dióxido de carbono.
Control de arcillas	1-3% KCl (uso típico)	Provee de manera temporal o permanente el hinchamiento de arcillas

**Tabla 7. Aditivos de los fluidos de fractura.**

Los *Biocidas* controlan la contaminación bacterial. En muchos casos el agua con que se prepara los fluidos de fractura contiene bacterias ya sea de la misma fuente de donde se trajo el agua o de los tanques de almacenamiento ubicados en la locación. Las bacterias producen encimas que pueden destruir la viscosidad del gel rápidamente. Las bacterias pueden ser fácilmente controladas mediante el incremento del pH a valores mayores a 12, añadiendo lejía (hipoclorito de sodio) o empleando una amplia gama de biocidas.

Los *controladores de pérdida de filtrado* previenen el efecto de pérdida de filtrado debido al efecto de chorro. El material esta hecho a base de partículas finas las cuales varían en rango de tamaño de 0.1 a 50 micrones. El material más efectivo y de menor costo es la arena silica. Se usan también almidones, gomas, resinas, y jabones, con la ventaja que estos se degradan después del tratamiento de fractura por su propiedad de solubilidad en el agua. Cabe mencionar que el polímero de la goma guar controla la pérdida de filtrado una vez que la costra se ha formado.

Los *ruptores* reducen la viscosidad del fluido de fractura mediante la reducción del tamaño de la molécula del polímero, por tanto teniendo un efecto dramático en la limpieza del pozo y en la producción. La **Tabla 8** nos muestra los principales tipos de ruptores y sus temperaturas de aplicación.

<b>ruptor</b>	<b>Temperatura de aplicación (°F)</b>	<b>Comentarios</b>
Enzima	60-200	Ruptor eficiente, pH limite 10
Enzima encapsulada	60-200	Permite mayor concentración para rupturas rápidas
Persulfatos (sodio, amonio)	120-200	Económica, muy rápida a altas temperaturas
Persulfatos activados	70-120	Baja temperatura y aplicaciones de alto pH
Persulfatos encapsulados	120-200	Permite altas concentraciones para rupturas rápidas
Oxidantes de alta temperatura	200-325	Usado cuando los Persulfatos actúan demasiado rápidos

**Tabla 8. Ruptores de fluidos de fractura.**

Los *surfactantes* previenen emulsiones, menor tensión superficial, y cambian la mojabilidad. La reducción de la tensión superficial permite el mejoramiento de la recuperación del fluido. Los surfactantes están disponibles en diferentes formas como cationicos, no iónicos y anionicos, y están incluidos en la mayoría de los tratamientos de fractura. Algunos surfactantes especiales tienen una acción mejorada en la mojabilidad y en la recuperación de fluido.

Los *agentes anti-espumantes* le dan una estabilidad a la superficie activa del fluido la cual es requerida para mantener la fina dispersión del gas en todo el fluido sin que estas se junten. Las espumas no pueden ser preparadas sin un surfactante para la estabilización.

Aditivos de *control de arcillas*, previenen el hinchamiento de arcillas. Típicamente se emplean fluidos con 1 a 3% de contenido de KCl u otras sales. En la actualidad existen químicos orgánicos que son usados para estos fines.

El tipo de aditivo y su concentración depende de la temperatura y presión del reservorio, la litología y de los fluidos.

### 3.3. Agente sostén

Debido a que el agente sostén es el encargado de mantener la fractura creada abierta después de que se libera la presión de bombeo de fracturamiento, la resistencia del material de fractura es crucial. El agente de sostén debe ser lo suficientemente fuerte para soportar el Closure stress, de otra manera la conductividad del empaque de arena será menor del que se consideró en el diseño (decrecen tanto el ancho como la permeabilidad de la fractura). Otros factores considerados en la selección del agente sostén son el tamaño, forma, composición, y densidad.

Los dos tipos de arena más comunes son la arena natural, la cual es extraída de bancos de arena, y las arenas artificiales creadas de cerámicas o bauxitas. Las arenas son usadas para formaciones de bajo stress, recomendable para formaciones a profundidades menores a 8 000 pies. Los agentes de sostén artificiales son usados en casos de esfuerzos elevados generalmente para formaciones mas profundas de 8000 pies.

Existen 3 maneras de incrementar la conductividad de la fractura: (1) incrementando la concentración de agente de sostén, para producir un ancho de fractura mayor, (2) usar un agente sostén de mayor tamaño, el cual tendrá mayor permeabilidad, o (3) usar un propante con mayor resistencia, así disminuir el aplastamiento (crushing) y mejorar la conductividad.

La figura 13, 14, y 15 ilustran los 3 métodos de incremento de conductividad debido a la selección del propante.

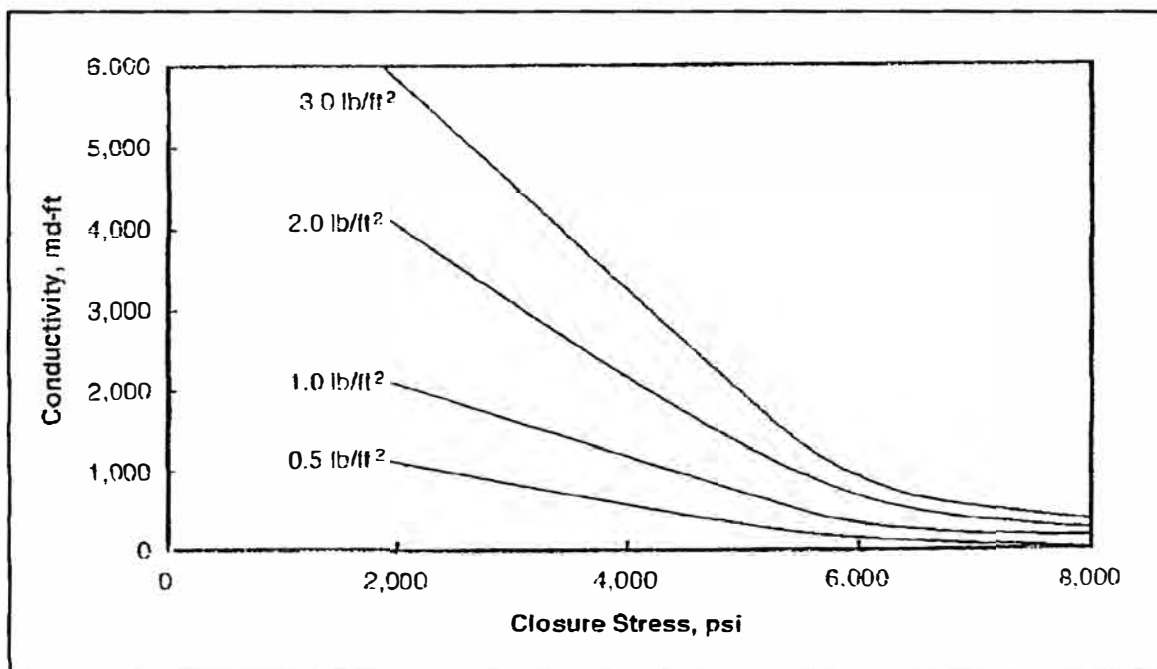


Figura 13. Conductividad de fractura para varias concentraciones de propante (20/40)

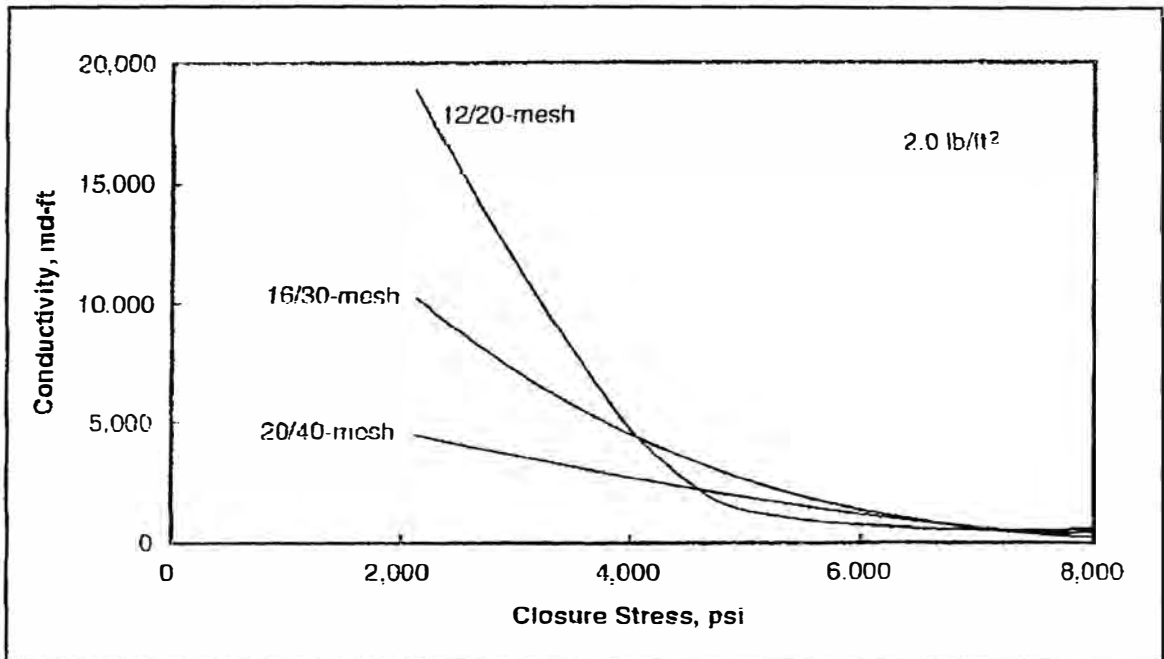


Figura 14. Conductividad de fractura para varios tipos de malla.

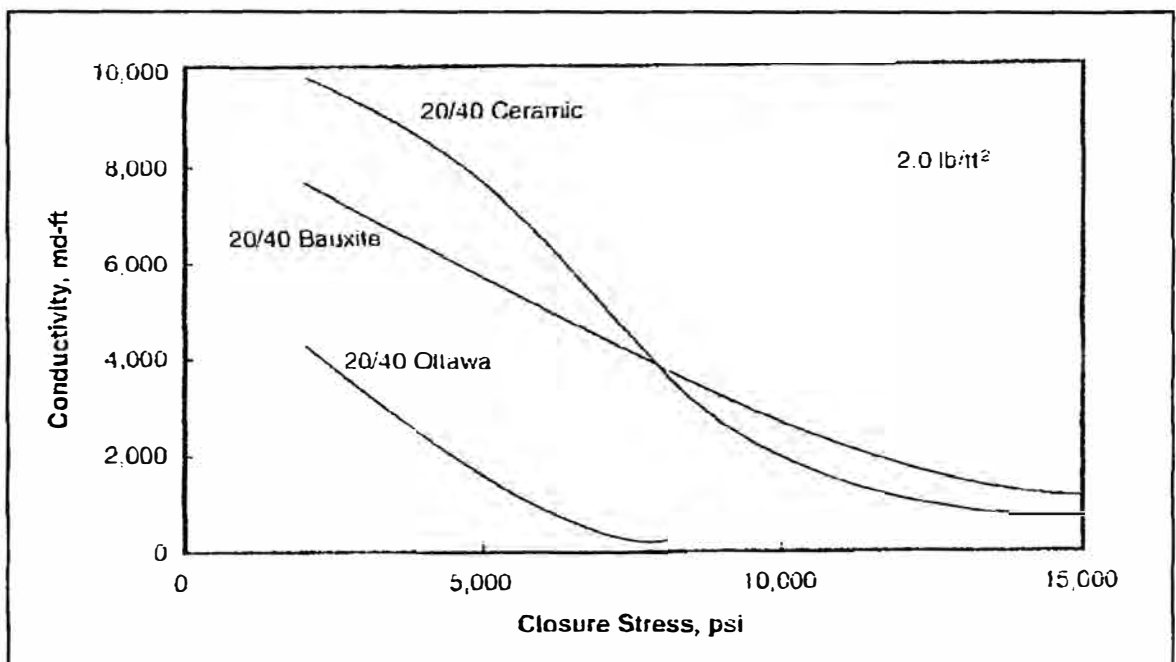


Figura 15. Conductividad de fractura para varios propantes.

La figura 16 es una guía de selección para tipos de propante comunes basados en la variable dominante del Closure Stress.

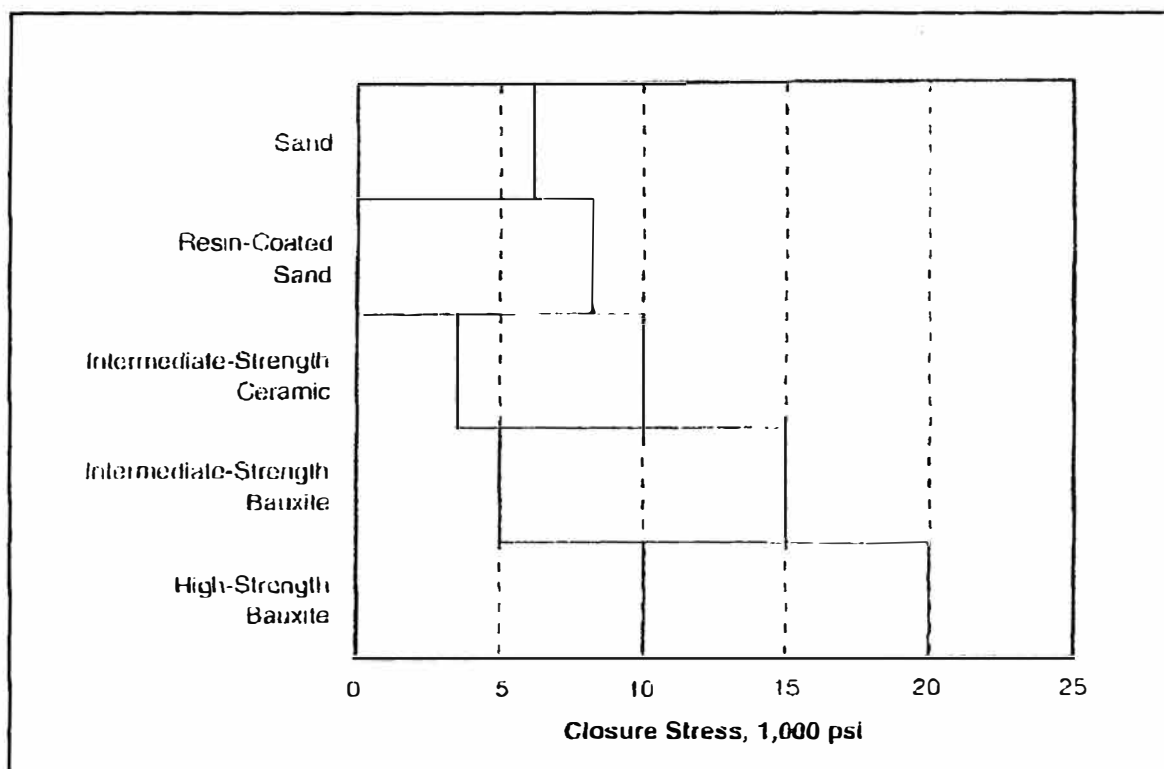


Figura 16. Guía de selección del agente de sostén

### 3.3.1. Cálculo del closure stress efectivo

Para selección el tipo de agente sostén adecuado, es necesario estimar la magnitud del Closure stress que actúa sobre el propante. La ecuación más común usada para estimar el Closure stress (el mínimo esfuerzo horizontal a la profundidad del reservorio) es conocida como la ecuación de Eaton y que es dado de la siguiente forma:

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - p_p) + p_p \quad (42)$$

Donde  $\nu$  es el ratio de Poison,  $S_v$  es el esfuerzo vertical absoluto, y  $p_p$  es la presión poral del reservorio. El esfuerzo vertical absoluto  $S_v$ , es esencialmente igual a la

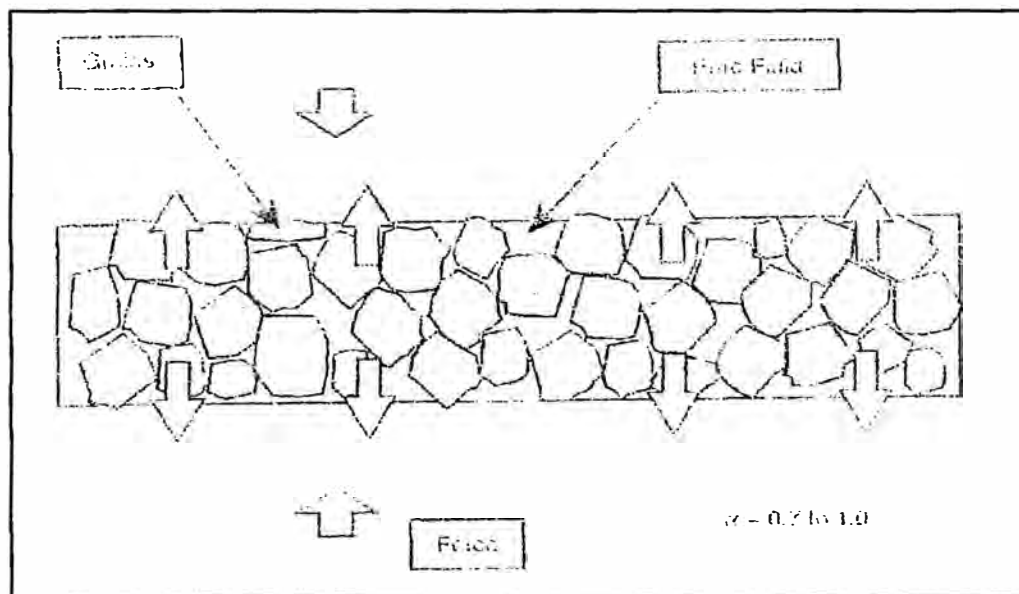


fuerza ejercida por la presión de sobre carga (overburden) por unidad de área. Formalmente, es la integral de la densidad de formaciones de las capas que se encuentran sobre el reservorio. En la práctica, ese valor varía en el rango de 0.95 a 1.1 psi por pie de profundidad, y en la ausencia de información específica lo cual es común, se toma 1 psi por pie.

