CAPÍTULO 1

FUNDAMENTOS TEORICOS [1]

1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La técnica de fracturar la formación productora Fig. 1.1, se conoce en la Industria Petrolera como Fracturamiento Hidráulico y tiene por objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de producción.

---

[1] Los datos e información del presente capítulo son tomados de FUNDAMENTOS DE LA TEORÌA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, Jorge Pazmiño Urquizo 2004

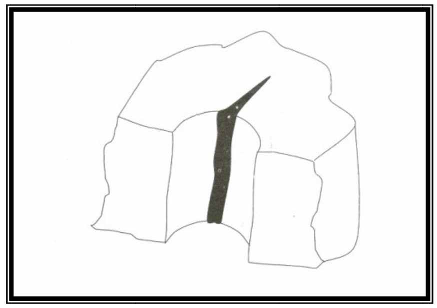

Fig. 1.1 Diagrama esquemático del fracturamiento de una roca

El primer fracturamiento fue realizado en Kansas, a finales de la década del 40 y el propósito fue incrementar la producción en un pozo marginal.

En la década del 50 realizar este tipo de tratamientos tiene gran impacto tanto en pozos tanto de petróleo como de gas. Posteriormente, a mediados de la década de los 80 incrementa, nuevamente la aplicación del fracturamiento hidráulico como resultado del conocimiento científico y de los modelos del comportamiento de la fractura en la formación productora; además ayudó el hecho de realizar fracturamiento hidráulico masivo (MHF, Massive Hydraulic fracturing) en los yacimientos. La tendencia en estas décadas fue fracturar formaciones con permeabilidades bajas.

Con las capacidades modernas del fracturamiento mejorado, como es el caso de fracturar formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas (HPF, High Permeability fracturing), con la técnica conocida como “Frac & Pack” o sus variantes y el hecho de disminuir los costos, han permitido considerar al tratamiento de fracturamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros.

1.1.1 Definición de Fractura

Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura.

La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, como se observa en la Fig. 1.2.

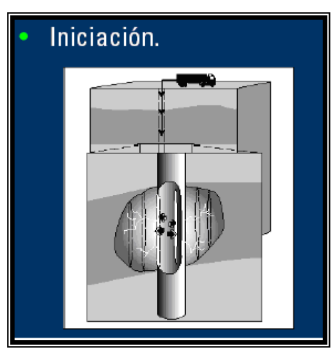

Fig. 1.2 Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora

La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma.

Inicialmente se inyecta solamente fluido fracturante porque la mayor perdida está en las vecindades del pozo, posteriormente comienza a abrirse la fractura y es necesario que el material soportante comience a ingresar en ella, como se indica en la Fig. 1.3.

Fig. 1.3 Propagación de la fractura en la formación productora.

El diseño de concentración de material soportante es muy importante para obtener éxito en el fracturamiento, ya que con ello se obtendrá una excelente conductividad de los fluidos en el interior de la fractura.

Al final de un tratamiento, la fractura se encuentra llena del material soportante en una adecuada concentración, tal que no permita el cierre de la fractura.

Finalmente, para concluir el proceso de tratamiento por fracturamiento en un pozo, se bombea un volumen de fluido con el objeto de realizar la limpieza del exceso del material soportante del pozo.

1.1.2. ¿Por Qué Fracturar?

La operación de fracturamiento hidráulico se realiza en un pozo por una o más de las tres razones siguientes:

1. **Desviar el flujo** para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
2. **Extender una ruta** de conducto en la formación y así incrementar la productividad a sus máximos niveles.
3. **Alterar el flujo** de fluidos en la formación.

Esta última razón adquiere mucha trascendencia y permite que se realice una adecuada gestión en la administración de los yacimientos.

El fracturamiento hidráulico es una herramienta para realizar una adecuada administración del yacimiento, que en estos últimos tiempos ha dado resultados satisfactorios, donde un selectivo fracturamiento optimiza la recuperación de reservas y el control de producción en los yacimientos de hidrocarburos, tanto de petróleo como de gas.

Todas estas consideraciones mecánicas de la roca están relacionadas a la presión neta, definida como la presión necesaria del fluido fracturante para mantener abierta la fractura.

El esfuerzo mínimo de los tres principales esfuerzos ortogonales de un punto en la formación productora, es el parámetro determinante que controla la geometría de la fractura.

Este esfuerzo mínimo se encuentra en el plano horizontal para la mayoría de los pozos petroleros (debido a la profundidad que se encuentran las formaciones que contienen petróleo o gas).

Una fractura se desarrolla perpendicular al mínimo esfuerzo y para el caso del fracturamiento hidráulico, si el mínimo esfuerzo esta en el plano horizontal, entonces el desarrollo de la fractura será en el plano vertical, de allí que en el transcurso del texto se presentaran las formulaciones para fracturas verticales.

1.2 MODELOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora.

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

a. Propiedades mecánicas de la roca.

b. Propiedades del fluido fracturante.

c. Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).

d. Esfuerzo de la formación.

e. Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura.

En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

- Modelos en dos dimensiones (2-D)
- Modelos en pseudos-tres-dimensionales (p-3-D)
- Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D).

La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

1.2.1 Modelos en Dos Dimensiones

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho w, y la longitud xf, de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo.

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida. Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados.

- **Para longitudes de fractura mucho** mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo **PKN** [**Perkins & KERN** (1961) y **Nordgren** (1972)] es una apropiada aproximación.

