



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
DE POZOS PETROLEROS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
BASILIO DEL MORAL CAFUSI

DIRECTOR DE TESIS:
M. en I. Jose Angel Gómez Cabrera



México, D.F., Ciudad Universitaria

Marzo 2006



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-593

SR. BASILIO DEL MORAL CAFUSI
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS PETROLEROS

- I ESTIMULACIÓN DE POZOS
 - II CONCEPTOS BÁSICOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
 - III DISEÑO HIDRÁULICO DE FRACTURAMIENTO
 - IV GEOMETRÍA DE LA FRACTURA
 - V SELECCIÓN DEL SUSTENTANTE
 - VI COSTOS DEL FRACTURAMIENTO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 16 de junio de 2005
EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO.

GFBJAGC*gtg


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS PETROLEROS"

TESIS PRESENTADA POR:
BASILIO DEL MORAL CAFUSI

DIRIGIDA POR:
M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. GUILLERMO TREJO REYES

VOCAL: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

SECRETARIO: M. EN C. MANUEL REYES AGUIRRE

1er. SUPLENTE: M. EN C. JAIME ORTÍZ RAMÍREZ

2do. SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Guillermo Trejo Reyes, José Ángel Gómez Cabrera, Manuel Reyes Aguirre, Jaime Ortiz Ramírez, and Martín Carlos Velázquez Franco.

- ❖ A Dios por permitirme conocerlo a través de todas las diferentes experiencias que vivo y de todas las personas que conozco día con día.
- ❖ A mi madre que me dio el permiso de ser su hijo, que me dio su amor, que me dio grandes enseñanzas las cuales que me han ayudado a salir adelante en mi vida por lo que donde quiera que estés, esto es tuyo. Gracias por haber sido mi madre.
- ❖ A mi esposa, con quien he compartido muchas experiencias desde el día en que la conocí y quien es parte fundamental de la segunda parte de mi vida.
- ❖ A mis hijos que son el motor que me da la fuerza para superarme día a día, que son mis mejores amigos y de quienes me siento muy orgulloso.
- ❖ A mis segundas madres Katina y Lilia por el cariño y el apoyo que siempre me dan haciéndome sentir como un hijo más dentro de sus respectivas familias.
- ❖ A mis profesores, quienes me han ofrecido sus conocimientos en diferentes áreas para poder incrementar los míos, muy en especial al M. en I. Jose A. Gómez Cabrera que me dio la oportunidad y el apoyo de poder concluir esta etapa de mi formación como profesionista y al M. en C Manuel Reyes por darme su apoyo en la revisión de este trabajo.

INDICE.

	Pagina
I ESTIMULACIÓN DE POZOS.	1
I.1 Introducción.	1
I.2 Métodos de estimulación.	1
I.3 Daño a la formación.	4
II CONCEPTOS BÁSICOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	9
II.1 Introducción	9
II.2 Conceptos básicos.	9
II.3 Esfuerzos en el lugar.	13
II.4 Presión de fractura.	17
II.5 Dirección de la fractura.	18
II.6 Gradiente de fractura.	18
III DISEÑO HIDRÁULICO DE FRACTURAMIENTO.	20
III.1 Volumen del fluido requerido.	20
III.2 Programación de colocación del sustentante.	22
III.3 Amplitud de la fractura sustentada.	22
III.4 Consideraciones para el diseño de un fluido de fracturamiento.	24
III.5 Propiedades reológicas.	29
III.6 Cálculo de la potencia hidráulica.	35
IV GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.	41
IV.1 Longitud, conductividad, y efecto del daño equivalente.	41
IV.2 Modelos de simulación de la fractura.	43
IV.3 Cálculo de la migración de la fractura.	54
V SELECCIÓN DEL SUSTENTANTE.	57
V.1 Introducción.	57
V.2 Tipos y características de los sustentantes.	57
V.3 Fuerza del grano.	59
V.4 Tamaño del grano.	60
V.5 Concentración de la lechada.	61

V.6 Diseño de un fracturamiento hidráulico con sustentante.	62
V.7 Método y programa de cómputo	64
VI COSTOS DEL FRACTURAMIENTO.	78
VI.1 Introducción.	78
VI.2 Valor total neto del fracturamiento hidráulico.	79
VI.3 Estudios paramétricos.	83
BIBLIOGRAFÍA.	89

I ESTIMULACIÓN DE POZOS.

I.1 INTRODUCCIÓN.

La Ingeniería de Producción es el área que se encarga de la planeación, diseño, instalación, mantenimiento y optimización de los sistemas de producción en los campos petroleros. Una rama importante de la Ingeniería de Producción es la Estimulación de Pozos

Las técnicas de estimulación de pozos constituyen el medio por el cual se mejora la productividad ó la inyectividad de un pozo, y consisten en introducir en la formación rocosa, de una manera adecuada, ciertos materiales cuya función es establecer ó restablecer condiciones propicias para el flujo de fluidos a través de la misma formación.

Dichos materiales son muy diversos y van desde ácidos para eliminar las obstrucciones de los poros ó para grabar por disolución canales altamente conductivos en las paredes de una fractura previamente creada, hasta fluidos de alta viscosidad para fracturar la formación y colocar, dentro de la fractura creada, un banco de partículas sólidas resistentes a la presión y a la temperatura, cuya función será constituir un medio altamente conductivo poroso y permeable después del tratamiento.

I.2 MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN

En el área de estimulación de pozos, es de primordial importancia la selección del tratamiento más adecuado para cualquier pozo cuya productividad ó inyectividad deba ser mejorada. Para la selección del tratamiento, además de los factores técnicos deben de tomarse en cuenta los económicos. Los

diferentes tratamientos de estimulación que se practican actualmente son la acidificación matricial, el fracturamiento hidráulico (con agente apuntalante), el fracturamiento con ácido y el fracturamiento con espuma (con apuntalante ó con espuma ácida).