Para obtener el esfuerzo vertical efectivo (la presión de sobrecarga que presenta la roca reservorio), el esfuerzo vertical debe ser reducido por una cantidad igual a la presión poral del reservorio, dando:

$$\sigma_v = S_v - \alpha p_p \quad (43)$$

Donde el coeficiente  $\alpha$ , llamada la constante de Biot o la constante poroelástica, es agregada al término de la presión poral para tener en cuenta que en realidad los fluidos de reservorio están libres para salir del volumen de control que se tiene bajo consideración (no es una caja cerrada). Esta situación es representada en la **Figura 17**.



**Figura 17. Poroelasticidad.**

La constante de Biot varía por lo general entre 0.7 y 1.0, pero a menudo se toma el valor unitario para simplificar las aproximaciones de cálculo.

Ahora, sabemos que la deformación longitudinal que resulta cuando un sólido de elasticidad lineal es puesto bajo una carga uniaxial también se manifiesta en una deformación lateral, esto de acuerdo a la teoría clásica de materiales; es decir, las dos cantidades que son relacionadas por la relación de Poisson del sólido  $\nu = \partial e_x / \partial e_z$ . De manera similar, el esfuerzo vertical creado por las capas del suelo que están superpuestas en el campo de petróleo pueden inducir un esfuerzo horizontal en la roca reservorio, la magnitud de este esfuerzo horizontal es calculado por.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v \quad (44)$$

Donde  $\sigma_h$  es el esfuerzo horizontal efectivo.

Combinando las ecuaciones (43) y (44) tendremos:

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha p_p) + \alpha p_p \quad (45)$$

Y si la constante de Biot toma el valor 1, tendremos la forma común de la ecuación de Eaton.

Ahora, es importante reconocer que, a menos que la presión fluyente del fondo de pozo en la fractura tenga una pérdida de presión igual a cero, la carga horizontal total no será soportada por el agente sostén. Otra observación importante es que el esfuerzo horizontal en el reservorio es en sí una función de la presión poral del reservorio, así el

Closure stress en el agente de sostén es reducido nominalmente con la depletación del reservorio.

### 3.4. Selección de material y conductividad de la fractura

Seleccionar el agente de sostén correcto, la cantidad a ubicar y la geometría de fractura empaquetada es muy importante para un exitoso tratamiento de fractura.

#### 3.4.1. Selección del agente de sostén

El propósito del agente de sostén es de mantener abierta una fractura hidráulica. Un agente de sostén ideal daría una máxima permeabilidad en la fractura. La permeabilidad de una fractura es una función de la redondez, limpieza y resistencia al trituramiento (crushing) del agente de sostén.

Entonces el agente empaquetante ideal será fuerte, resistente al trituramiento y a la corrosión, con baja densidad, y disponible a bajo costo. Los productos que mejor reúnen estas condiciones son la arena de sílica, arenas cubiertas de resina y los agentes de sostén cerámicos.

Las etapas en un trabajo de fracturamiento indican la importancia en la ubicación apropiada del agente de sostén durante el proceso de fracturamiento y de los factores que lo afectan tales como la reología, asentamiento de la partícula, convección y mezclado.

Una partícula que se mueve a través de un fluido está sujeta a fuerzas ejercidas por el fluido. Estas fuerzas dependen de las características del fluido y de la partícula, siendo aquéllas la fuerza de gravedad, fuerza de flotabilidad, y la fuerza de arrastre.

### 3.4.2. Selección del fluido

Basado en la síntesis de investigaciones hechas por entendidos de la materia, Aggour y Economides, proveen una razonable forma para la selección de fluidos.

Sus hallazgos sugieren que si la extensión de la invasión del fluido de fracturamiento es minimizado, el grado de daño pasa a un segundo plano.

Ellos emplearon la representación del Skin efectivo para mostrar que si la penetración por pérdida de filtrado es pequeña, severos deterioros en la permeabilidad pueden ser tolerados sin exhibir efectos de skin positivos. Aditivos para la pérdida de filtrado, crosslinker y polímeros limitan la invasión polimérica, y el ruptor asegura la conductividad máxima de la fractura, factor crítico el cual no debe ser subestimado.

La costra que se forma en la cara de la fractura puede dañarla pero ciertamente reduce la extensión de la penetración polimérica que es normal a la superficie de la fractura.

Cinco-Ley y Samaniego (1981) y Cinco Ley (1978) describieron la performance de fracturas de conductividad finita y determinó tres tipos importantes de daño que lo afectan:

**Reducción de la permeabilidad del agente de sostén:** que resulta del trituramiento (crushing ) del agente de sostén ó de cadenas de polímeros no rotos y que conducen al deterioro de la conductividad de la fractura.

**Daño por Estrangulamiento ("Choke"):** se refiere a la zona de la fractura cerca al pozo la cual puede ser explicado por el efecto de daño ("skin effect"). Este daño puede ser a causa de un sobre desplazamiento al final del tratamiento o por la migración de finos durante la producción

**Daño en la superficie de la fractura:** esto implica una reducción de la permeabilidad en la superficie de la fractura, incluyendo el deterioro de la permeabilidad causado por la costra de filtrado, zonas invadidas por polímeros y zonas invadidas por la costra de filtrado.

### 3.4.2.1. Efecto del skin compuesto

Mathur (1995) obtuvo la siguiente representación para el *skin efectivo* que resulta del daño en el wellbore radial y el daño en la superficie de la fractura:

$$S_d = \frac{\pi}{2} \left[ \frac{b_2 k_r}{b_1 k_3 + (x_f - b_1) k_2} + \frac{(b_1 - b_2) k_r}{b_1 k_1 + (x_f - b_1) k_r} - \frac{b_1}{x_f} \right] \dots\dots\dots 46$$

La figura 18 muestra los dos tipos de daños explicados en  $S_d$  (daño en el wellbore radial y en la superficie de la fractura).

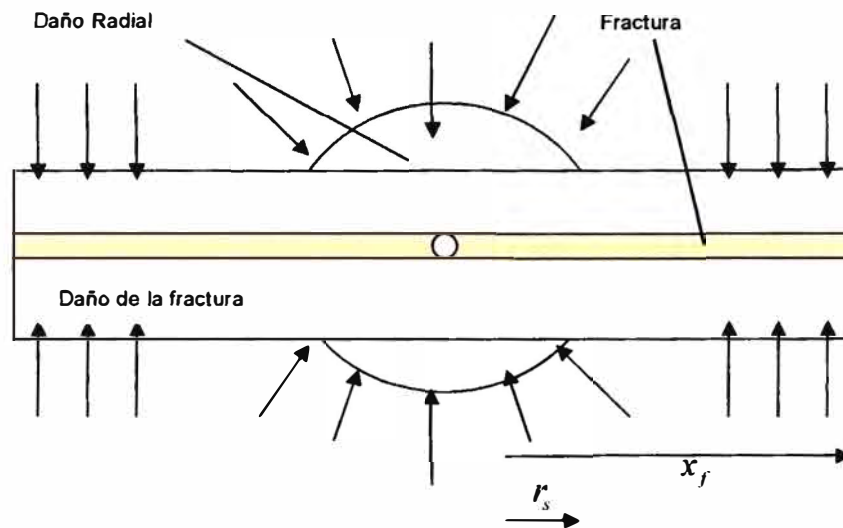


Figura 18. Daño en la cara de la fractura.

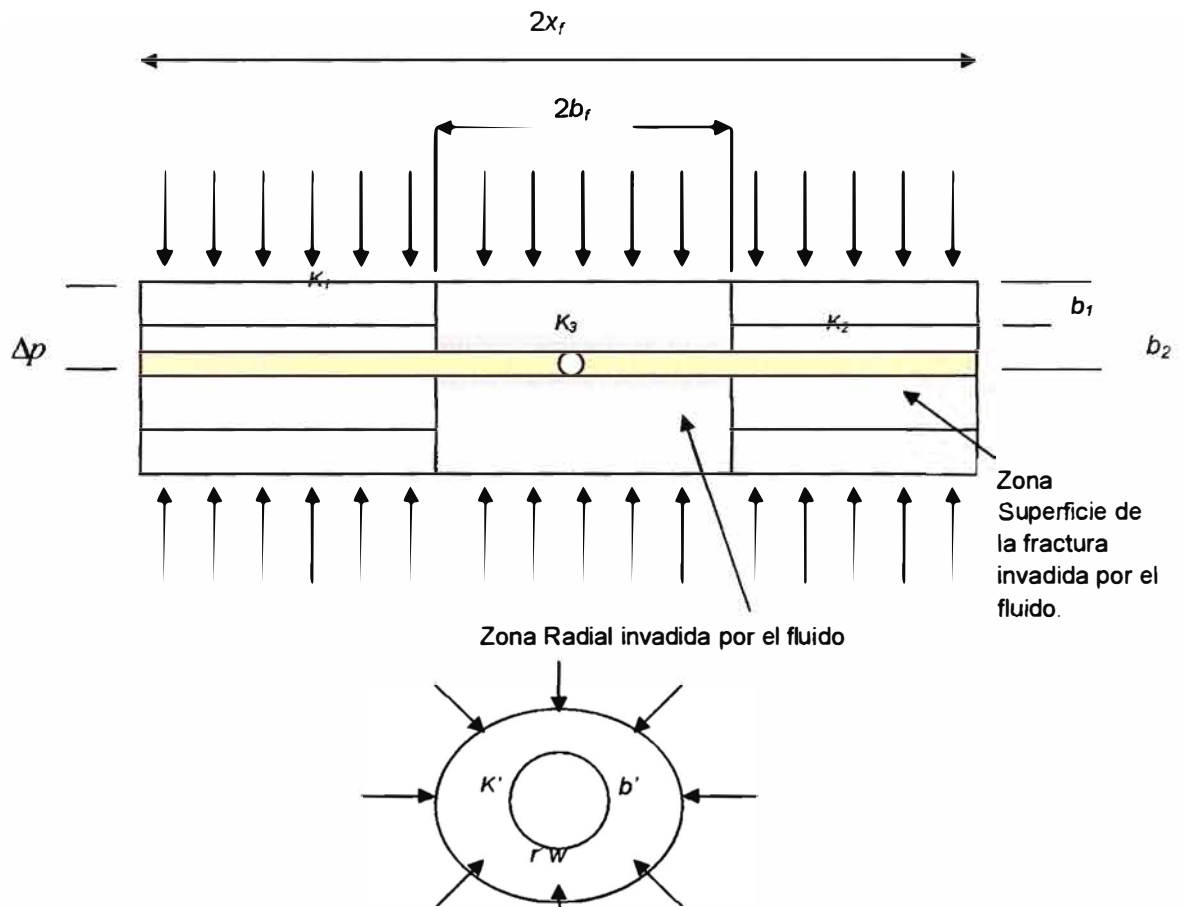


Figura 19. Zonas Invadidas por el fluido.

Los términos  $b$  y  $k$  son definidos gráficamente en la figura 19 y representan las dimensiones y permeabilidades de varias zonas incluidas en el modelo de fractura de conductividad finita de Mathur.

El Skin daño equivalente puede ser agregado directamente al skin effect de fractura Cinco y Samaniego no dañado para obtener el skin total,

$$S_t = S_d + S_f \dots\dots\dots 47$$

### 3.4.2.2. Estudios paramétricos

Aggour y Economides emplearon el modelo de Mathur (daño del wellbore no radial) con la finalidad de evaluar el *Skin Total* e investigar los efectos relativos a diferentes variables. Sus resultados se relacionaron al *Skin Total* en un número de casos discretos para: 1) La profundidad de la invasión del fluido normal a la cara de la fractura y 2) el grado de reducción de la permeabilidad en la zona invadida por el polímero.

Una muestra de sus resultados (para  $x_f = 25$  ft,  $C_{FD} = 0.1$ ,  $k_r = 10$  md), expresados inicialmente en términos de *Razón de Penetración del Daño*,  $b_2/x_f$ , y la *Razón de Deterioro de la Permeabilidad*,  $k_2/k_1$ , son mostrados en la **Tabla 9** en unidades reales. Bajo estas condiciones el *Skin Total* es igual a cero.

Profundidad de la invasión del Fluido normal a la cara de la fractura. (ft)	Reducción de la Permeabilidad en la zona invadida. (%)
2.5	90
1.25	95
0.25	99

**Tabla 9. Daño tolerado por invasión de fluido para Skin Cero.**

Estos resultados sugieren que para una penetración de 2.5ft (casi imposible), un skin positivo es adquirido solo si el impedimento en la permeabilidad en la zona dañada es más del 90%. Para una penetración de daño de 1.25ft, la incapacidad de la permeabilidad tendría que estar en 95% para alcanzar skins positivos. Incluso un 99% en el impedimento de la permeabilidad en la zona invadida no resultaría es skins positivos si la penetración del daño puede ser limitado a un 0.25ft. En una conductividad adimensional alta, igual a 1, altos

impedimentos en la permeabilidad pueden ser tolerados sin sufrir skins positivos. De esta manera si el fluido de fracturamiento lleva un gran paquete de agente de sostén y limpio, la penetración y daño al reservorio pueden ser tolerados.

De éste trabajo es entendible además que la extensión del daño normal a la cara de la fractura es más importante que la intensidad del daño. Si la invasión del fluido es minimizado, un 99% de daño puede ser tolerado. La importancia de maximizar  $C_{fb}$  es también ilustrado y cabe resaltar que un buen paquete de agente de sostén no debería de ser sacrificado en el intento de minimizar el daño en la cara de la fractura

La finalidad en sí es la elección del fluido de fracturamiento apropiado teniendo en cuenta que:

- Geles lineales no son recomendables debido a que la penetración de fluido por pérdida de filtrado es considerable.
- Fluidos poliméricos crosslinkados con alta carga de gel son los más apropiados.
- Aditivos para el levantamiento de la costra por filtrado pueden ser considerados para minimizar la pérdida de fluido por chorro (spurt loss) y la pérdida total por filtrado.

#### 3.4.2.3. Experimentos en la penetración del fluido de fractura

McGowen en 1993 presentó una cantidad de ensayos en las que muestra que tan largo es la penetración del fluido de fracturamiento en cores con diferentes permeabilidades.

Los fluidos de fracturamiento usados fueron gelificados con dos tipos de agentes gelificantes HEC y HPG (borato crosslinkado) cuyas concentraciones por cada 1000gal de



fluido limpio fueron de 70 lbm y de 30 ó 40 lbm respectivamente. Los volúmenes del filtrado fueron medidos en *ml* por cada *cm*<sup>2</sup> de área de filtrado. deduciéndose:

- Los fluidos de fracturamiento croslinkados controlan mejor la pérdida por filtrado que los geles lineales.
- Los geles lineales trabajan bien en rocas de 10 md pero no en rocas con 200 md de permeabilidad.
- Al incrementar la concentración de gel croslinkado de 30 a 40lbm por cada 1000 gal de fluido limpio hay un mayor impacto en la reducción del filtrado en cores de areniscas de 200 md, y aun en cores de 1000 md.

Este trabajo experimental corroboró los resultados del modelamiento de Aggour y Economides (1996) abriendo paso al uso de fluidos poliméricos croslinkados de alta concentración teniendo en cuenta un adecuado sistema de ruptores.

#### 3.4.2.4. Fluidos de transporte visco elásticos

Existen pequeños debates acerca de éste fluido, por ejemplo que éstos fluidos exhiben propiedades reológicas excelentes y que además no son dañinos, aún en reservorios de alta permeabilidad.

La ventaja de los fluidos de transporte visco elásticos es que no requieren de ruptores, la viscosidad de éste fluido disminuye convenientemente, dejando menos residuo comparado con los fluidos de base polimérica.

La desventaja de éstos fluidos de transporte es su limitación con la temperatura y lógicamente su costo por unidad de volumen. Actualmente su temperatura máxima de aplicación ha sido extendida hasta 240° F.

## 4. DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURA

El diseño de tratamiento de fractura va más allá del cálculo de sus dimensiones, tan importante como el mejoramiento de la producción, es también incluir los cálculos de programa de bombeo para lograr alcanzar los objetivos establecidos para el tratamiento. Discutiremos los diagnósticos que son incorporados a los tratamientos de fractura para determinar por lo menos los límites de los parámetros que son críticos en los procedimientos de diseño y ejecución.

### 4.1. Pruebas de diagnóstico previos al tratamiento

Existen tres pruebas de calibración de los parámetros de fractura, previas al tratamiento mediante la inyección de fluido: Step Rate Test, Minifrac, y Fall-off Test. Estas pruebas están diseñadas para recopilar información importante, y para poder predecir la geometría de la fractura y también brindar información importante sobre las restricciones de flujo en las cercanías del pozo.

#### 4.1.1. Microfrac

La prueba de esfuerzo de microfractura ("microfrac") determina la magnitud del esfuerzo in-situ mínimo principal de la formación objetivo. La prueba usualmente envuelve la inyección de fluido a presión dentro de una pequeña zona aislada (de 4 a 15 ft) a caudales de inyección bajos, por ejemplo a 25 gal/min). El esfuerzo in situ mínimo puede ser determinado de la declinación de la curva de presión después del cierre o del incremento de presión al inicio del ciclo de inyección. La presión de aplastamiento (Closure pressure) y la presión de reapertura nos dan una buena aproximación para el mínimo esfuerzo in-situ de la formación.

#### 4.1.2. Step rate test

El step rate test envuelve la inyección de fluido limpio a diferentes caudales estabilizados, al inicio con caudales bajos y progresivamente incrementándolos hasta que dichos caudales nos den una presión sobre la presión de extensión de fractura, los intervalos de inyección deben ser uniformes (típicamente 2 o 3 minutos). El step rate test tiene dos variedades: Step up y Step down.

Cuando se realiza el step rate test, es necesario obtener datos confiables, para este fin, por lo general se usa un registrador de presiones en el fondo de pozo sólo durante este proceso. La data obtenida puede servir para la calibración de la data obtenida de presiones medidas en superficie. Esta prueba es rápida y no es costosa.