  Se considera que:

  $$x_f >> h_f$$

- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo **KGD** [**Khristianovic & Zheltov** (1955) y **Geertsma & de Klerk** (1969)], que frecuentemente se conocio como el modelo **KGD,** donde:

  $$h_f >> x_f$$

- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como **modelo radial**. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Aquí:

  $$2x_f = h_f$$

Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

A continuación se presenta una grafica del plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora. Fig. 1.4.

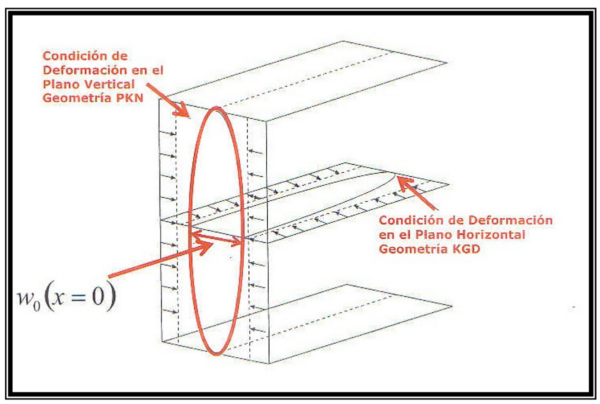

Fig. 1.4 Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal.

1.2.2 Modelos en Tres Dimensiones

Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante.

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos discretos como es el caso de la aplicación del elemento finito.

Un modelo 3-D completo es complejo por que requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso y un análisis mucho más detallado que está fuera del alcance de este texto. Su uso se inscribe el ámbito científico, básicamente.

En resumen, los modelos tridimensionales requieren una información más detallada para modelar la fractura y el Ingeniero de petróleo deberá evaluar el costo-beneficio de la utilización de este tipo de modelos.

1.2.3 Modelo PKN

El modelo PKN está representado en la Figura 1.5. Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo.

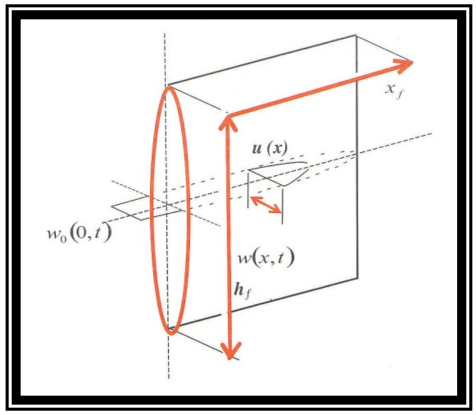

Fig. 1.5 Modelo Geométrico PKN

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud (del orden de milímetros comparado con decenas o miles de metros.
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del **módulo de Young** de rocas de reservorio común puede variar desde 10^7psi en arenisca y profunda hasta 2 x 10^5 psi, en diatomitas. Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta.

La geometría elíptica del modelo **PKN** conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico. γ, el cual es aproximadamente igual a 0.75. En unidades de campo petrolero típico es,

$$\bar{w} \equiv 0,3\left[\frac{q_i \mu (1-v) x_f}{G}\right]^{1/4}\left(\frac{\pi}{4}\gamma\right) \tag{1.1}$$

Donde,

$\bar{w}$	Ancho promedio de la fractura, *pg*
qi	Tasa de Flujo, *bpm*

μ	Viscosidad del fluido fracturante, *cp,*
x_f	Longitud de Fractura, *ft*
G	Módulo de Corte o Cizalla, *psi,*

La expresión del máximo ancho de fractura con un fluido no Newtoniano, se expresa en las siguientes unidades de campo:

$$w_{\max} \equiv 12\left[\left(\frac{128}{3\pi}\right)(n`+1)\left(\frac{2n'+1}{n`}\right)^{n'}\left(\frac{0.9775}{144}\right)\left(\frac{5.61}{60}\right)^{n`}\right]^{1/(2n`+2)} * \left(\frac{q_i^{n'}k`x_f h_f^{1-n'}}{E}\right)^{1/(2n`+2)} \quad (1.2)$$

Donde w_{max}, es el ancho máximo de la fractura, *pg,* las variables n' y k' son propiedades reológicas de un fluido del fracturante:

n'= Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

k'= Índice de consistencia de fluido (lb.*$seg^{n'}/ft^2$).

El ancho promedio de la fractura puede ser calculado multiplicando por el factor geométrico $\left(\frac{\pi}{4}\gamma\right)$.

1.2.4 Modelo KGD

El modelo KGD es representado en la Fig.1.6 y es semejante al PKN con un giro de 90º. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f >> X_f$.

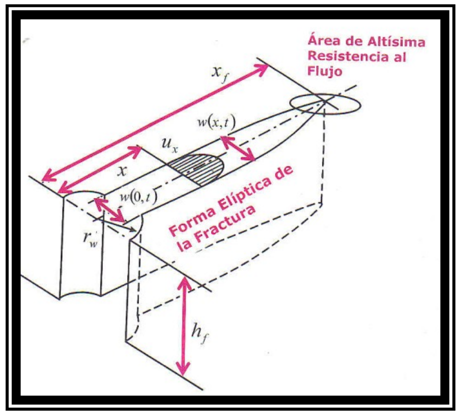

Fig. 1.6 El Modelo Geométrico KGD

Así, este **modelo KGD** no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

El ancho promedio de la fractura del modelo **KGD** en unidades de campo, con $\bar{w}$, en pulgadas es simplemente,

$$\bar{w} \equiv 2{,}53\left[\frac{q_i \mu(1-v)x_f^2}{Gh_f}\right]^{1/4} \tag{1.3}$$

Para la utilización del modelo KGD con fluido NO-Newtoniano se utilizará la viscosidad equivalente con la aplicación de la Ley de potencias; entonces la correspondiente ecuación de ancho de fractura con el modelo KGD es:

$$w_w = (11.1)^{1/(2n+2)} * 2{,}24^{n/(2n+2)} * K^{1/(2n+2)} * \left[\frac{1+2n}{n}\right]^{n/(2n+2)} \left(\frac{(q_i)^n * (x_f)^2}{E' * (h_f)^n}\right)^{1/(2n+2)} \tag{1.4}$$

1.2.5 Presión Neta de Fracturamiento

La creación de una grieta bidimensional, en la que una dimensión sea alargada hacia el infinito y la otra tiene una extensión finita, *d,* ha sido descrita por Sneddon y Elliot. (1946). La máxima amplitud de la grieta es proporcional a las dimensiones características y es también a la presión neta definida como:

$$p_{net} = p_f - \sigma_C = p_f - \sigma_h = p_f - \sigma_{\min} \tag{1.5}$$

Donde,

p_{net}	Presión neta.
p_f	Presión del fluido fracturante en cualquier punto de la fractura.
s_C	Esfuerzo de cierre de la fractura.
s_h	Esfuerzo horizontal menor.
σ_{min}	Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales.

En términos generales el ancho máximo de la fractura puede ser expresado como:

$$w_{\max} = \frac{2 * p_{net} * d}{E'} = \frac{2(p_f - \sigma_{\min})d}{E'} \tag{1.6}$$

Donde, d es la dimensión característica dependiendo del plano de formación utilizado. Para el modelo PKN la dimensión característica d, es la altura de fractura (h_f), mientras para el modelo KGD es igual a la longitud de fractura, de punta a punta, 2*x*. El valor de γ_C es 0.75 para el modelo PKN y 1 para el modelo KGD.

El ancho promedio de la fractura está expresado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4}\gamma_C . w_{\max} \tag{1.7}$$

Nolte & Economides han demostrado que para una operación de fracturamiento con una eficiencia del fluido fracturante tendiente a la unidad, se tiene:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \to 1 \tag{1.8}$$

Donde,

η Eficiencia del fluido fracturante

V_f Volumen de fractura

V_i Volumen inyectado

Entonces, de un balance de materia sin considerar el fenómeno de filtrado, el volumen de la fractura V_f será igual al volumen de fluido inyectado V_i, y por lo tanto:

$$\bar{w} A_f = q_i t \tag{1.9}$$

Donde A_f es el área de fractura e igual a $2x_f h_f$.

Reemplazando en (1.12) y reordenando,

$$\bar{w} X_f = \frac{q_i t}{2h_f} \tag{1.10}$$

Para el caso en que n $\rightarrow$ 0

$$A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} = 2X_f h_f \tag{1.11}$$

Despejando en (1.14) la longitud de la fractura, se tiene:

$$X_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h_f C_L r_p} = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h C_L} \tag{1.12}$$

Donde C_L es el coeficiente de fuga y r_p es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura (h/h_f). En una formación de una sola capa la altura permeable es el espesor neto de reservorio, *h*.

De la relación de ruptura de Sneddon, la presión neta de fracturamiento está dada por:

$$\Delta p_f = p_f - \sigma_{\min} = \frac{w_{\max} E'}{2h_f} = p_{net} \tag{1.13}$$

Finalmente, hay también expresiones aproximadas y fáciles de utilizar para la presión neta de fractura para los modelos PKN y KGD utilizando el fluido de fractura Newtoniano.

La **presión neta** para el **modelo PKN,** en unidades coherentes, esta expresión es:

$$\Delta P_f \equiv 2.31 \left[\frac{G^3 q_i u x_f}{(1-v)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \tag{1.14}$$

De modo que en unidades de campo:

$$\Delta p_f (psi) \equiv 0.0254 \left[\frac{G^3 q_i u x_f}{(1-v)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \tag{1.15}$$

La **presión neta** en unidades de campo para el **modelo KGD** se expresa así:

$$\Delta p_f\left(psi\right) \equiv 0.050\left[\frac{G^3 q_i \mu}{\left(1-v\right)^3 h_f x_f^2}\right]^{1/4} \tag{1.16}$$

1.3 FLUIDOS Y SOPORTANTES

Una ejecución de fractura consiste de la inyección en diferentes etapas de distintos tipos de fluido, donde cada uno tiende a realizar su correspondiente comportamiento dentro de su rol específico.

1.3.1 Fluido de Relleno (Pad)

Es el fluido fracturante que no tiene material sustentante en suspensión. Su objetivo es iniciar y propagar la fractura.

Durante la propagación de la fractura, el fluido entra en la formación productora, y se tiene el fenómeno conocido como filtrado o “leakoff”; es decir, entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura (filter-cake).

El volumen de fluido necesario para el proceso de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura.

Por lo tanto, este tipo de fluido de relleno es el primero que se inyecta en el tratamiento de un fracturamiento hidráulico y actúa como un fluido de sacrificio, para posteriormente inyectar la lechada con la que se acarreará el material soportante dentro de la fractura.

1.3.2 Fluido con Agente de soporte en Suspensión o Lechada

Después de la inyección del fluido de relleno, se agrega al fluido fracturante material soportante, incrementando la concentración del mismo hasta el final del tratamiento.

Los valores de concentración del material soportante en suspensión dependen de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura.

En general, excesiva concentración puede dificultar el transporte del material soportante. El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.