**Step-up test**, el objetivo de esta prueba es obtener la presión de extensión de la fractura mediante la inyección de fluido, iniciando el bombeo a un caudal que sea lo menor posible (caudales matriciales) o al mínimo caudal que los equipos de bombeo lo permitan, para luego realizar el análisis de los datos de presiones y caudales, así como se muestra en la figura.

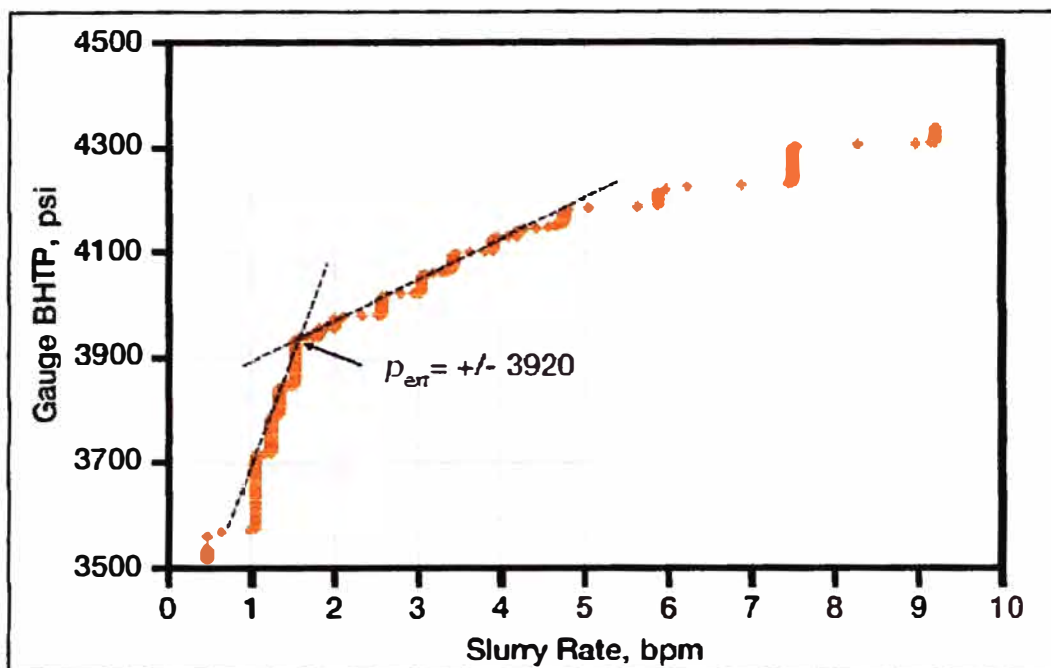


Figura 20. Step-up test

Debemos recordar los siguientes puntos para llevar a cabo un step-up test.

- Siempre comenzar con la fractura cerrada.
- Usar cualquier fluido (preferible salmuera con KCL al 2%). Aunque los datos de presión de fondo sean obtenidos a partir de los datos de presión de superficie, se deben entender los contenidos del wellbore.
- Notar que la presión de extensión de la fractura no es constante. Puede variar a lo largo del tratamiento de fractura. Cuando la fractura crezca (por unidad de volumen de fluido inyectado), se hará más fácil crear la longitud y el alto de fractura, y más difícil crear el ancho de fractura.
- Aunque el step-up test es la prueba de calibración menos útil, éste nos determinará un límite máximo para el cálculo del closure pressure  $P_c$  el cual normalmente se obtiene del análisis de la curva de declinación de la presión. El valor del closure pressure es de 100 a 200 psi menor que la presión de extensión de la fractura  $P_{ext}$ .

El **step-down test** es una prueba que se realiza para diferenciar cual es la fricción dominante entre la fricción generada en los punzados y la fricción debido a la tortuosidad, como lo documentó Cleary en 1993. La prueba se inicia con la fractura abierta, esto significa que tiene que realizarse un bombeo significativo antes que comience el step-down test, a menudo se realiza una prueba combinada entre el step-up test y el step-down test. Algunas veces se realiza el step-down test al final del minifrac (esto no es recomendado debido a que la prueba puede afectar la declinación de la presión y la medición de cualquier magnitud de la pérdida de fricción en el wellbore  $\Delta p_{near-wellbore}$  calculado de la diferencia entre la presión de inyección en el fondo de pozo y la presión instantánea de cierre ISIP)

Para realizar una prueba de step-down test se recomienda comenzar la fractura cuando ya se haya bombeado un volumen significativo de fluido durante un mínimo de 5 minutos con un caudal entre 15 y 20 barriles por minuto. Disminuir el caudal rápidamente con intervalos de tiempo iguales y cuyo valor debe ser menor a 15 segundos. Luego graficar la presión de tratamiento en el fondo de pozo versus el caudal. La **figura 21** muestra los resultados de dos step-down test realizados en el mismo pozo. En el primero se muestra que la caída de presión es dominada por la caída de presión en los perforados lo cual es caracterizado por una curva cóncava, así que la operadora decidió re-perforar el intervalo y realizar un segundo ensayo, en ésta se tiene una caída de presión dominada por la tortuosidad caracterizada por una curva convexa. Sin embargo, se nota la caída abrupta en la presión de tratamiento en el fondo de pozo, demostrándose así que fue una buena decisión re-perforar.

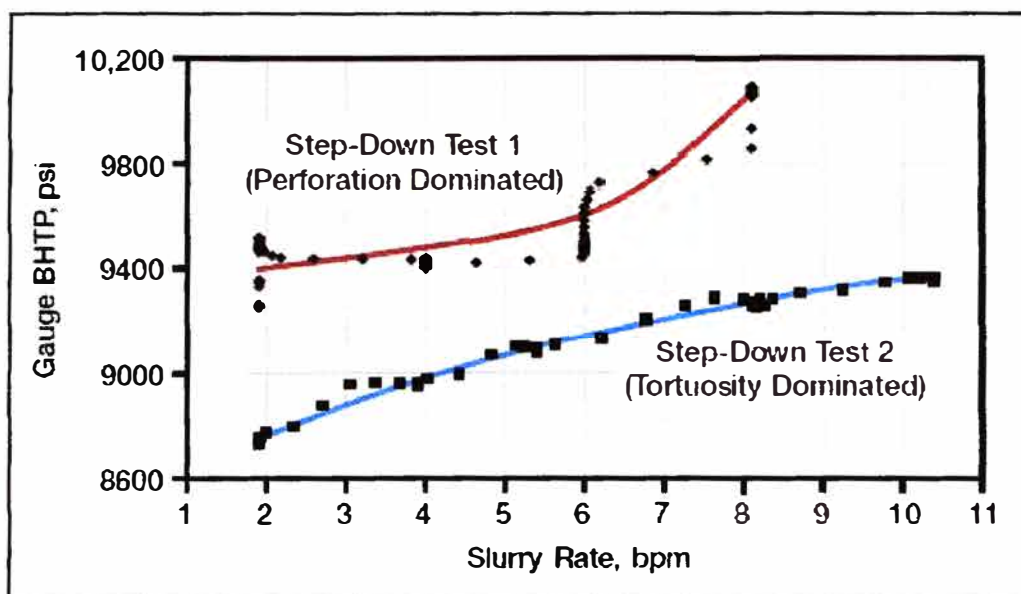


Figura 21. Resultados de dos Step-down tests realizados en el mismo intervalo, antes y después del re-perforado

La caída de presión en las cercanías del pozo debido a los perforados es directamente proporcional al cuadrado del caudal observándose un rápido incremento de presión con el incremento del caudal. Sin embargo, si se aumentan el número de perforados por los cuales ingresa el fluido o si el diámetro del perforado aumenta esta presión se reducirá.

Si tenemos el caso de dominio en la caída de presión por tortuosidad se relaciona esta caída de presión directamente proporcional a la raíz cuadrada del caudal, Wright (1996) sugirió que es proporcional a la raíz cuarta del caudal, cualquiera sea el caso se nota que cuando se incrementa el caudal, el incremento de la presión será mas lenta. Entonces para minimizar el efecto de la tortuosidad se recomienda bombear a un rate alto.

Cosas que se deben recordar al momento de realizar un step-down test:

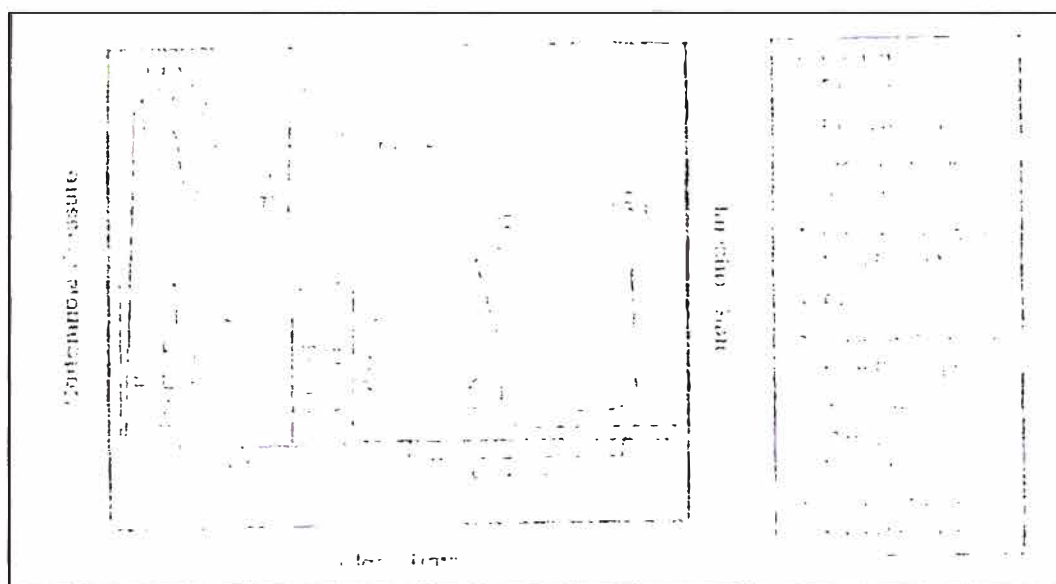
- Asegurarse que la fractura esté abierta al inicio de la prueba y que tenga un tamaño significativo. La prueba trata de medir la respuesta de la tortuosidad. si la fractura es pequeña, se generaran cambios de presión significativos

simplemente debido a la variación de la geometría de la fractura, mientras más grande sea la fractura este impacto será menor.

- Si se va a usar los datos del step-down test, para introducirlo a los simuladores, este debe ser realizado con el mismo fluido del tratamiento debido que la caída de presión en el wellbore está dado en función de la viscosidad del fluido. Caso contrario se puede usar cualquier otro fluido.
- Realizar las disminuciones de caudal tan rápido como sea posible para que la geometría de la fractura no cambie y así poder obtener los datos de tortuosidad confiables.

#### 4.1.3 Minifrac

El minifrac es la prueba más importante antes de realizar el tratamiento principal, también se le conoce como prueba de calibración de la fractura. El minifrac es una prueba de Bombeo/Cierre que emplea un caudal a escala completa y volúmenes relativamente grandes de fluido. La información que se obtiene del minifrac son el closure pressure  $p_c$ , presión neta, condiciones de entrada (perforados y presión en las cercanías del wellbore), y una posible evidencia de la contención de la fractura. La parte de la declinación (falloff) de la curva de presión obtenida del minifrac es usado para obtener el coeficiente de pérdida de filtrado de una geometría dada. La **Figura 22** ilustra las ubicaciones estratégicas de las respuestas típicas de presión registradas durante los tratamientos típicos de calibración



**Figura22. Elementos claves de la curva de presiones del minifrac**

Un diseño de minifrac debe ser desarrollado junto con el diseño de tratamiento inicial con el objetivo que pueda ser parte representativa de éste. Para lograrlo, se debe crear una geometría lo suficientemente grande para obtener una presión de cierre ("closure pressure") que se pueda observar en la curva de declinación de presión. El minifrac más representativo que se pueda hacer es uno que tenga el caudal de bombeo igual al del tratamiento, pero esto no es muy común en la práctica. En realidad, muchos criterios de diseño deben ser calibrados, incluyendo el volumen del minifrac, la geometría de la fractura, daño a la formación, un tiempo razonable de cierre de la fractura, y finalmente el costo de materiales y de personal.

El cierre de la fractura es determinado de una o más construcciones de la curva de declinación de presión, mientras se tome en consideración alguna variable cuyo valor es conocido previamente. Algunos de los gráficos más usados para obtener la presión de cierre de la fractura son:



- $P_{shut-in}$  vs.  $t$ .
- $P_{shut-in}$  vs.  $\sqrt{t}$ .
- $P_{shut-in}$  vs. Función  $g$  (y variaciones)
- $\text{Log}(P_{ISIP} - P_{shut-in})$

El origen y el uso de estos gráficos son algunas veces más intuitivos que teóricos, lo cual nos puede conducir a resultados incorrectos. Las bases teóricas y limitaciones del análisis de la curva de declinación de presión deben ser entendidas en un contexto de aplicaciones para casos individuales. Una complicación añadida es que los efectos de temperatura y compresibilidad pueden causar una desviación de la presión. En este caso, se pueden usar curvas de corrección para la curva de declinación para así permitirnos una interpretación normal de los diferentes tipos de gráficos (Soliman 1984)

El concepto original del análisis de la curva de declinación se basó en la observación de que el rate de declinación de presión durante el proceso de cierre contiene información útil en la intensidad del proceso de pérdida de filtrado (Nolte 1979, Solimán 1991). Esto tiene un contraste con el periodo de bombeo, cuando la presión es afectada por muchos otros factores.

Si asumimos que la fractura ha evolucionado con un exponente constante  $\alpha$  y se mantiene constante después de parar el bombeo, en el tiempo  $(t_o + \Delta t)$  el volumen de la fractura es dado por:

$$V_{t_o + \Delta t} = V_i - 2A_e S_p - 2A_e g(\Delta t_D, \alpha) C_L \sqrt{t_e} \dots \dots \dots (48)$$

Donde la variación de tiempo adimensional es definida como

$$\Delta t_D = \Delta t / t_e \quad (49)$$

Y la función de dos variables  $g(\Delta t_D, \alpha)$ , puede ser obtenida por integración. Su forma general es dada por (Valko y Economides, 1995):

$$g(\Delta t_D, \alpha) = \frac{4\alpha\sqrt{\Delta t_D} + 2\sqrt{1 + \Delta t_D} \times F\left[\frac{1}{2}, \alpha; 1 + \alpha; (1 + \Delta t_D)^{-1}\right]}{1 + 2\alpha} \quad (50)$$

La función  $F[a, b; c; z]$  es la función "Hipergeométrica" y para propósitos de cálculo la función  $g$  fue aproximada por M. Economides en las siguientes funciones mostradas en la **tabla 10**.

$g\left(d, \frac{4}{5}\right) = \frac{1.41495 + 79.4125d + 632.457d^2 + 1293.07d^3 + 763.19d^4 + 94.0367d^5}{1 + 54.8534d^2 + 383.11d^3 + 540.342d^4 + 167.741d^5 + 6.49129d^6}$
$g\left(d, \frac{2}{3}\right) = \frac{1.47835 + 81.9445d + 635.354d^2 + 1251.53d^3 + 717.71d^4 + 86.843d^5}{1 + 54.2865d + 372.4d^2 + 512.374d^3 + 156.031d^4 + 5.95955d^5 - 0.0696905d^6}$
$g\left(d, \frac{8}{9}\right) = \frac{1.37689 + 77.8604d + 630.24d^2 + 1317.36d^3 + 790.7d^4 + 98.4497d^5}{1 + 55.1925d + 389.537d^2 + 557.22d^3 + 174.89d^4 + 6.8188d^5 - 0.0808317d^6}$

**Tabla 10. Aproximación de la función  $g$  para diferentes exponentes  $\alpha$**

Dividiendo la **ecuación (48)**, entre el área, el ancho de fractura en el tiempo  $\Delta t$  después del bombeo estará dado por:

$$\bar{w}_{t_e + \Delta t} = \frac{V_i}{A_e} - 2S_p - 2C_L \sqrt{t_e} g(\Delta t_D, \alpha) \quad (51)$$

La variación del tiempo con el ancho es determinado por la función  $g(\Delta t_D, \alpha)$ , de la duración del periodo de inyección y del coeficiente de pérdida de filtrado, pero no necesariamente es afectado por el área de la fractura.

La reducción del ancho promedio no puede ser observado directamente, pero la presión neta durante el cierre es directamente proporcional al ancho de la fractura según:

$$p_{net} = S_f \bar{w} \quad (52)$$

Simplemente porque la formación es descrita por la teoría de elasticidad lineal (ecuación 20). El coeficiente  $S_f$  es la rigidez de la fractura (*stiffness*), expresado en psi/ft. Y su inversa  $1/S_f$  es llamada conformidad de la fractura (*compliance*). Para los modelos básicos de la fractura se muestran los valores del stiffness de la fractura en la **tabla 11**.

Modelo	PKN	KGD	Radial
$S_f$	$\frac{2E'}{\pi h_f}$	$\frac{E'}{\pi x_f}$	$\frac{3\pi E'}{16R_f}$
$\alpha$	4/5	2/3	8/9

**Tabla 11. Rigidez y constante alfa para los modelos de fractura.**

La combinación de las **ecuaciones (51) y (52)** dan como resultado (Nolte, 1979):

$$p = \left( p_c + \frac{S_f V_i}{A_e} - 2S_f S_p \right) - 2S_f C_L \sqrt{t_c} \times g(\Delta t_D, \alpha) \quad (53)$$

La ecuación (53) muestra que la caída de presión en el cierre caerá con una tendencia en línea recta según:

$$p = b_N - m_N \times g(\Delta t_D, \alpha) \quad (54)$$

Si se grafica la presión versus la función  $g$ , el valor, el valor de la pendiente de la línea recta  $m_N$ , es relacionado con el coeficiente de pérdida de filtrado no conocido.

$$C_L = \frac{-m_N}{2\sqrt{t_e} S_f} \quad (55)$$

Sustituyendo la expresión relevante para la rigidez de la fractura, el coeficiente de pérdida de filtrado puede ser estimado como se muestra en la **Tabla 12**. Esta tabla muestra que el coeficiente de pérdida de filtrado estimado para la geometría PKN no depende de cantidades desconocidas debido al tiempo de bombeo, la altura de la fractura y el módulo del plano de deformación se asumen parámetros conocidos. Para las otras geometrías consideradas, el procedimiento resulta en la estimación del coeficiente de pérdida de filtrado que es dependiente fuertemente de la extensión de la fractura. ( $x_f$  o  $R_f$ ).