La creación de la longitud de fractura hidráulica, difiere de la longitud soportada por el material, por que este no puede ser transportado a los puntos donde el ancho de fractura es menor a tres veces el diámetro del soportante.

1.3.3 Fluido de Limpieza

El Fluido de Limpieza (flush) tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse de que no exista un sobre desplazamiento ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionará una disipación de la presión de fracturamiento y el consiguiente cierre de la fractura.

La ecuación general de balance de materia entre el volumen de fluido total inyectado, V_i, volumen de fractura creada, V_f, y la fuga de líquido $V_{L(leakoff)}$ puede ser escrito:

$$v_i \equiv v_f + v_L \qquad (1.17)$$

El área de la fractura se multiplica por 2 para reflejar ambos lados de la cara de la fractura en donde se produce el fenómeno de filtrado, el área está expresada por

$$A_f = 2 * X_f * h_f. \qquad (1.18)$$

El producto $q_i * t_i$ es igual al total de volumen requerido de fluido de relleno (pad) y de la lechada con el material soportante en suspensión.

Entonces, el tiempo de la parte correspondiente a la cantidad de fluido de relleno, es calculado así:

$$t_{pad} \equiv \frac{v_{pad}}{q_i} \tag{1.19}$$

El coeficiente de filtrado C_L en el balance de materia puede ser obtenido desde una calibración al tratamiento de fractura como describe Nolte y Economides.

1.3.4 Programa del Material Soportante

La adición de material soportante tiene un punto de inicio y sus concentraciones se las realiza agregando soportante, que depende del tiempo y de la eficiencia del fluido.

Nolte (1986) demostró que, basado en la ecuación de balance de materia, la adición continua de material soportante seguirá una relación expresada por:

$$c_p(t) \equiv c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^{\varepsilon} \qquad (1.20)$$

Donde:

c_p(t) Concentración de la suspensión del material soportante en la lechada en libras por galón (*ppg*),

C_f Es la concentración al final del trabajo (EOJ = End Of Job),

t_{pad} Tiempo del fluido de relleno

t_i Tiempo total del tratamiento.

La variable e depende de la eficiencia del fluido, η, y esta relacionada de la siguiente manera,

$$\varepsilon \equiv \frac{1 - \eta}{1 + \eta} \qquad (1.21)$$

1.3.5 Ancho de Fractura Creada.

La longitud, altura y ancho de la fractura creada describe la geometría de fractura que controla la producción post tratamiento de un pozo.

La conductividad de fractura es simplemente el producto del ancho de la fractura por la permeabilidad empaquetada del agente soporte y la **Conductividad Adimensional de la Fractura,** que está definida en la ecuación (1.22), en forma adimensional es:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot X_f} \tag{1.22}$$

1.4 DISEÑO DE TRATAMIENTOS DE FRACTURA HIDRÁULICA

Para el diseño de una fractura hidráulica así como también de un tratamiento de simulación de pozo se requieren seleccionar lo siguiente:

- Fluido fracturante y aditivos apropiados.
- El material soportante adecuado.

La cantidad de estos fluidos y materiales; así como el modo en que se realiza la inyección de los mismos se refleja en la tasa de inyección y en la presión de inyección, parámetros que están relacionados estrechamente entre si para determinar el dimensionamiento de la fractura en la formación geológica productora de crudo.

Un criterio apropiado para la optimización del diseño es la producción con su correspondiente impacto económico; de allí que se tenga que maximizar los beneficios, de tal manera que se pruebe una rentabilidad adecuada sobre la inversión realizada en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Otros criterios que se deben considerar en la **selección del fluido fracturante** son los siguientes:

- **Transportar** en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.

- **Evitar cualquier empaquetamiento** del material soportante que cause daño en la fractura. Para ello, se deberá prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido. Por eso es que la mayoría de los fluidos fracturante son de tipo No-Newtoniano.

Por otro lado, la selección del material soportante se enfocará en maximizar el producto de la permeabilidad del empaquetamiento por el ancho de la fractura.

Referentes a la tasa de inyección, se puede indicar que:

a. Altas tasas de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de fractura.

b. Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de fractura. Por lo que el fenómeno de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución de la fractura.

Las consideraciones anteriores están afectadas por varias variables que interrelacionadas entre ellas, permite obtener un diseño óptimo.

1.4.2 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos

Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.

7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.

8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.

9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.

10. Costos bajos.

Casi todas las propiedades deseables e indeseables del fluido fracturante, están relacionadas con su viscosidad, lo cual es función de la carga de polímeros primordialmente.

Uno de los polímeros más utilizados en bases acuosas es el ***HPG (Hidroxipropil Guar)*** que provee una viscosidad adecuada para el fluido fracturante y por ende al rol que este desempeña el tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Las concentraciones de polímero frecuentemente está dada en libras de polímero por cada 1000 galones de fluido (*lb/1000 gal*) y su rango oscila entre 20 a 60 *lb/1000 gal* y la más común es de 40 *lb./1000 gal.*

La viscosidad del fluido fracturante se degrada con el incremento de la temperatura. La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido de fractura inyectado, debido a que experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura (es decir, el mayor corte).

Por ejemplo, una solución de polímero Guar a 40 *lbs/1000* galones una viscosidad aproximada de 50 *cp* a la temperatura ambiente y una tasa de corte $170s^{-1}$, la misma solución a 175*ºF* tiene una viscosidad menor que 20 *cp*.

Un **fluido fracturante ideal** es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, situación que provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías; y tiene la viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material soportante dentro de la fractura.