Modelo	PKN	KGD	Radial
Coeficiente de pérdida de filtrado	$\frac{\pi h_f}{4\sqrt{t_e E'}} (-m_N)$	$\frac{\pi x_f}{2\sqrt{t_e E'}} (-m_N)$	$\frac{8R_f}{3\pi\sqrt{t_e E'}} (-m_N)$
Extensión de la fractura	$x_f = \frac{2E'V_i}{\pi h_f^2 (b_N - p_C)}$	$x_f = \sqrt{\frac{E'V_i}{\pi h_f (b_N - p_C)}}$	$R_f = \sqrt[3]{\frac{3E'V_i}{8(b_N - p_C)}}$

**Tabla 12. Coeficiente de pérdida de filtrado y extensión de la fractura sin efecto de considerar el efecto de chorro**

De la **ecuación (53)** observamos que el efecto de pérdida de chorro (spurt loss) es concentrado en la intersección de la línea recta con el eje de la línea  $g = 0$ :

$$S_p = \frac{V_i}{2A} \frac{b_N - p_C}{2S_f} \quad (56)$$

Como sugirió Shlyapobersky (1987), la **ecuación (56)** puede ser usada para obtener la extensión desconocida de la fractura si se asume que no existe efecto de chorro. La segunda fila de la **Tabla 12** muestra la extensión estimada de la fractura para los tres modelos básicos. Una vez que se tienen los valores de la extensión de la fractura y el coeficiente de pérdida de filtrado, se podrá conocer el ancho perdido después de que se para el bombeo:

$$w_{Le} = 2g_0(\alpha)C_L\sqrt{t_e} \quad (57)$$

El ancho de la fractura será, para los dos modelos rectangulares:

$$\bar{w}_e = \frac{V_i}{x_f h_f} - w_{Le} \quad (58)$$

Y para el modelo radial:

$$\bar{w}_e = \frac{V_i}{R_f^2 \pi / 2} - w_{Le} \quad (59)$$

Comúnmente la eficiencia de fluido es determinado por:

$$\eta_e = \frac{\bar{w}_e}{\bar{w}_e + w_{Le}} \quad (60)$$

Notar que la extensión de la fractura y la eficiencia son variables de estado, lo que equivale a decir que tienen valores diferentes en el minifrac y en el tratamiento principal. Solamente el coeficiente de pérdida de filtrado es un parámetro de modelo que puede ser transferido del minifrac al tratamiento principal, pero sin embargo se requiere un poco de cuidado en su interpretación. El coeficiente de pérdida de filtrado bruto, es aparente con respecto al área de la fractura. Si tenemos información sobre la altura permeable  $h_p$ , y eso indica que solo una parte de la cara de la fractura cae en un área permeable, el coeficiente de pérdida de filtrado aparente debe convertirse en un valor real que solo corresponda al área permeable. Esto es se obtiene multiplicando este valor por  $h_f$  y dividiéndolo entre  $h_p$ .

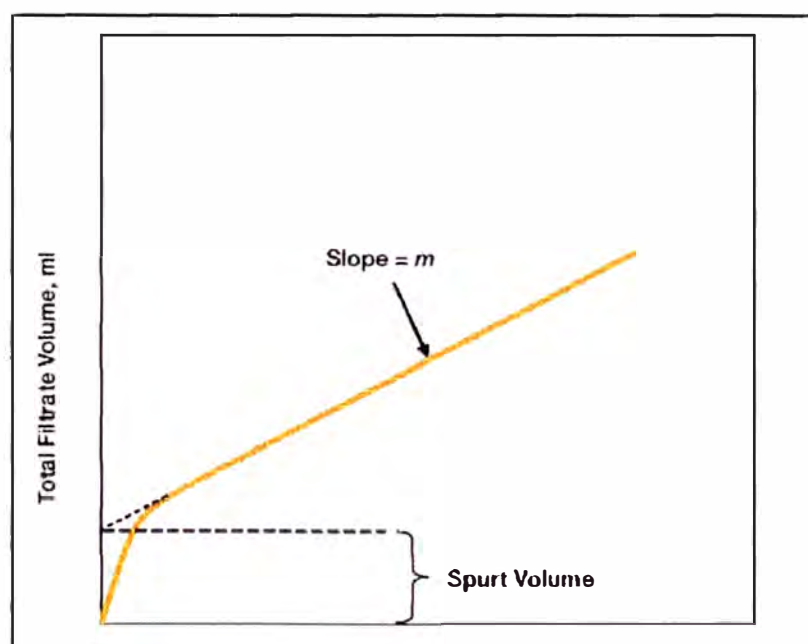


Figura 23. Cálculo de la pérdida de filtrado basado en la presión neta.

## 4.2. Diseño de tratamiento.

En el punto 1.3 de este trabajo vimos que el diseño lógico envuelve: para una cantidad dada de agente sostén que se usa en la arena neta petrolífera, podemos determinar un valor óptimo el índice de productividad adimensional. Y en el punto 1.4 mostramos que Michael Economides halló un valor óptimo para el ancho y largo de la fractura.

Un tema crucial en el diseño es la altura de la fractura que se asume. La relación entre la altura de la fractura y la arena neta determina la eficiencia volumétrica del agente sostén. El número de propante depende de la cantidad de agente sostén que se ubico en la zona de la arena neta. Se calcula como el volumen inyectado en la arena neta multiplicado por la eficiencia volumétrica del agente sostén. Por tanto, hablando estrictamente, una longitud óptima seleccionada puede ser obtenida si la altura de la fractura es conocida. Para los siguientes puntos tendremos en cuenta que la longitud de fractura es conocida.

### 4.2.1. Tiempo de bombeo

Teniendo una longitud de fractura seleccionada y asumiendo que  $h_f, E', q_i, \mu, C_L$  y  $S_p$  son conocidos, podemos diseñar un tratamiento de fractura. El primer problema a considerar es el tiempo de bombeo  $t_e$ , el cual determinaremos usando la combinación de la ecuación del ancho y la ecuación de balance de materiales. Seguiremos los siguientes pasos para el cálculo del tiempo de bombeo y el volumen de fluido de tratamiento.

- a. Calcular el ancho de la fractura en el wellbore al final del bombeo del

$$\text{modelo PKN (o cualquier otro), } w_{w.o} = 3.27 \left( \frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{4}},$$

- b. Hallar el ancho promedio.  $\bar{w} = 0.628 w_{w.o}$ ,

- c. Asumir el factor de tiempo de distribución  $K_L = 1.5$ ,

- d. Solucionar la siguiente ecuación para  $t_e$ :

$$\frac{q_i t}{h_f x_f} - 2K_L C_L \sqrt{t} - (\bar{w}_e + 2S_p) = 0, \text{ (Ecuación cuadrática para } x = \sqrt{t} \text{)}$$

- e. Luego calculamos el volumen inyectado  $V_i = q_i t_e$ , y la eficiencia del fluido

$$\eta_e = \frac{h_f x_f \bar{w}_e}{V_i}$$

#### 4.2.2. Programa de concentraciones del agente sostén

Una vez que se tiene el volumen y tiempo de bombeo, se requiere un programa de bombeo en el cual se especifique las concentraciones de arena que debe contener el fluido y los volúmenes de cada concentración, esto para lograr alcanzar las dimensiones de la fractura diseñadas.

El fluido limpio que se añade al inicio del tratamiento es llamado "pad." Este fluido inicia y abre la fractura. Por lo general, el porcentaje de filtrado en la formación está entre un 30 y 60 por ciento del volumen total del tratamiento; el pad provee este volumen necesario. El pad genera la longitud y ancho de fractura necesario para poder permitir el posicionamiento del agente de sostén. Muy poco pad resulta en un arenamiento prematuro y una longitud de fractura corta. Mucho pad resulta en un crecimiento de altura muy grande lo mismo que en la longitud. Aun cuando la pérdida de filtrado fuese cero, se requiere un



volumen mínimo de pad para poder abrir la formación y así permitir el ingreso del agente sostén. Generalmente, se necesita un ancho de fractura mínimo igual a tres veces el diámetro de propante para evitar que se generen puentes de arena.

Una vez que se bombeo el pad, las concentraciones de agente sostén del fluido de tratamiento son incrementadas gradualmente hasta llegar al valor de la concentración máxima  $C_e$  el cual debe ser determinado de un balance de materiales:

$$M = \eta_e c_e V_i \dots\dots\dots (61)$$

Donde  $V_i$  es el volumen de fluido de tratamiento que se inyecta en un ala de la fractura,  $\eta_e$  es la eficiencia del fluido de tratamiento, y  $M$  es al masa de agente sostén inyectado en una ala de la fractura.

De acuerdo con Nolte (1986), el programa de concentraciones de agente sostén son derivadas de las siguientes necesidades:

- Toda la longitud creada debe ser empaquetada.
- Al final del bombeo la concentración de agente sostén debe ser uniforme a lo largo y ancho de la fractura.
- El programa de concentraciones de agente sostén debe ser de la forma de la ley de potencia retardado con exponente  $\varepsilon$  y con una fracción de pad igual.

Para el cálculo del programa de concentraciones del agente sostén seguiremos los siguientes pasos:

- a) Calcular el exponente de la curva de concentración de agente sostén

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta_c}{1 + \eta_e}$$

- b) Calcular el volumen del pad y el tiempo para bombearlo

$$V_{pad} = \varepsilon V_i$$

$$t_{pad} = \varepsilon t_e$$

- c) La concentración de agente sostén requerida (masa por unidad de volumen de tratamiento inyectado) para la curva esta dado por:

$$c = c_e \left( \frac{t - t_{pad}}{t_e - t_{pad}} \right)^\varepsilon$$

- d) Convertir la concentración de *masa de agente sostén por unidad de volumen de fluido de tratamiento* en *masa de agente sostén añadida por unidad de volumen de fluido limpio*, denotado por  $C_a$  y usualmente expresado en ppga (libras añadidas por galón de fluido limpio)

$$C_a = \frac{c}{1 + \frac{c}{\rho_p}}$$

Donde  $\rho_p$  es la densidad del material del agente sostén

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Una evaluación económica de un trabajo de fracturamiento hidráulico requiere una buena predicción de la producción del pozo en función de cuan exitoso será el tratamiento (Factor *skin*). Con los datos de ingeniería de reservorios obtenemos una predicción de la producción con diferentes condiciones del pozo: fracturado, con diferentes valores del ratio de penetración y conductividad adimensional y también para el caso de que el pozo no haya sido fracturado.

La parte económica del modelo permite una evaluación de los costos versus los ingresos esperados. Los costos estimados deben incluir el costo de tratamiento, costos de operación, costos del dinero, impuestos aplicables y costos auxiliares.

El factor de precio de producto producido, el factor de ajuste del precio, y el factor de riesgo (costo de oportunidad) son necesarios para poder calcular los diferentes indicadores financieros como la tasa de retorno (ROR), retorno sobre inversiones (ROI), valor actual neto (NPV), payout (días).

Para el análisis económico es importante conocer los costos implicados en el tratamiento de fractura y aplicar los indicadores económicos adecuados.

#### 5.1. Costos del fracturamiento

##### 5.1.1.COSTOS INDEPENDIENTES AL TAMAÑO DE TRATAMIENTO:

- Puesta de equipos en locación
- Alquileres de tanques
- Transporte de materiales
- personal

##### 5.1.2.COSTOS DEPENDIENTES AL TAMAÑO DEL TRATAMIENTO.

- Agente sostén
- Fluido de fractura
- Potencia hidráulica

## 5.2. NPV como parámetro de diseño de optimización de la fractura

Para optimizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico es necesario que el ingreso incremental esperado este en relación al costo del trabajo. Debido a que los ingresos serán observados a lo largo del tiempo, estos ingresos se deben descontar al tiempo cero, el cual es tomado como el momento de la ejecución del trabajo.

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+i)^n} - COSTO \quad \dots \quad (62)$$

Donde NPV es el valor actual neto,  $R_n$  es el ingreso incremental anual sobre lo que un pozo no estimulado podría producir en el año  $n$ ,  $N$  es el total de número de años para el periodo, e  $i$  es la tasa de descuento.

Si conocemos el valor de la tasa de descuento ( $i$ , el cual toma como valor mínimo la tasa de inflación), entonces para cada tamaño de tratamiento existe un costo y un ingreso incremental; por tanto, un valor actual neto. Y el tamaño de tratamiento con el cual obtengamos el máximo valor actual neto será el diseño óptimamente económico.

Para nuestro caso de estudio mostraremos el grafico número de sacos de arena usados versus el valor actual neto. Así obtendremos un valor máximo para el valor actual neto.

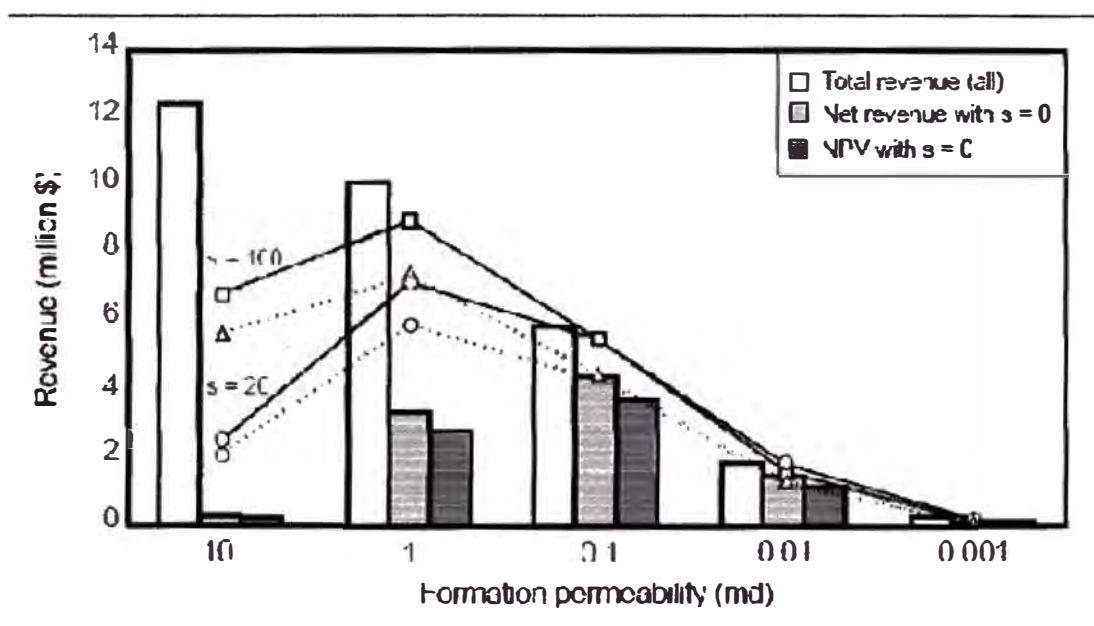
## 5.3. Sensibilidad Económica a la Permeabilidad de la formación y al efecto skin.

Con el objetivo de ilustrar algunos aspectos económicos del fracturamiento, se considera la optimización de tratamientos de fractura en formaciones con una altura de arena neta dada y permeabilidades que varían desde 0,001 hasta 10 md. Para este estudio

las propiedades de formación y reservorios son las mismas a excepción de la permeabilidad y del efecto skin (s) en el wellbore.

Usaremos valores actuales netos (NVPs) para tres años con el fin de determinar la penetración óptima de los tratamientos de fractura en los diferentes valores de permeabilidad y efecto skin.

Los ingresos de producción y los Valores Presentes Netos (VPNs) son mostrados en la figura.....



El ingreso debido a la producción es mayor en la formación con 10md de permeabilidad y se espera que disminuya con cada disminución en la permeabilidad. Sin embargo el ingreso neto (postfractura menos prefractura) es baja para el caso de 10 md debido a la alta producción prefracturamiento. El ingreso neto incrementa para los casos 1.0 y 0.1 md y disminuye para los casos 0.01 y 0.001 md de permeabilidad.