Algunos de los aditivos de fluido de fractura más comunes están listados continuación:

- **Bactericidas o Bióxidos:** Controla la contaminación por bacteria. La mayoría de aguas con las que se prepara los geles fracturantes contiene bacterias que tienen su origen en la fuente o en el tanque de almacenamiento. Las bacterias producen encimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente.

- **Buffers:** Los buffer preferidos son los que contienen ácidos orgánicos y el objeto es provocar hidratación de los fluidos.

- **Estabilizadores:** El oxígeno libre ataca a los polímeros y como debería esperarse, esta reacción de degradación aumenta con el incremento de temperatura. Aditivos tales como metanol es utilizado para atrapar el oxígeno y removerlo de la ruta de reacción.

- **Aditivos para el control de pérdidas de fluido*:*** Los fluidos que se utilizan tienen como rol el control de las perdidas de "spurt". Disminuyendo el filtrado durante el fracturamiento ya que como se indicó anteriormente las pérdidas de fluido y su correspondiente control son críticos para la satisfactoria ejecución del fracturamiento hidráulico. Usualmente, en formaciones homogéneas, la construcción de una costra en las paredes de la fractura es un medio adecuado para controlar el filtrado.

- **Surfactantes:** Su rol es prevenir las emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad. La humectabilidad en las caras de las fracturas origina cambios en la zona invadida; por ello que los surfactantes son agregados para facilitar la limpieza post tratamiento.

- **Roturadores (Breakers):** El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.

1.4.2 Guía para la Selección del Fluido Fracturante

El fluido fracturante transmite la presión hidráulica de las bombas a la formación, crea la fractura y acarrea el material soportante dentro de ella.

Los fluidos que invaden la formación son posteriormente removidos o limpiados con la producción de hidrocarburos.

Los factores que se deben considerar para la selección del fluido fracturante incluyen la disponibilidad, seguridad, facilidad para mezclar y usar características de viscosidad, compatibilidad con la formación, disponibilidad de limpieza y el costo.

Los fluidos fracturantes son clasificados en la siguiente categoría:

1. **Base Agua.** Son los más utilizados en el tratamiento de pozos con fracturamiento hidráulico.

2. **Base Aceite.** Se debe a que determinados tipos de geles requieren este tipo de base para preparar el fluido fracturante.

3. **Base Alcohol.** En fracturamiento hidráulico, el alcohol reduce la tensión superficial del agua y tiene un amplio uso como estabilizador de temperatura.

4. **Emulsiones.** En presencia de geles reducen las pérdidas por fricción.

5. **Base espuma.** Es una nueva tecnología donde las burbujas de gas proveen alta viscosidad y una excelente capacidad de transporte del material soportante.

Economides, (1991) presento una guía para la selección del fluido fracturante que corrientemente se aplica en la Industria Petrolera. En la Fig. 1.7 está la guía para pozos de petróleo crudo.

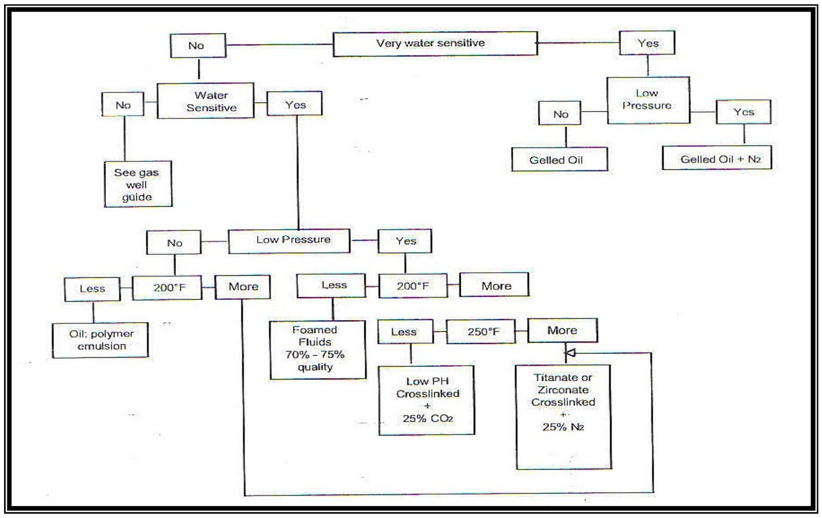

Fig. 1.7 Guía para la selección de fluido fracturante en pozos de petróleo crudo (Ecomites, 1991)

1.4.3 Propiedades Reológicas del Fluido Fracturante

La mayoría de los fluidos fracturantes son No-Newtonianos, y el modelo más comúnmente utilizado para describir el comportamiento reológico es la Ley de Potencia que está dado por:

$$\tau \equiv K\dot{\gamma}^{n} \tag{1.23}$$

Donde t es el esfuerzo de corte en lb_f/pie^2, $\dot{\gamma}$ es la tasa de corte en $segundos^{-1}$, K es el índice de consistencia en $lb_f\text{-}s^n/pie^2$ y n es el índice de comportamiento de flujo, adimensional. Un gráfico de logaritmo a logaritmo de t versus γ, es una línea recta, la cual será el valor de n y la intercepción en $\gamma=1$ será K.