Los Valores Presentes Netos (NVPs) continúan el modelo de Ingreso Neto. En la figura ..... También podemos ver los resultados de optimización para  $s=20$  y  $100$ . Un efecto skin positivo tiende a disminuir los ingresos prefractura; los ingresos postfractura se

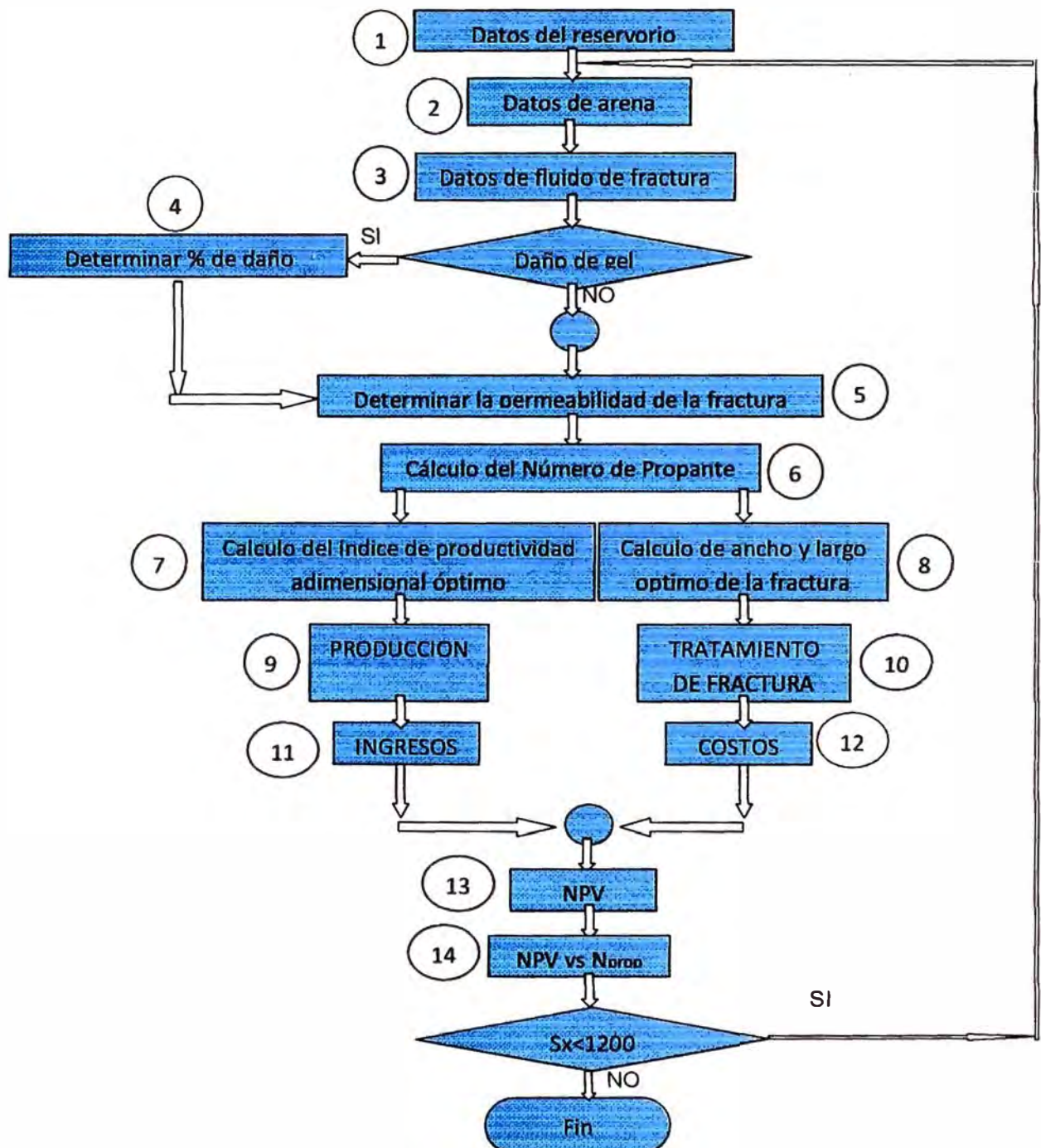
mantienen iguales. Para  $s=100$ , el ingreso neto y el Valor Presente Neto (VPN) para el caso 10 md aumenta considerablemente; sin embargo, el caso 1 md ahora tiene el ingreso neto y el VPN más alto. El éxito en formaciones de alta permeabilidad fracturados es debido a que se supera el efecto skin en el wellbore usualmente atribuido a éstas formaciones.

## CAPITULO II

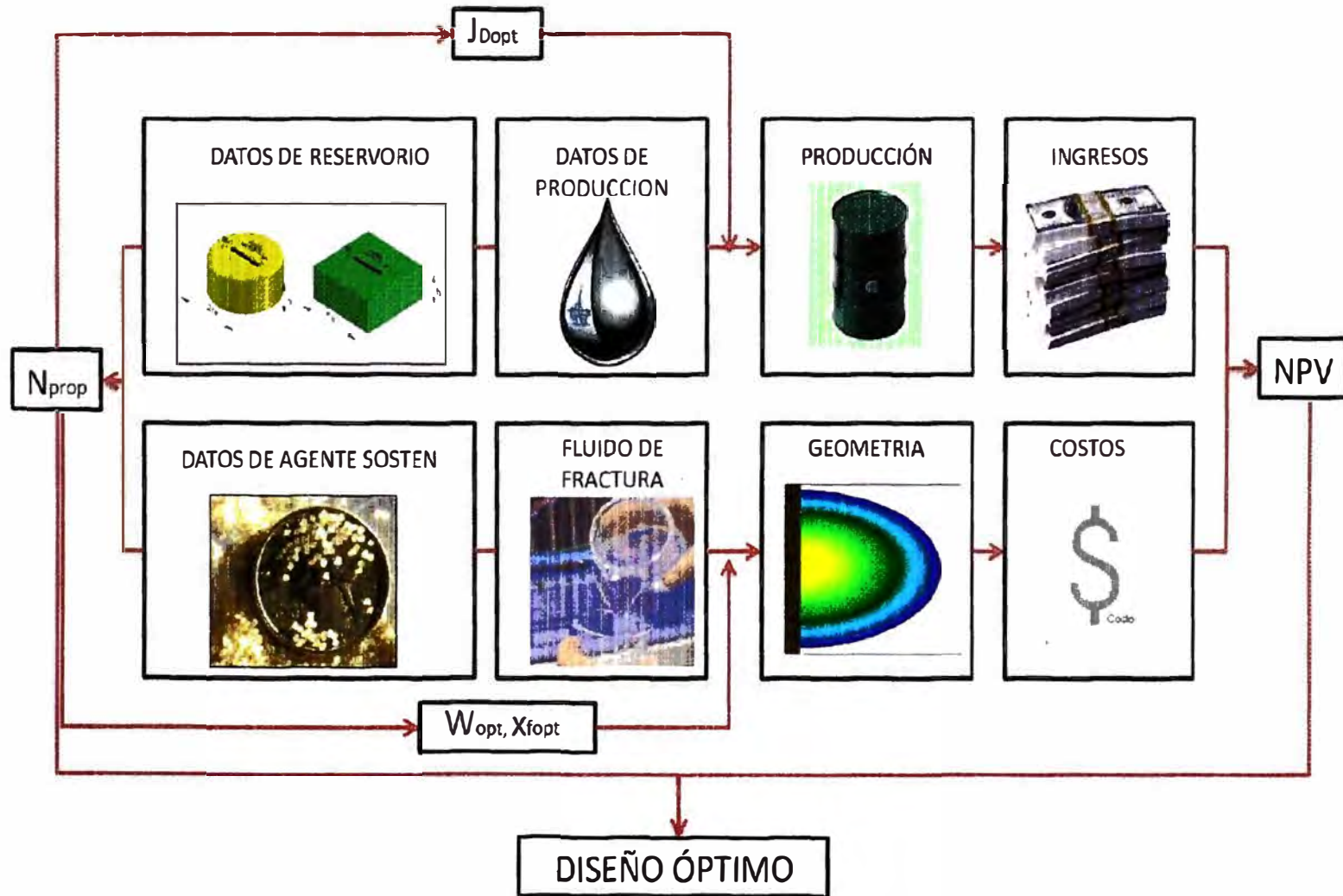
## ALGORITMOS Y PROGRAMACIÓN

## 6. ALGORITMO PARA EL DISEÑO DE LA FRACTURA PARA POZOS DE PETRÓLEO

6.1 Algoritmo incorporando los efectos de daño de gel.



# DIAGRAMA DEL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN





## 6.1.1 Datos del reservorio

PARÁMETRO	UNIDAD
Porosidad $\phi$	%
Permeabilidad $k$	md
Espesor $h$	ft
Espesor neto $h_n$	ft
Área $A$	Acres
Presión	psi
Temperatura	°F

Cálculo del radio de drenaje ( $r_e$ ) [ft]

$$r_e = \sqrt{\frac{A \cdot 43560}{\pi}} \quad (63)$$

Volumen del reservorio ( $V_{res}$ ) [ft<sup>3</sup>]

$$V_{res} = \pi \cdot r_e^2 \cdot h_n \quad (64)$$

## 6.1.2 Datos de arena

PARÁMETRO	UNIDAD
Mesh	
Densidad Bulk	lb/ft <sup>3</sup>
Porosidad empacada $p_p$	%
Coeficiente de turbulencia "a"	
Coeficiente de turbulencia "b"	
Gravedad específica $\gamma_p$	
Diámetro	in
Sacos (sx)	100lb/sx

Volumen bulk del agente sostén inyectado ( $V_i$ )[ft<sup>3</sup>]

$$V_i = \frac{0.016 \cdot m}{(1 - pp) \cdot \gamma_p} \quad (65)$$

$$V_2 = V_i \left( \frac{h_n}{h} \right) \quad (66)$$

### 6.1.3 Datos de fluido de fractura

PARÁMETRO	UNIDAD
K'	(lbf/ft <sup>2</sup> )*s <sup>n'</sup>
n'	
Coefficiente de leakoff	ft/min <sup>0.5</sup>
Coefficiente Spurt loss, Sp,	gal/ft <sup>2</sup>
Densidad	ppg

Calculamos la viscosidad aparente

$$\mu_{app} = 47880 K' \dot{\gamma}^{n'-1} \quad (67)$$

### 6.1.4 Daño de gel

El daño por gel será tomado en cuenta como un porcentaje que expresa la permeabilidad retenida. Flowers, Hupp y Rayan mencionaron que en los diseños de ingeniería del fracturamiento hidráulico se debería incluir un daño de gel del 50% a la permeabilidad de la fractura.

$$k_{f-eff} = k_f \cdot \%daño \quad (68)$$

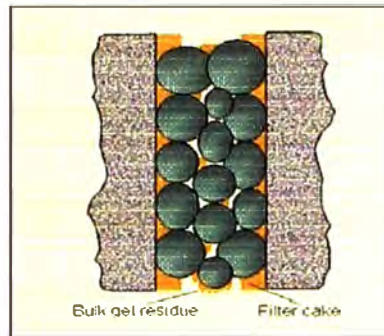


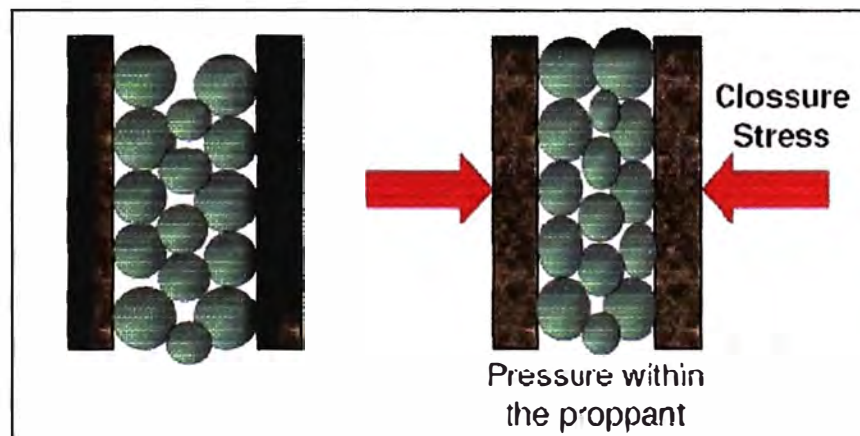
Figura 5. Polímeros dentro de la fractura

#### 6.1.5 Determinar permeabilidad efectiva de la fractura

A partir de la ecuación del mínimo esfuerzo horizontal podremos estimar el closure stress ( $P_c$ )

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu}(S_v - \alpha p_p) + \alpha p_p \quad (69)$$

Obtener  $k_f$  basado en la presión de cierre, seleccionando el tipo de agente sostén y el tamaño. Ver anexo 1.



Con el daño de gel determinamos la permeabilidad efectiva de la fractura  $k_{f-ef}$

6.1.6 Determinar el número de propante

$$N_{prop} = \frac{2k_{eff}V_2}{kV_{res}} \dots\dots\dots (70)$$

6.1.7 Índice de productividad adimensional optimo

$$J_{Dmax}(N_{prop}) = \begin{cases} \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln(N_{prop})} & si \cdot N_{prop} \leq 0.1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp \left[ \frac{0.423 - 0.311N_{prop} - 0.089(N_{prop})^2}{1 + 0.667N_{prop} + 0.015(N_{prop})^2} \right] & si \cdot N_{prop} > 0.1 \end{cases}$$

6.1.8 Calculo del ancho y largo optimo

Considerando:

$$C_{fDopt} = \begin{cases} 1.6 & si \cdot 0.1 < N_{prop} \\ 1.6 + \exp \left( \frac{-0.583 + 1.48N_{prop}}{1 + 0.142 \ln(N_{prop})} \right) & si \cdot 0.1 \leq N_{prop} \leq 10 \\ N_{prop} & si \cdot N_{prop} > 10 \end{cases} \dots\dots\dots (71)$$

Obtendremos:

$$w_{opt} = \left( \frac{C_{fDopt} k V_f}{k_f h} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (72)$$

$$x_{fopt} = \left( \frac{k_f V_f}{C_{fDopt} kh} \right)^{1/2} \quad (73)$$

### 6.1.9 Cálculo de la producción

$$q = \frac{1}{141.2} \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{B\mu} J_D \quad (74)$$

### 6.1.10 Tratamiento de la fractura

Cálculo de volúmenes inyectados y eficiencia del fluido

$$\bar{w} = 0.628 w_{w.o}$$

$$K_L = 1.5$$

$$\frac{q_i t}{h_f x_f} - 2K_L C_L \sqrt{t} - (\bar{w}_e + 2S_p) = 0$$

$$V_i = q_i t_e$$

$$\eta_e = \frac{h_f x_f \bar{w}_e}{V_i}$$

Cálculo del Schedule de bombeo.

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta_e}{1 + \eta_e}$$

$$V_{pad} = \varepsilon V_i$$

$$t_{pad} = \varepsilon t_e$$

$$c = c_e \left( \frac{t - t_{pad}}{t_e - t_{pad}} \right)^c$$

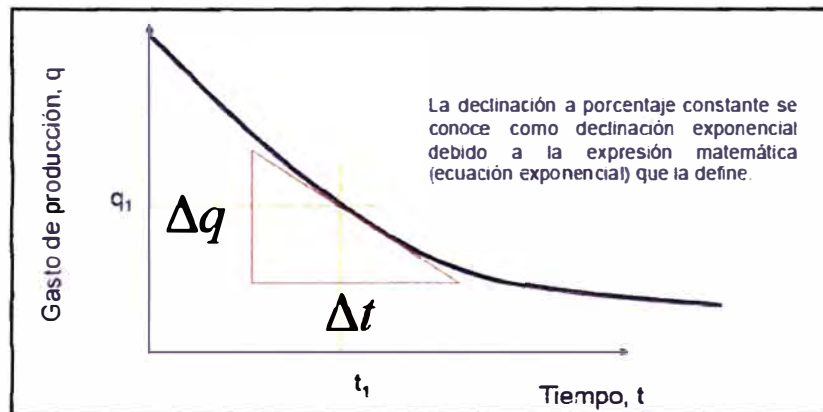
$$c_a = \frac{c}{1 + \frac{c}{\rho_p}}$$

### 6.1.11 Ingresos

Producción actual

$$q = \frac{1}{141.2} \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{B\mu} J_D$$

Curva de declinación



Declinación exponencial para el caso del inicio de la fractura

$$q = q_i * (1 + D_i * b * t) \exp(-(1/b))$$

### 6.1.12 Costos

Costo de la fractura

Costo de producción

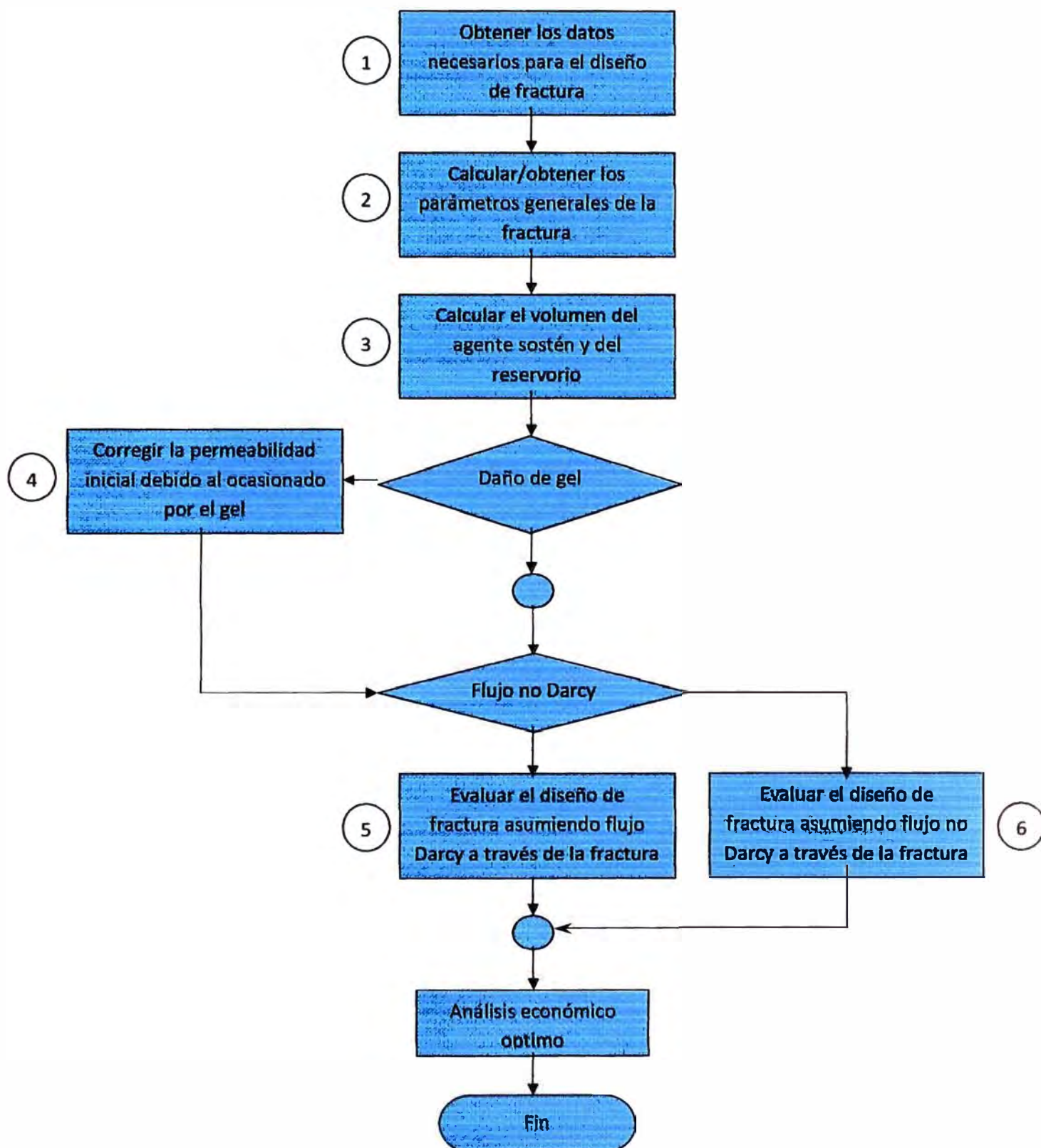
### 6.1.13 NPV

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+i)^n} - COSTO$$

### 6.1.14 NPV vs Numero de Propante

## 7. ALGORITMO PARA EL DISEÑO DE LA FRACTURA PARA POZOS DE GAS.

## 7.1 Algoritmo incorporando los efectos de daño de gel y flujo no Darcy.



### 7.1.1 Flujo no-Darcy

La ley de Darcy describe el flujo laminar a través de un medio poroso donde la gradiente de presión es directamente proporcional a la velocidad de flujo,

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_g v}{k_f} \quad (75)$$

Cuando la velocidad de flujo se incrementa, una caída de presión adicional es causada por la aceleración y desaceleración frecuente de las partículas del fluido en movimiento. Estos efectos inerciales son descritos por la ecuación de Forchheimer.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_g v}{k_f} + av^2 \quad (76)$$

Cornell y Kartz reescribieron la constante  $a$  como producto del factor  $\beta$  (también llamado Coeficiente de flujo no Darcy, coeficiente de flujo inercial, y factor de turbulencia) y la densidad del fluido.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_g v}{k_f} + \beta \rho_g v^2 \quad (77)$$

Desarrollando la ecuación (76) y (77) obtendremos la expresión de  $k_{f \text{ eff}}$  que describe los efectos del flujo no-Darcy. Geertsma sugirió el parámetro llamado número de Reynolds  $N_{Re}$ , el cual es presentado en la ecuación (79).

$$k_{f \text{ eff}} = \frac{k_f}{1 + N_{Re}} \quad (78)$$



$$N_{Re} = \frac{\beta k_f \rho_g v}{\mu_g} \quad (79)$$

El factor  $\beta$  es una propiedad del medio poroso. Se han desarrollado correlaciones empíricas para determinar este factor basadas en datos de análisis de laboratorio realizadas al agente sostén. Las correlaciones para determinar el factor  $\beta$  que se consideraron en esta investigación se seleccionaron basadas en la evaluación realizado por López, Valkó y Pham.

### 7.1.2 Correlaciones $\beta$ típicas

#### Cooke

La ecuación de Cooke fue la primera ecuación desarrollada para estimar el factor  $\beta$  de los agentes sostén. Se uso arena Brady en los experimentos de laboratorio. Se usaron cinco tamaños diferentes y se consideraron varios niveles de esfuerzos. El fluido usado fue salmuera, gas y petróleo. Cooke observo que no había diferencia en el resultado entre los fluidos evaluados. Todas las curvas seguían la forma de la ecuación (80). Los coeficientes están mostrados en la **Tabla 13**.

$$\beta = \frac{a}{k_f^b} \quad (80)$$

<b>Tabla 13. Constantes <math>a</math> y <math>b</math> para la ecuación de Cooke</b>		
<u>Sand Size (Malla)</u>	<u><math>a</math></u>	<u><math>b</math></u>
8/12	3,32	1,24
10/20	2,63	1,33
20/40	2,65	1,54
40/60	1,10	1,60

Martins

Se realizaron pruebas para diferentes tipos y tamaños de agente sostén a esfuerzos de confinamiento de 2000, 4000, y 5000 psi. Martins observó que a altos rates todos los resultados son muy similares independientemente del tipo de arena y de su tamaño, y así propuso la ecuación (81) como una ecuación general para los agentes sostén para el factor  $\beta$ .

$$\beta = \frac{2.1E - 0.1}{k_f^{1.036}} \dots\dots\dots (81)$$

Penny y Jin

Penny y Jin plotearon el factor  $\beta$  vs. Permeabilidad para diferentes tipos de agente sostén 20/40 (por ejemplo arena Jordan, arena sintética blanca de resina, cerámicas de resistencia intermedia y bauxita). La ecuación final tiene la misma forma que la ecuación de Cooke, ecuación (80), donde los coeficientes a y b dependen del tipo de arena. Estos valores de los coeficientes se muestran en la tabla 14. La correlación provee el llamado factor  $\beta$  (seco) por esta razón los autores proponen corregirlos para flujo multifase (cuando el agua o condesados fluyen también)

Tabla 14. Constantes a y b para la ecuación de de Penny y Jin		
<u>Agente sostén</u>	<u>a</u>	<u>b</u>
Arena Jordan	0,75	1,45
Arena sintética de resina precurada	1,00	1,35
Cerámica de peso liviano	0,70	1,25
Bauxita	0,10	0,98

Pursell

Se evaluaron tres tipos de agente sostén (Arena Brady, Interprop y Carbolite) inyectando nitrógeno a presión poral y Clossure stress constante, a caudales de inyección diferentes, después de estos análisis Pursell concluyó que la relación que existe entre el factor  $\beta$  y la permeabilidad es una función que solo depende del tamaño de la arena y de la

permeabilidad del agente de sostén y es independiente del tipo de agente de sostén, de la misma forma que la ecuación de Cooke para las mallas 12/20 y 20/40, se desarrollaron dos ecuaciones cuyos valores de  $a$  y  $b$  para los se muestran en la Tabla 15.

Malla	$a$	$b$
12/20	1,144	0,635
20/40	1,123	0,326

## 8 SIMULACIÓN

### 8.1 Simulador estándar

#### Información del pozo

The screenshot shows a software window titled "Well and Treatment Information - F3" with a close button (X) in the top right corner. The window contains several tabs: "General Information", "Job Comments", and "Fracture Diagnostic Results". The "General Information" tab is active and displays the following fields:

- Input File Location:**
  - File Path: C:\Documents and Settings\BILBAD\Mis documentos\BJ\POST JOB\RID B
  - File Name: 12626 - BR 1ER (PA 1609-1622)
- Field Name:** BRONCO
- Well Name:** 12626
- Well API No.:**
- Well Location:** LOTE - IV
- Formation Name:** PALEGREDA
- Stage Info:** Interval 1609-1622'
- Perforation Details:** 39shots; Guns 4" OD; 3shots/ft
- Treatment Date:** NOBIEMBRE ,27 2006
- Company Name:** CIA PETROLERA RIO BRAVO S.A.
- Company Representative:**
- Service Company Name:** BJ Services
- Service Company Rep:** INGENIERIA
- Treatment Analyst:**
- Comments:** DESIGN PRELIMINAR

A "Next" button is located at the bottom right of the window.

#### Configuración del pozo

**Wellbore Configuration - F7**

Drilled Hole | Casing | Surface Line/Tubing | Perf Intervals | **Path Summary** | Directional Survey

Segment Type	Length (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	Deviat (deg)	Ann OD (in)	Ann ID (in)	Pipe ID (in)	Open Hole
1 Tubing	1550.0	1550.0	1550.0	0.00	0.000	0.000	2.441	<input type="checkbox"/>
2 Casing	59.0	1.609.0	1.609.0	0.00	0.000	0.000	4.950	<input type="checkbox"/>
3	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
4	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
5	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
6	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
7	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
8	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
9	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
10	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
11	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
12	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
13	0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>

Injection Is Down  
 Tubing  
 Annulus  
 Casing

Frac String Partly Full    Frac String Volume    10.4 (bbls)  
 Frac String Full    Total Frac String Vol    10.4 (bbls)  
 Flush Volume to 3600.0 (ft) Above Top Perf } 10.4 (bbls)

1D Schematic View  
 2D Schematic View

Compute Length    Next

Capas del reservorio

**Reservoir Parameters - F9**

Layers | Rock Properties | Additional Properties | Rock Library

Reservoir Data-Entry Options  
 Lithology-Based     General Multi-Scale     General Single Scale

Depth TVD (ft)	Depth MD (ft)	Layer Thickness (ft)	Rock Type	Pore Fluid Permeability (mD)	Leakoff Coefficient (ft/min)	Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Fracture Toughness (psi-in <sup>3/2</sup> )	Composite Layering Effect	Est HV/Len Growth	Pay Zone
0.0	0.0	1500.0	L	0.0000E+00	0.0000E+00	975	1.30e+06	0.320	1.0e+03	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1500.0	1500.0	4.4	PS	7.0000E+00	1.3115E-03	886	2.30e+06	0.280	8.0e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1504.4	1504.4	3.0	PM	8.0000E+00	1.3519E-03	873	2.90e+06	0.260	5.5e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1507.4	1507.4	12.4	PS	7.0000E+00	1.3115E-03	833	2.30e+06	0.280	8.0e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1519.7	1519.7	2.3	L	0.0000E+00	0.0000E+00	989	1.90e+06	0.320	1.0e+03	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1522.0	1522.0	4.1	PS	7.0000E+00	1.3115E-03	889	2.30e+06	0.280	8.0e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1526.1	1526.1	3.9	PM	8.0000E+00	1.3519E-03	806	2.90e+06	0.260	5.5e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1530.0	1530.0	3.2	L	0.0000E+00	0.0000E+00	996	1.90e+06	0.320	1.0e+03	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1533.2	1533.2	45.4	PS	7.0000E+00	1.3115E-03	918	2.30e+06	0.280	8.0e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1578.6	1578.6	6.0	PM	8.0000E+00	1.3519E-03	917	2.90e+06	0.260	5.5e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1584.6	1584.6	4.8	PL	1.0000E+01	1.4172E-03	905	3.50e+06	0.250	5.0e+02	1.00	1.00	<input checked="" type="checkbox"/>
1589.4	1589.4	3.7	PS	7.0000E+00	1.3115E-03	939	2.30e+06	0.280	8.0e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1593.1	1593.1	7.5	PM	8.0000E+00	1.3519E-03	926	2.90e+06	0.260	5.5e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>
1600.6	1600.6	4.3	PS	7.0000E+00	1.3115E-03	946	2.30e+06	0.280	8.0e+02	1.00	1.00	<input type="checkbox"/>

Depth Entry Mode  
 Enter TVD  
 Enter MD

Fluid Loss Entry Mode  
 Enter Permeability    Set Lithology Permeability  
 Enter Leakoff Coefficient

Perforations  
 Depth to Top of Perfs    1.609 (ft)  
 Depth to Bot of Perfs    1.622 (ft)  
 Initial Frac Depth    1.616 (ft)

Reservoir Temperature    98 (°F)    Logs/Layers Editor    Layer Display    Next

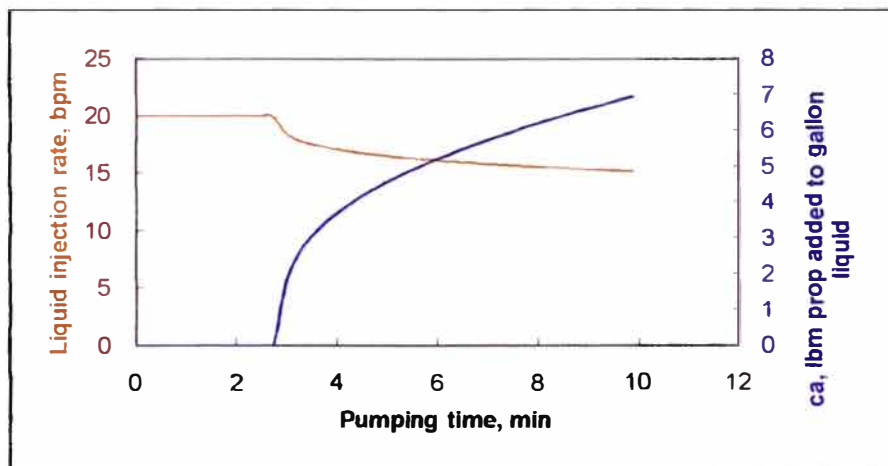
## CAPÍTULO III

## APLICACIÓN PARA POZOS DE PETRÓLEO

## 9 DISEÑO DE LA FRACTURA:

## DATOS DE ENTRADA

Proppant mass (two wings), lbm	53,400
Sp grav of proppant material (water=1)	2.65
Porosity of proppant pack	0.38
Proppant pack permeability, md	60,000
Max propp diameter, Dpmax, inch	0.031
Formation permeability, md	5
Net pay thickness, ft	125
Well Radius, ft	0.30
Well drainage radius, ft	263.0
Pre-treatment skin factor	0.0
Fracture height, ft	398.0
Plane strain modulus, E' (psi)	2.00E+06
Slurry injection rate (two wings, liq+ prop), bpm	20.0
Rheology, K' (lbf/ft <sup>2</sup> )*s <sup>n'</sup>	0.0180
Rheology, n'	0.65
Leakoff coefficient in permeable layer, ft/min <sup>0.5</sup>	0.00200
Spurt loss coefficient, Sp, gal/ft <sup>2</sup>	0.00100
Fluid loss multiplier out of net pay thickness	0.25
Max possible added proppant conc, lbm/gal-liquid (ppga)	7
Multiply opt length by factor	1
Multiply Nolte pad by factor	1



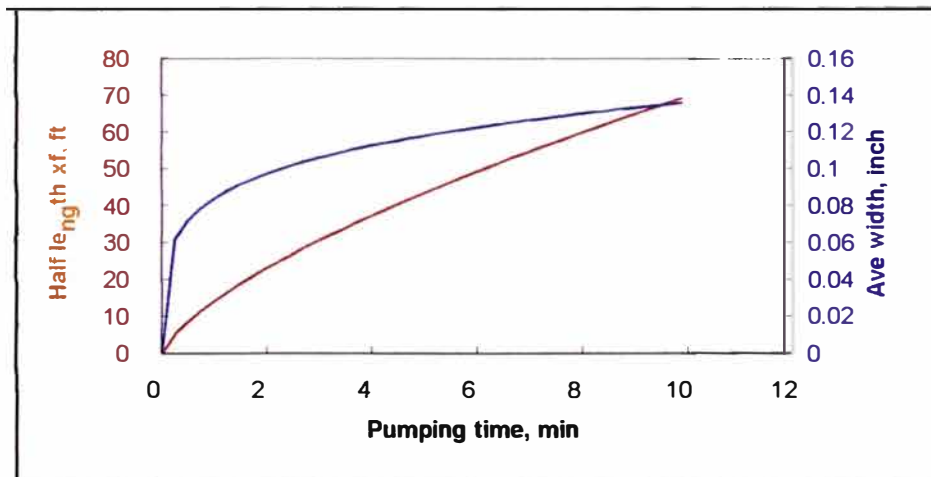
SCHEDULE DE BOMBEO

FLUID TO FRACTURE	SCHEDULE	VOLUME TO PUMP		SAND		
		Gls	Gls	Mesh	Lb/Gln	Lbs
GEL 2000	1000	0	1000			
Filing						
GEL 2000	3000	1000	4000			
Mnfrac						
SPECTRA FRAC G 2000	5000	4000	9000			
Pad						
SPECTRA FRAC G 2000	1300	9000	10300	20/40	2.0 - 2.0	2600
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1500	10300	11800	20/40	3.0 3.0	4500
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1600	11800	13400	20/40	4.0 - 4.0	6400
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1500	13400	14900	20/40	5.0 - 5.0	7500
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1000	14900	15900	20/40	6.0 - 6.0	6000
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	2500	15900	18400			
100 balls						
SPECTRA FRAC G 2000	1300	18400	19700	20/40	2.0 - 2.0	2600
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1500	19700	21200	20/40	3.0 - 3.0	4500
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1500	21200	22700	20/40	4.0 - 4.0	6000
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1200	22700	23900	20/40	5.0 - 5.0	6000
Carry						
SPECTRA FRAC G 2000	1000	23900	24900	20/40	7.0 - 7.0	7000
Carry						
GEL 2000	546	24900	25446	20/40		
Displacement						
				<b>Total</b>		<b>53100</b>

DATOS DE SALIDA

Proppant number, Nprop	0.1445
Dimensionless PI, JDopt	0.51
Optimal dimensionless fracture cond, CfDopt	1.6
Optimal half length, xfopt, ft	69.3
Optimal propped width, wopt, inch	0.113
Post treatment pseudo skin factor, sf	-4.07
Folds of increase of PI	3.08

Tiempo Vs Longitud



## 10 EVALUACIÓN DE LA FRACTURA

### Evaluación del performance de la fractura

La metodología que se usara para la evaluación del performance de la fractura está basada en el cálculo y comparación del Índice de productividad adimensional actual del pozo fracturado, con los puntos de referencia que se han desarrollado para optimizar la producción. De la comparación, uno puede evaluar el performance de la fractura y tomar decisiones como por ejemplo re-fracturar y mejorar los tratamientos de fractura.