Las propiedades reológicas de fluidos No-Newtonianos son usualmente obtenidas de pruebas de laboratorio en cilindros concéntricos y están definidos por los siguientes parámetros:

K' índice de consistencia generalizada en $lb_f\text{-}s^n/pie^2$

n' índice de comportamiento de flujo generalizado, adimensional

Las ecuaciones de equivalencia entre la información de laboratorio y la utilizada en la formulación es la siguiente:

$$K \equiv K'\left[\frac{B^{2/n'}\left(B^{2-1}\right)}{n'\left(B^{2/n'}-1\right)B}\right]^{-n'} \tag{1.24}$$

Donde $B = r_{cup}/r_{bob}$ y r_{cup} está en el radio interno del radio de la taza y r_{bob} es el radio de agitación.

Considerando la geometría de tubo cilíndrico (tubería) se tiene que:

$$K'_{tuberia} \equiv K\left(\frac{3n'+1}{4n'}\right)^{n'} \tag{1.25}$$

FLUIDOS FRACTURANTES			
Crosslinker	Agente Gel	Rango pH	Temperatura
B, No-Retardado	Guar, HPG	8-12	70-300 °F
B, Retardado	Guar, HPG	8-12	70-300 °F
Zr, Retardado	Guar	7-10	150-300 °F
Zr, Retardado	Guar	5-8	70-250 °F
Zr, Retardado	CMHPG, HPG	9-11	200-400 °F
Zr-a, Retardado	CMHPG	3-6	70-275 °F
Ti, No-Retardado	Guar, HPG, CMHPG	7-9	100-325 °F
Ti, Retardado	Guar, HPG, CMHPG	7-9	100-325 °F
Al, Retardado	CMHPG	4-6	70-125 °F
Sb, No-Retardado	Guar, HPG	3-6	60-120 °F
a-compatible con dióxido de carbono			

Tabla 1 Fluidos fracturantes Crosslinker

1.5 TRATAMIENTO DE LA FRACTURA

1.5.1 Selección de Material Soportante

El material soportante opone al mínimo esfuerzo en el plano horizontal, s_h, con el objeto de mantener abierta la fractura después que ha pasado la acción de la presión neta; de allí que la resistencia del material es de una importancia crucial para el éxito de un fracturamiento hidráulico.

Las principales categorías de material soportante son: **arenas, cerámicos, y baucitas.**

La **arena natural** es el material soportante comúnmente utilizado, especialmente en formaciones con esfuerzos bajos.

Por el contrario, las **baucitas** se utilizan en situaciones de altos esfuerzos en las formaciones.

Mucho de los esfuerzos inducen a la reducción de permeabilidad de un empaquetamiento del material soportante y es causado por el cruzamiento de las partículas y la migración de fragmentos dentro del espacio poroso de la empaquetadura.

En la tabla 2 se presenta el máximo esfuerzo de cierre que pueden tener los materiales soportantes de uso más frecuente en fracturamiento hidráulico.

Las propiedades del material soportante que afectan los procesos del fracturamiento hidráulico incluyen:

1. Tamaño de los granos.
2. Distribución del tamaño de los granos.
3. Calidad (cantidad de impurezas que contenga el material soportante).
4. Redondez y esfericidad de los granos del agente soportante.
5. Densidad del material soportante.
6. Porosidad del empaquetamiento con material soportante.

Existen tres vías primarias para incrementar la conductividad de una fractura:

1. Incrementar la concentración de material soportante, que es producir una mayor fractura.

2. Usar material soportante grande para obtener mayor permeabilidad.

3. Emplear un material soportante de alta resistividad con el objeto de reducir el crece de partículas e incrementar la productividad.

En las Fig. 1.8 a 1.10 se reflejan los métodos comentados anteriormente, respectivamente.

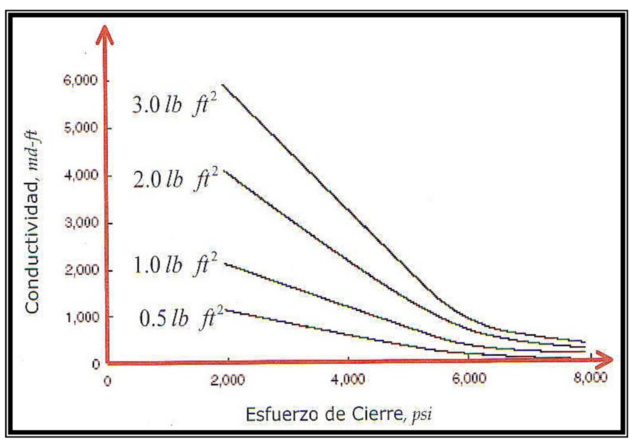

Fig. 1.8 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la concentración del material soportante.

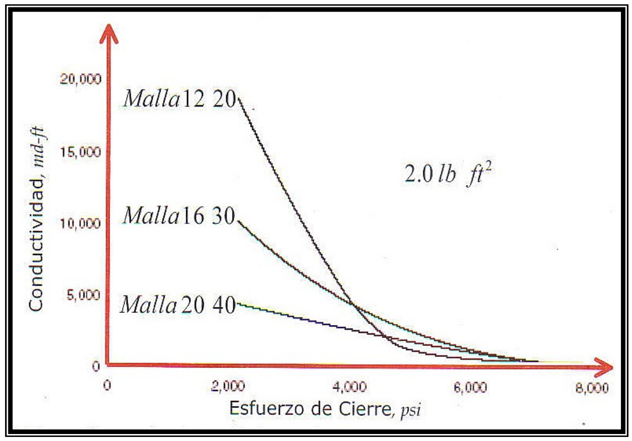

Fig 1.9 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la malla del material soportante para igual concentración

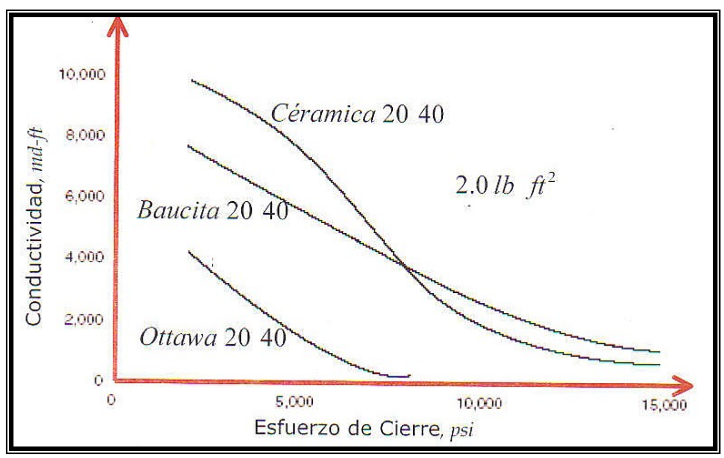

Fig. 1.10 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar los tipos de material soportante para la misma concentración y mallado.

Todas estas propiedades afectan la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante y por ende la conductividad de la fractura, Fig. 1.11.

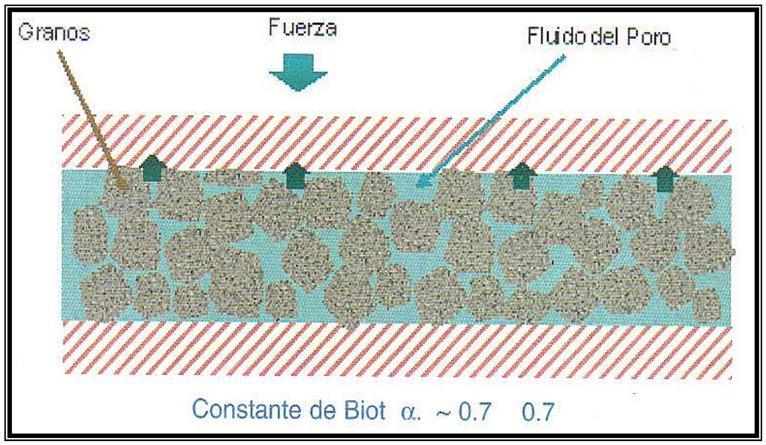

Fig. 1.11 Fuerzas que actúan en el medio poroso

El producto de la permeabilidad con el ancho de la fractura, K_f * W, es la conductividad de la fractura, expresada en md-ft.

Otras propiedades principales como la relación de tamaño, tamaño de partícula, densidad y porosidad se presentan un listado en la tabla 2.

MATERIAL SOPORTANTE	
TIPO	**ESFUERZO DE CIERRE MÁXIMO**
Arena	5.000 Psi
Ceràmicos de Baja Densidad	8.000 Psi
Ceràmicos de alta Densidad	10.000 Psi
Baucita	14.000 psi
Recubrimiento con resina puede incrementar el esfuerzo máximo hasta en un 30%	

Tabla 2 Máximo esfuerzo de cierre a resistir el material soportante

Como los materiales soportantes en una fractura están sujetos a altos esfuerzos, se rompen por compresión o se aplastan y la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante se reduce. En la Figura 1.12 se ilustra esta situación, la misma que es un ejemplo de cómo la permeabilidad y conductividad asociadas, sufren una reducción con el incremento del esfuerzo.

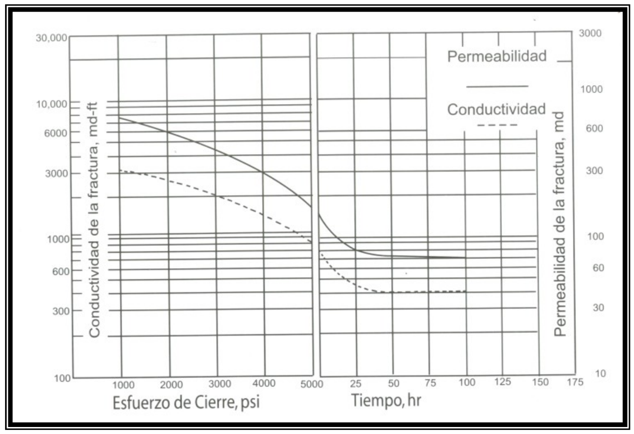

Fig. 1.12 Conductividad de la fractura y permeabilidad empaquetada con material soportante de Arena Brown 20/40 a una concentración de 2 lb. /ft^2, 225º,

1.5.2 Diseño y Propagación de Fractura

En el proceso de diseño de una fractura hidráulica, varias variables están se involucradas. En la tabla 3 se presenta la lista de ellas y los valores más típicos que se utilizan normalmente.

VARIABLES DE DISEÑO	
DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE	**Símbolo, Valor, Unidad**
Profundidad	$H = 10000\ ft$
Permeabilidad del Yacimiento	$k = 0.1\ md$
Altura del Yacimiento	$h = 75\ ft$
Esfuerzo Horizontal Mínimo	$\sigma_{H,\min} = 7000\ psi$
Presión Inicial del Yacimiento	$p_i = 5500\ psi$
Modulo de Young	$E = 3\times10^6\ psi$
Razón de Poisson	$\upsilon = 0.25$
Porosidad del Yacimiento	$\phi = 0.1$
Factor de Volumen de la Formación	$B_o = 1.1\ bbl\ STB$
Compresibilidad Total	$c_t = 10^{-5}\ psi^{-1}$
Viscosidad del Fluido del Yacimiento	$\mu = 1\ cp$
Presión de Fondo Fluyendo	$p_{wf} = 3500\ psi$
Altura de la Fractura	$h_f = 150\ ft$
Coeficiente de Leakoff	$C_L = 3\times10^{-3}\ ft\ \ \min$

Tabla 3 Valores típicos utilizados en fracturamiento Hidráulico

Hay tres tipos de categorías en las que se pueden clasificar las variables anteriores:

1. Aquellas en las que el diseñador puede hacer poco por ellas y se las denomina Categoría 1.

2. Las variables de Categoría 2 son aquellas en donde el diseñador puede ejercer un control moderado.

3. Finalmente entre las variables circunscritas dentro de la categoría 3, están aquellas en donde el diseñador ejerce control completo sobre ellas.