Para estimar el Índice de productividad actual, podemos usar la ecuación aplicada para calcular el Índice de productividad adimensional para el estado pseudo estable, que está dada como.

$$J_{I, s} = \frac{1}{\ln\left(0.472 \frac{r_c}{r_w}\right) + s} \quad (82)$$

Por tanto,

$$J_{D, s} = \frac{1}{\ln\left(0.472 \frac{r_c}{r_w}\right) + s} \quad (83)$$

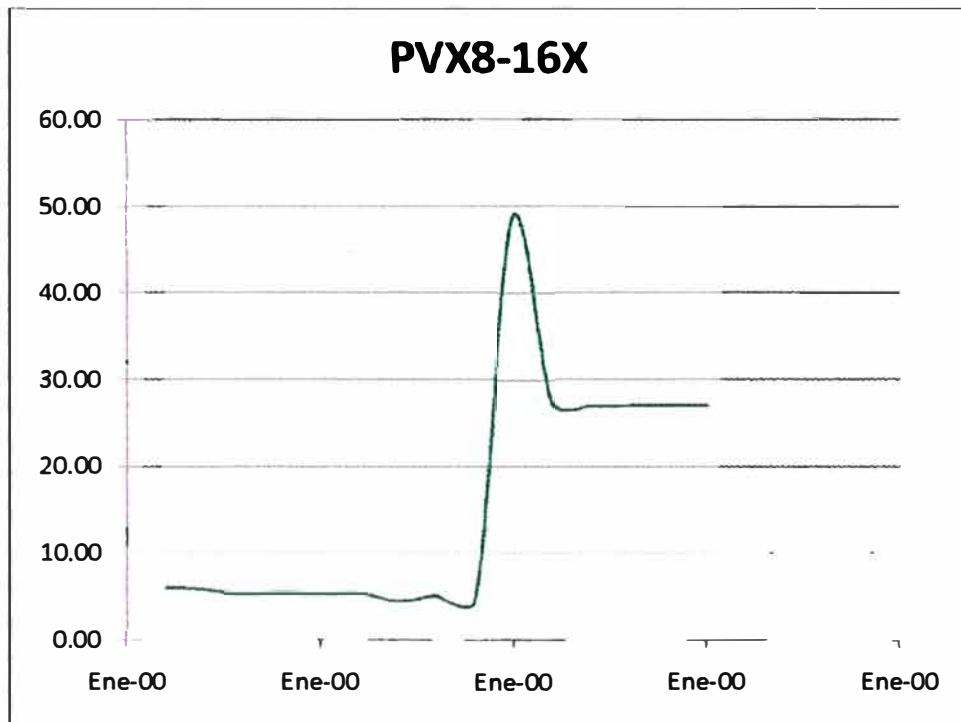
Donde  $J_{I, s}$  es el Índice de productividad adimensional actual,  $r_c$  es el radio de drenaje,  $r_w$  es el radio del pozo, y  $s$  es el factor skin medido

La comparación entre estos dos Índices de productividad adimensionales es expresado como el porcentaje de Índice de productividad óptimo alcanzado.

$$PI_{alc} = \frac{J_{act}}{J_{opt}} \times 100\% \quad (84)$$

El factor clave en esta aplicación es el valor ingresado del factor skin actual, el cual puede provenir de otra metodología de análisis de producción como por ejemplo el análisis de la curva de declinación de Fetkovich. El éxito de la evaluación de la fractura depende enormemente de la confiabilidad del factor skin.

Evaluación del pozo PVX8-16X, antes y después de fracturarlo.





## CAPÍTULO IV

### CONSIDERACIONES FINALES

#### 11 CONCLUSIONES

Se consiguió aplicar el concepto de Número de Propante como parámetro de optimización de tratamiento de fractura.

Logramos introducir una nueva metodología en el diseño de trabajos de fracturamiento hidráulico bajo condiciones teóricas óptimas. Y entre las principales ventajas de esta metodología encontramos:

- Comparación del valor actual neto versus el número de propante, lo cual nos permite encontrar valores económicos en función de condiciones técnicas, lo cual nos ayuda en la toma de decisiones

#### 12 RECOMENDACIONES

Se recomienda ampliar el uso del parámetro de Número de Propante a pozos, no solo de petróleo, sino también de gas empleando el algoritmo presentado para este caso.

Todos los resultados, al igual que en este estudio, deberán comprobarse con simuladores estándares del mercado.

## BIBLIOGRAFÍA

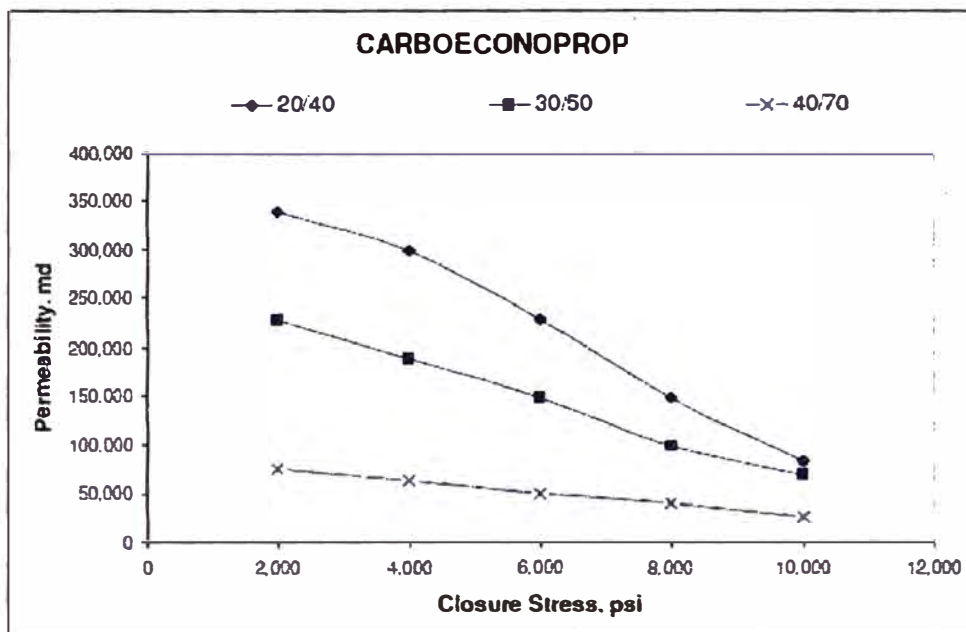
- [1] Economides M. J., Oligne R.E. and Valkó P.: *"Unified Fracture Design"*, Orsa Press, Alvin, Texas, 2002.
- [2] Economides M. J.-University of Houston- and Tony Martin-BJ Services-, *"Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production"*. Houston, Texas, 2007.
- [3] Economides M. J and Nolte Kenneth G.: *"Reservoir Stimulation"*. Third Edition. Houston, Texas, 2008.
- [4] A. S. Demarchos, A. S. Chomatas, M. J. Economides, otros: *"Pushing the Limits in Hydraulic Fracture Design"* SPE 86483 Lafayette, Louisiana, 2004.
- [5] G.C. Howard, C. R. Fast: *"Hydraulic Fracturing"* New York, 1970
- [6] Peter P Valkó: *"HF2D Frac Design Spreadsheet"* Texas A&M University, 2006
- [7] R. D. Barree & Associates, S. A. Cox y otros: *"Realistic assessment of proppant Pack Conductivity for material selection"* SPE 84306 Denver, Colorado, 2003
- [8] Bruce R. Meyer: "Method Optimizes Frac Performance" The American Oil & Gas Reporter. Pennsylvania, Diciembre 2005.
- [9] Wenxing Wang: "methodologies and new user interfaces to optimize hydraulic fracturing design and evaluate fracturing performance for gas wells" Texas A&M University, 2005
- [10] John A. Hudson y John P. Harrison:"engineering rock mechanics" University of London, UK, 2000

## ANEXOS

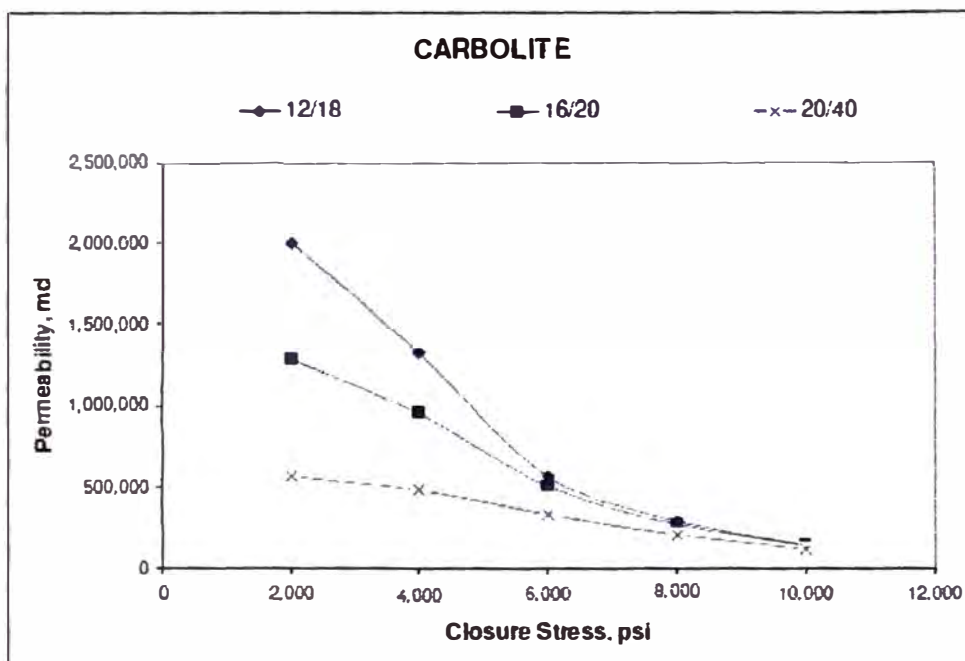
## ANEXO 1

## Permeabilidad de Agentes de Sostén en función del Closure stress y yipo

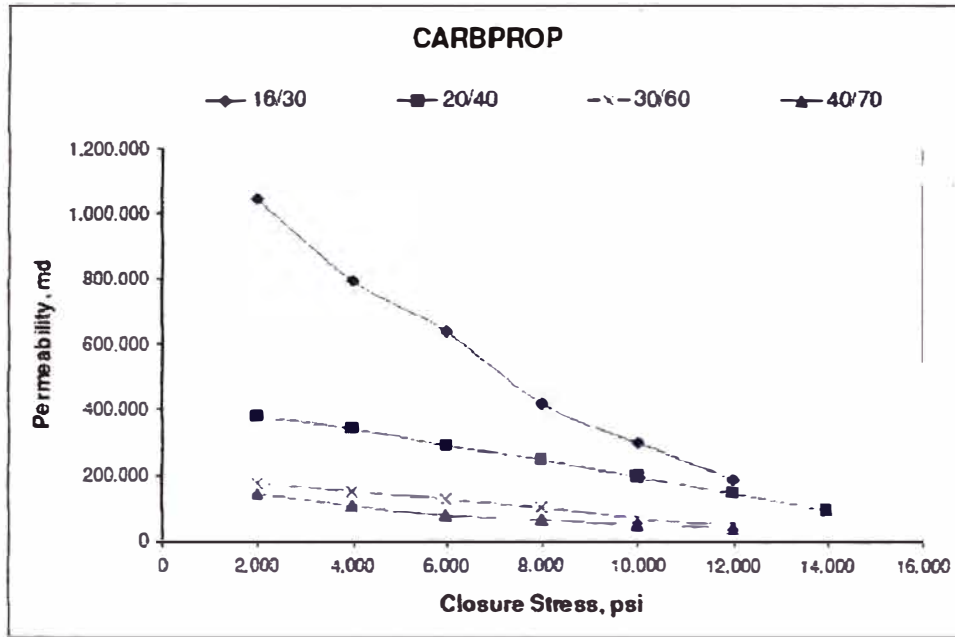
PROPPANT NAME	TYPE	SG	Closure Stress (psi)	Mesh Size Permeability (md)			
				20/40	30/50	40/70	
CARBOECONOPROP	LWC	2.7					
			2000	340000	230000	78000	
			4000	300000	190000	65000	
			6000	230000	150000	51000	
			8000	150000	100000	41000	
			10000	85000	70000	28000	
CARBOLITE	LWC	2.71		12/18	16/20	20/40	
			2000	2,003,000	1,288,000	570000	
			4000	1,325,000	955000	480000	
			6000	570000	510000	340000	
			8000	293000	276000	210000	
			10000	141000	150000	120000	
CARBPROP	HWC	3.27		16/30	20/40	30/60	40/70
			2000	1,050,000	385000	174000	140000
			4000	800000	345000	152000	110000
			6000	640000	290000	128000	80000
			8000	420000	250000	104000	65000
			10000	300000	200000	69000	50000
			12000	190000	150000	49000	40000
			14000	100000			
CARBOHSP	Bauxite	3.56		12/18	16/30	20/40	30/60
			2000	2,742,000	1,207,000	539000	254000
			4000	2,395,000	939000	440000	224000
			6000	1,609,000	721000	370000	197000
			8000	894000	515000	302000	167000
			10000	409000	393000	246000	134000
			12000	284000	298000	204000	99000
			14000	194000	232000	166000	73000
CERAMAX-P	RCB	3.43		16/30	20/40		
			2000	604000	233000		
			4000	568000	218000		
			6000	523000	195000		
			8000	400000	166000		
			10000	289000	138000		
			12000	212000	112000		
			14000	156000	96000		
AcFrac® SB Excel	RCS	2.59		16/30	20/40		
			2000	357000	249000		
			4000	270000	211000		
			6000	158000	133000		
			8000	88000	61000		



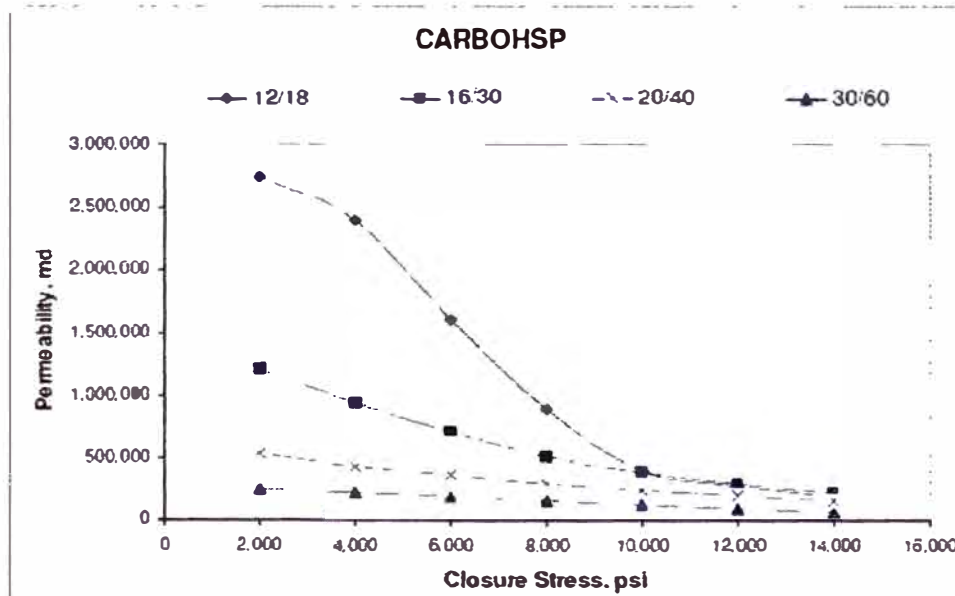
Permeabilidad del Agente de Sostén Vs. Closure Stress para el CARBOECONOPROP (LWC)<sup>30</sup>



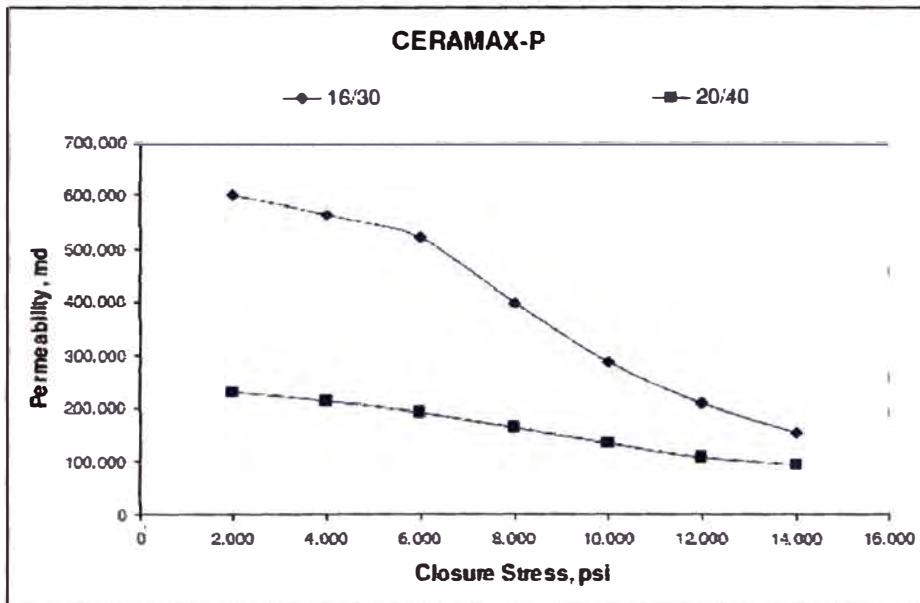
Permeabilidad del Agente de sostén Vs. Closure Stress para el Carbolite (LWC)<sup>30</sup>



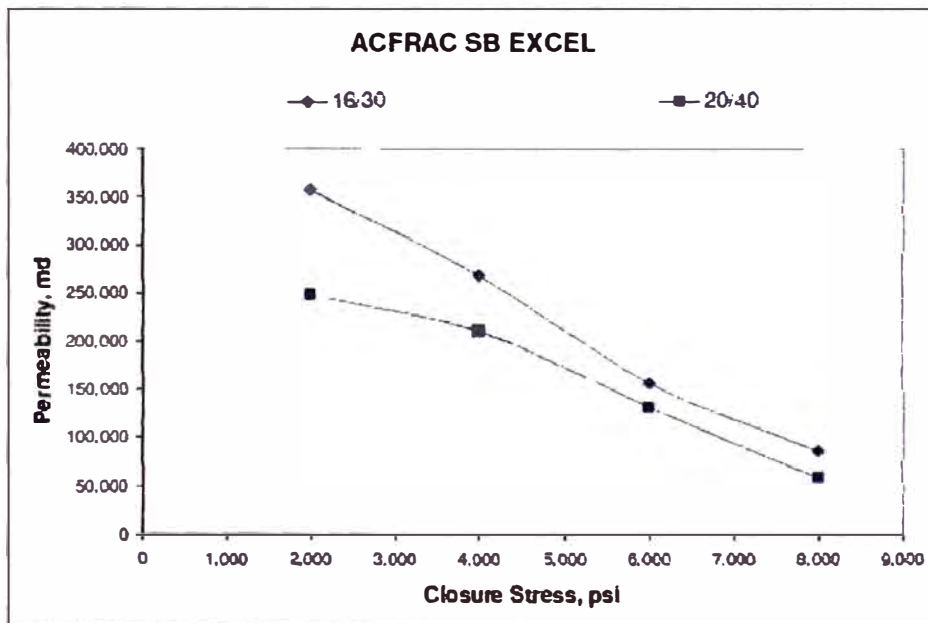
Permeabilidad del agente de sostén Vs. Closure Stress para el CARBPROP (HWC)<sup>30</sup>



Permeabilidad del agente de sostén Vs. Closure stress para el CARBOHSP (Bauxite)<sup>30</sup>



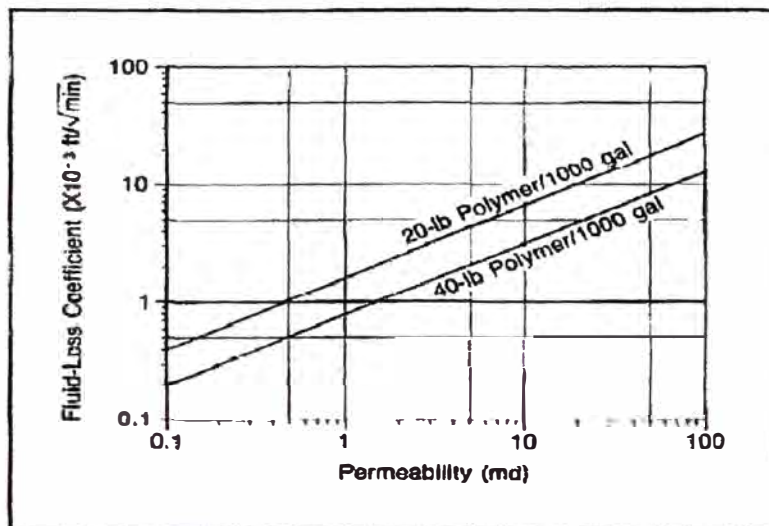
Permeabilidad del agente de sostén Vs. Closure stress para CERAMAX-P (RCB)<sup>30</sup>



Permeabilidad del agente de sostén Vs. Closure Stress para ACFRAC SB EXCEL<sup>30</sup>

## ANEXO 2

## PROPIEDADES REOLOGICAS DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO



Coefficiente de pérdida de fluido para una Calidad Espuma 55-75 a 150°F. (De *Fracturing Fluids Design Data*, Dowell Shlumberger, Tulsa, 1986.)