La altura de fractura depende del contraste de esfuerzo entre el estrato objetivo y los adyacentes; y están en función de la presión neta.

Si el contraste de esfuerzo es grande, entonces una mayor presión neta es tolerable. Lo contrario es verdad para un pequeño contraste de esfuerzo. Los resultados de varias relaciones h_f / h se demuestra en la Figura 1.13. En la cual se concluye que la eficiencia se incrementa si también lo hace la altura de la fractura.

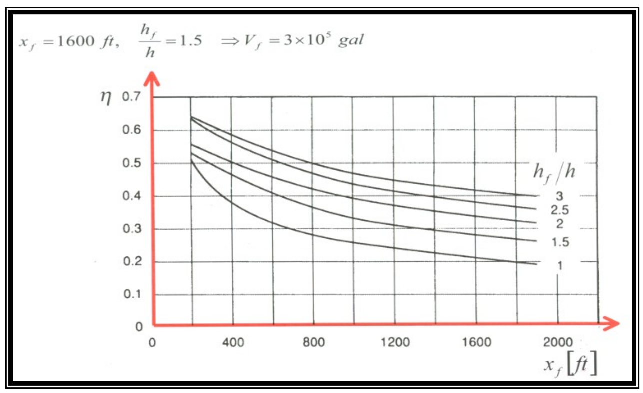

Fig. 1.13 Eficiencia versus longitud de fractura, calculada para varias diferentes relaciones de altura al espesor de la formación.

La Figura 1.14, muestra el impacto del coeficiente de fuga sobre la eficiencia para una variedad de longitudes de fractura.

En x_f = 1600 pies y C_l = 3 x 10^{-3} pies/$\sqrt{\ }$ minuto, la eficiencia η sería 0.34.

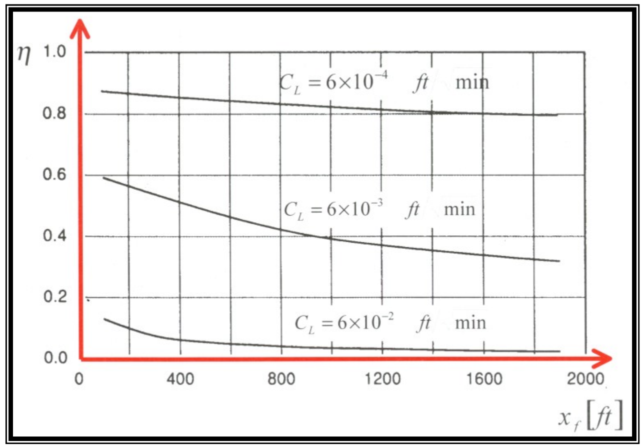

Fig. 1.14 Efecto del leakoff vs. Eficiencia (Impacto del coeficiente de pérdida del fluido por filtrado sobre la eficiencia para diferentes longitudes de fractura)

Sin embargo, para un coeficiente de fuga cinco veces mayor, la eficiencia sería solo 0.026. Por otro lado, para un coeficiente de fuga cinco veces más pequeño, la eficiencia sería más de 0.8. Recordando que la eficiencia controla la fracción del fluido que es atenuada, el control de fuga tiene una mayor importancia tanto en costos como en el empaquetamiento del material sustentante que puede ser generado.

Finalmente, la concentración del material sustentante al final del trabajo (EOJ), dependiendo de la selección apropiada del fluido fracturante y su disponibilidad para transportar el material sustentante, es la tercera y ultima variable bajo el control parcial del diseñador.

En la Fig. 1.15, para un C_L específico y relación de alturas dada, la masa del material sustentante se puede determinar, ya que la gráfica considera un rango de variación de la longitud de fractura.

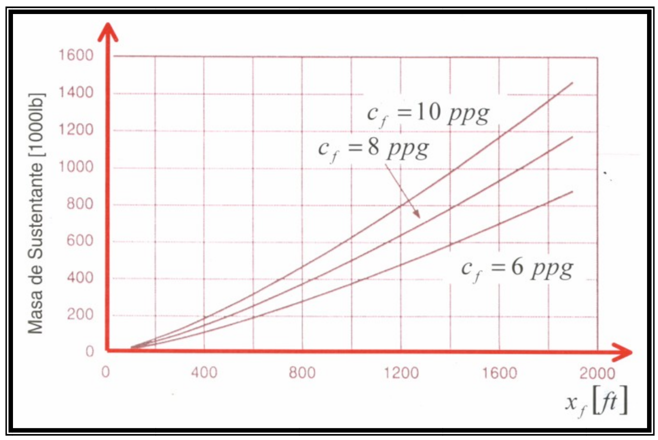

Fig. 1.15 Masa total de sustentante para un rango de concentraciones al Final del tratamiento, para diferentes longitudes de fractura.