HPG (lb/1,000 gal)	Temp (°F)	n'	K' <sub>pipe</sub>	Viscosity (cp)	
				170 sec <sup>-1</sup>	511 sec <sup>-1</sup>
10	40	0.80	5.1 × 10 <sup>-4</sup>	9	7
10	60	0.81	4.0 × 10 <sup>-4</sup>	8	6
10	80	0.82	3.1 × 10 <sup>-4</sup>	6	5
20	40	0.64	3.4 × 10 <sup>-3</sup>	26	17
20	60	0.66	2.7 × 10 <sup>-3</sup>	23	16
20	80	0.68	2.2 × 10 <sup>-3</sup>	20	14
30	40	0.42	2.2 × 10 <sup>-2</sup>	54	28
30	60	0.46	1.5 × 10 <sup>-2</sup>	45	25
30	80	0.49	1.1 × 10 <sup>-2</sup>	38	22
35	40	0.42	2.5 × 10 <sup>-2</sup>	61	32
35	60	0.44	2.0 × 10 <sup>-2</sup>	54	29
35	80	0.46	1.7 × 10 <sup>-2</sup>	51	28
35	100	0.48	1.4 × 10 <sup>-2</sup>	46	26
40	40	0.39	3.8 × 10 <sup>-2</sup>	80	41
40	60	0.41	3.1 × 10 <sup>-2</sup>	72	38
40	80	0.43	2.6 × 10 <sup>-2</sup>	87	36
40	100	0.45	2.1 × 10 <sup>-2</sup>	59	33
50	40	0.33	8.2 × 10 <sup>-2</sup>	126	60
50	60	0.35	6.7 × 10 <sup>-2</sup>	114	56
50	80	0.37	5.6 × 10 <sup>-2</sup>	105	53
50	100	0.39	4.5 × 10 <sup>-2</sup>	94	48
60	40	0.30	1.3 × 10 <sup>-1</sup>	172	79
60	60	0.32	1.1 × 10 <sup>-1</sup>	162	76
60	80	0.33	9.8 × 10 <sup>-2</sup>	150	72

Nota: Reología de fluidos no croslinkados preparados con hydroxypropyl guar (De *Fracturing Fluids Design Data*, Dowell Schlumberger, Tulsa, 1986.)

HPG (lb/1,000 gal)	Temp (°F)	k (md)	Silica Flour (lb/1,000 gal)	Leakoff Coefficient	
				$C_w \times 1,000$ (ft $\sqrt{\text{min}}$ )	Spurt (gal/100 ft $^2$ )
20	80	3- 4	0	1.6	4.9
20	100	5-10	10	4.8	7.0
20	125	5-10	10	4.8	10.8
20	150	5-10	10	4.8	14.4
40	100	5-10	20	2.7	5.9
40	125	5-10	20	2.7	8.6
40	150	5-10	20	2.7	11.3
40	175	5-10	20	2.7	14.0
40	200	5-10	20	2.7	16.7
60	100	5-10	30	2.4	5.3
60	125	5-10	30	2.4	7.1
60	125	5-10	30	2.4	9.0
60	175	5-10	30	2.4	10.8
60	200	5-10	30	2.4	12.7

Pérdida de fluido estático de fluido no crosslinkado preparado con Hydroxypropyl Guar.

Temp (°F)	Time (hrs)	$n'$	$K'_{\text{pipe}}$	Viscosity (cp) @170 sec $^{-1}$
125	0	0.2691	0.6053	679
	1	0.2837	0.5442	658
	2	0.2985	0.4898	639
	3	0.3011	0.4598	608
	4	0.3052	0.4451	601
150	0	0.3321	0.3386	525
	1	0.3487	0.3062	517
	2	0.3522	0.3002	516
	3	0.3540	0.2905	504
175	0	0.4478	0.0797	224
	1	0.4565	0.0721	212
	2	0.4545	0.0730	212
	3	0.4497	0.0750	213
	4	0.4387	0.0792	212

Note:  $\mu_a = 47880 K'(\dot{\gamma})^{n'-1}$

Reología de un fluido borato-crosslinkado que contiene 30lb/1000 gal de Hydroxypropyl Guar.



Temp (°F)	Time (hrs)	n'	K' pps	Viscosity (cp) @ 170 sec <sup>-1</sup>
125	0	0.4003	0.3735	822
	1	0.4120	0.3470	811
	2	0.4125	0.3449	808
	3	0.4145	0.3384	801
150	0	0.3437	0.4163	685
	1	0.3522	0.3839	660
	2	0.3579	0.3514	622
	3	0.3630	0.3231	587
	4	0.3994	0.2525	553
175	0	0.3770	0.3524	688
	1	0.3881	0.3082	637
	2	0.3942	0.2762	589
	3	0.3945	0.2575	550
200	0	0.4133	0.1169	275
	1	0.5686	0.0339	177
	2	0.6895	0.0139	135

Note:  $\mu_a = 47880 K'(\dot{\gamma})^{n'-1}$

Reología de un Fluido Borato-croslinkado que contiene 40 lb/1000 gal de Hydroxypropyl guar.

Temp (°F)	k (md)	Silica Flour (lb/1,000 gal)	Diesel (vol %)	$C_{\eta} \times 1,000$ (ft <sup>2</sup> /min)	Spurt (gal/100 ft <sup>2</sup> )
100	1.0	0	0	2.38	0.1
100	1.0	20	0	2.20	0.1
100	1.0	0	5	0.36	1.3
100	10.0	0	0	2.49	0.9
100	10.0	20	0	2.38	0.1
170	1.0	0	0	2.88	1.9
170	1.0	20	0	2.75	0.1
170	1.0	0	5	0.75	4.0

Pérdida de fluido estático de fluido Borato-croslinkado que contiene 40 lb/1000 gal de Hydroxypropyl guar.

Temp (°F)	Time (hr)	n'	K' pipe	Viscosity (cp)	
				170 sec <sup>-1</sup>	40 sec <sup>-1</sup>
225	0	0.65	0.022	175	290
	1	0.65	0.021	167	276
	2	0.66	0.019	159	260
	4	0.67	0.016	141	227
	6	0.68	0.015	139	221
	8	0.71	0.012	130	198
	250	0	0.67	0.016	141
1		0.67	0.015	132	213
2		0.68	0.013	120	191
4		0.69	0.011	107	168
6		0.71	0.009	97	148
8		0.73	0.008	96	141
275		0	0.71	0.012	130
	1	0.72	0.010	114	170
	2	0.72	0.009	102	153
	4	0.74	0.006	76	110
	6	0.76	0.005	70	99
	8	0.79	0.003	49	66

Note:  $\mu_a = 47880 K'(\dot{\gamma})^{n'-1}$

Reología de un fluido de fracturamiento  
Zirconio-croslinkado que contiene 40 lb de  
HPG por cada 1000 gal.

Temp (°F)	Time (hr)	n'	K' pipe	Viscosity (cp)	
				170 sec <sup>-1</sup>	40 sec <sup>-1</sup>
250	0	0.58	0.045	249	458
	1	0.59	0.040	233	422
	2	0.59	0.036	210	380
	4	0.60	0.029	178	318
	6	0.62	0.023	158	271
	8	0.65	0.018	143	237
	275	0	0.62	0.033	224
1		0.63	0.026	186	318
2		0.63	0.023	165	282
4		0.64	0.017	128	216
6		0.67	0.012	106	170
8		0.69	0.009	88	137
300		0	0.65	0.022	175
	1	0.66	0.018	134	219
	2	0.67	0.012	105	170
	4	0.70	0.007	72	111
	6	0.73	0.003	36	53
	8	0.78	0.002	31	43

Note:  $\mu_a = 47880 K'(\dot{\gamma})^{n'-1}$

Reología de un fluido de fracturamiento  
Zirconio-croslinkado retardado que contiene

Polymer Conc. (lb/1,000 gal)	Temp (°F)	k (md)	Diesel (vol %)	$C_w \times 1,000$ (ft/ $\sqrt{\text{min}}$ )	Spurt (gal/100 ft <sup>2</sup> )
40	250	0.6	0	3.9	0.1
40	250	0.8	5	0.8	3.9
50	250	0.8	0	3.3	0
50	250	0.8	5	1.0	1.5
50	300	0.9	0	3.9	0.1
50	300	0.9	5	1.6	1.0
60	300	0.9	0	3.4	0.1
60	300	0.9	5	1.0	2.2

Pérdida de Fluido de Fluido Zirconio-croslinkado

Temp (°F)	Time (hr)	$n'$	$K'$ $\mu\text{ps}$	Viscosity at 170 $\text{sec}^{-1}$ (cp)
100	0	0.20	0.155	122
	1	0.18	0.168	119
	2	0.16	0.181	116
	3	0.15	0.188	113
	4	0.14	0.194	112
	5	0.13	0.200	110
	6	0.13	0.199	109
125	0	0.23	0.119	109
	1	0.17	0.160	108
	2	0.15	0.173	106
	3	0.14	0.180	104
	4	0.13	0.184	101
	5	0.12	0.188	98
	6	0.12	0.190	99
150	0	0.30	0.106	140
	1	0.20	0.201	158
	2	0.14	0.291	168
	3	0.13	0.337	185
	4	0.12	0.410	214
	5	0.11	0.503	249
	6	0.11	0.611	303
175	0	0.32	0.102	148
	1	0.33	0.122	187
	2	0.34	0.133	215
	3	0.33	0.151	232
	4	0.31	0.163	226
	5	0.30	0.160	222
	6	0.28	0.180	219
200	0	0.40	0.042	92
	1	0.44	0.043	115
	2	0.45	0.039	110
	3	0.45	0.039	107
	4	0.44	0.039	105
	5	0.44	0.037	99
	6	0.43	0.037	93
225	0	0.78	0.003	42
	1	0.84	0.002	33
	2	0.83	0.001	18
	3	0.82	0.001	16
	4	0.81	0.001	14
	5	0.80	0.001	14
	6	0.79	0.001	14

Note:  $\mu_R = 47880 K' (\dot{\gamma})^{n'-1}$

Reología de un fluido de fracturamiento gelificado base

Temp (°F)	Guargum (lb/BBL of brine)	n'	K' <sub>pipe</sub>	Viscosity (cp)	
				170 sec <sup>-1</sup>	511 sec <sup>-1</sup>
80	1	0.6504	0.0247	196	134
100	1	0.7000	0.0169	173	125
125	1	0.7455	0.0105	138	103
150	1	0.7793	0.0065	100	79
175	1	0.8053	0.0040	71	60
200	1	0.8280	0.0025	49	40
80	2	0.5160	0.1150	459	269
100	2	0.5597	0.0599	299	184
125	2	0.5983	0.0350	213	137
150	2	0.6271	0.0226	159	106
175	2	0.6495	0.0156	124	84
200	2	0.6673	0.0113	98	68

Note:  $\mu_p = 47880 K'(\tau)^{n'-1}$

Reología de fluidos poliemulsionados preparados con dos partes de Diesel N°2 y una parte de salmuera conteniendo goma guar como reductor de fricción.

k (md)	Silica Flour (lb/1,000 gal)	C <sub>w</sub> × 1,000 (ft <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> n)	Spurt (gal/100 ft)
1-2	0	0.4	2.5
1-2	20 lb	0.3	1.2
5-10	0	0.6	7.2
5-10	20 lb	0.4	2.7
120-150	0	1.2	51
120-150	20 lb	0.5	12

Pérdida de fluido estático de fluidos poliemulsionados preparados con dos partes de Diesel N°2 y una parte de salmuera conteniendo goma guar como reductor de fricción.

Polymer Loading (lb/1000 gal)	Quality	Temp (°F)	$\tau_{yp}$ , Yield Point	$n'$	$K'$	Viscosity @ 170
20	60	100	0.042	0.72	0.0092	120
20	60	150	0.042	0.78	0.0045	81
20	60	200	0.042	0.85	0.0022	59
20	60	250	0.042	0.92	0.0010	45
20	70	100	0.11	0.71	0.0127	170
20	70	150	0.11	0.77	0.0063	120
20	70	200	0.11	0.83	0.0031	93
20	70	250	0.11	0.89	0.0016	73
20	80	100	0.27	0.71	0.0177	270
20	80	150	0.27	0.76	0.0091	200
20	80	200	0.27	0.81	0.0046	160
20	80	250	0.27	0.86	0.0024	130
40	60	100	0.042	0.47	0.0405	140
40	60	150	0.042	0.51	0.0233	100
40	60	200	0.042	0.55	0.0134	77
40	60	250	0.042	0.60	0.0078	60
40	70	100	0.11	0.47	0.051	190
40	70	150	0.11	0.50	0.031	150
40	70	200	0.11	0.54	0.019	120
40	70	250	0.11	0.58	0.012	95
40	80	100	0.27	0.46	0.064	270
40	80	150	0.27	0.49	0.042	220
40	80	200	0.27	0.53	0.027	190
40	80	250	0.27	0.56	0.017	160
60	60	100	0.042	0.39	0.102	230
60	60	150	0.042	0.43	0.064	180
60	60	200	0.042	0.47	0.040	140
60	60	250	0.042	0.51	0.025	110
60	70	100	0.11	0.39	0.125	300
60	70	150	0.11	0.42	0.084	240
60	70	200	0.11	0.46	0.057	200
60	70	250	0.11	0.49	0.038	170
60	80	100	0.27	0.39	0.156	410
60	80	150	0.27	0.42	0.113	350
60	80	200	0.27	0.45	0.082	300
60	80	250	0.27	0.48	0.059	270

Note:  $\mu = 47880 [\tau_{yp} + K'(\dot{\gamma})^n] / \dot{\gamma}$

Reologías para fluidos espumados (De Harris, P. C., y Reidenbach, V.G. : "High Temperature Rheological Study of Foam Fracturing Fluids", JPT, Mayo 1987, 613.

## ANEXO 3

## PROPIEDADES PETROFISICAS DE DIFERENTES TIPOS DE ROCAS

Rock Type	Closure Stress Grad (psi/ft)	Stress A Coeff.	Stress B Coeff.	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Fracture Toughness (psi·in <sup>1/2</sup> )	Ref. Temp (°F)	Rock Embedment Strength (psi)	Specific Gravity	Specific Heat (Btu/lb·°F)	Thermal Cond (Btu/ft·hr·°F)
Sandstone	0,74	0,4	0,5	5,00E+06	0,22	1.000,00	150	80.000	2,65	0,26	2,57
Limestone	0,68	0,46	0,5	1,00E+06	0,3	500	150	40.000	2,72	0,21	0,91
Granite	0,62	0,4	0,5	1,00E+07	0,2	1.000,00	150	100.000	2,7	0,2	1,74
Shale	0,85	0,53	0,5	3,00E+06	0,25	1.800,00	150	80.000	2,6	0,2	1,01
Dolomite	0,72	0,5	0,5	3,00E+06	0,25	500	150	80.000	2,86	0,21	0,91
Bitum Coal	0,72	0,5	0,5	3,00E+05	0,45	500	150	80.000	1,3	0,2	0,91
Anthr Coal	0,82	0,58	0,5	1,00E+06	0,35	1.000,00	150	80.000	1,3	0,2	0,91
Chalk	0,94	0,46	0,5	1,00E+06	0,3	2.000,00	150	40.000	2,72	0,21	0,91
Sand/Shale	0,78	0,46	0,5	5,00E+06	0,22	1.200,00	150	40.000	2,72	0,21	0,91
RL	0,57	0	0	3,50E+06	0,25	500	150	80.000	2,65	0,26	2,57
RM	0,58	0	0	2,90E+06	0,26	550	150	80.000	2,65	0,26	2,57
RS	0,59	0	0	2,30E+06	0,28	800	150	80.000	2,65	0,26	2,57
L	0,65	0	0	1,90E+06	0,32	1.000,00	150	80.000	2,65	0,26	2,57