El fracturamiento hidráulico se utiliza básicamente para establecer ò restablecer condiciones de flujo tales que se facilite la afluencia de fluidos de la formación al pozo. Existen cuatro casos básicamente en los cuales se puede aplicar este método.

a) Cuando el yacimiento se compone de una roca homogénea de baja permeabilidad. En éste caso la fractura que sé creará, puede ser incluso mayor que el radio de drene y ayudará a los fluidos a moverse más rápido a través de ella.

b) Para permitir que los fluidos producidos ò inyectados atraviesen un daño profundo. Para este caso se requiere de un tratamiento de bajo volumen, suficiente para conectar al pozo con la formación de permeabilidad inalterada.

c) Cuando la fractura generada actúa como una línea de captación, conectando los sistemas permeables, que de alguna forma, se encuentran aislados por barreras impermeables.

d) Aplicado en la recuperación secundaria, ayuda en el mejoramiento del índice de inyectividad, J_i , del pozo, y en la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drene del pozo productor, incrementando así la eficiencia del proyecto de inyección de gas ó de agua.

La acidificación matricial es una técnica de estimulación que consiste en la inyección de una solución ácida a través de los poros de la formación, a una presión mayor que la del yacimiento, pero menor que la de fractura.

La reducción de la permeabilidad (daño) cerca del pozo se remueve por medio de una solución ácida la cual amplía los espacios porosos y/o disuelve las partículas que taponan esos espacios, que pueden ser minerales de la formación y/o los sólidos extraños de los fluidos de control que se hayan filtrado en la formación.

El fracturamiento con ácido es la técnica de acidificación más utilizada para la estimulación de formaciones de caliza y dolomía, esto es de formaciones carbonatadas. Consiste en la inyección de un volumen de fluido a la formación, a un gasto mayor que el que ésta puede aceptar intersticialmente provocando una falla en la roca e iniciando una fractura cuya longitud y amplitud serán incrementadas al continuar la inyección, después se inyecta un ácido en solución el cual reacciona con los minerales de la formación disolviéndolos y creando un canal de flujo altamente conductivo.

Este tipo de fracturamiento no se utiliza en areniscas debido a la dificultad existente para que la fractura grabada se mantenga abierta después del tratamiento, ni tampoco cuando exista alguna intercalación de lutita ó de alguna otra frontera natural al flujo.

El fracturamiento con espuma como fluido fracturante tiene grandes ventajas sobre los convencionalmente usados, bajo ciertas condiciones, ya que tiene una alta capacidad de acarreo, bajas pérdidas de presión por fricción, poco daño a la formación, poca ó nula reducción en la conductividad de la fractura por la saturación residual de fluidos del tratamiento y un costo competitivo.

La espuma normalmente utilizada está compuesta de agua, una fase gaseosa de nitrógeno y un agente espumante.

I.3 DAÑO A LA FORMACIÓN.

Para conocer la productividad de un pozo ideal se utiliza la ecuación de Darcy en su forma más simple, considerando condiciones de flujo permanente, suponiendo un yacimiento radial circular como el de la Fig. 1 -1 y una permeabilidad, k , que esta en función de los fluidos del yacimiento y de la heterogeneidad de la formación, esta ecuación es:

$$q = 2\pi kh (P_{ws} - P_{wf\text{ideal}}) / (\mu \text{Ln}(r_e / r_w)) \dots\dots\dots 1.1$$

En condiciones reales, existe una caída de presión ΔP_s en función del efecto "SKIN", S , definido por Van Everdingen y Hurst como:

$$\Delta P_s = P_{wf\text{ideal}} - P_{wf\text{real}} \dots\dots\dots 1.2$$

en donde:

$$\Delta P_s = (q\mu / 2\pi kh)S \dots\dots\dots 1.3$$

sustituyendo la ec. 1.3 en la ec. 1.2 y despejando $P_{wf\text{ideal}}$, tenemos que:

$$P_{wf\text{ideal}} = (q\mu / 2\pi kh)S + P_{wf\text{real}} \dots\dots\dots 1.4$$

Por lo que la ecuación de Darcy en su forma más sencilla para condiciones reales quedaría como:

$$q = 2\pi kh (P_{ws} - P_{wf\text{real}}) / (\mu \text{Ln}(r_e / r_w) + S) \dots\dots\dots 1.5$$

en donde S es adimensional.

En esta ecuación observamos que podemos modificar básicamente dos parámetros para mejorar la productividad del pozo, y estos son la permeabilidad, k , y el efecto skin, S .

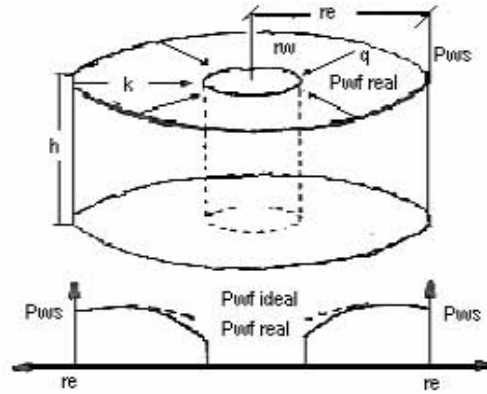


Figura 1 –1

Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular.

Cuando la permeabilidad es baja (<10md), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por FRACTURAMIENTO, y esto se dará básicamente por el cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal dentro de una gran área del yacimiento creada por el fracturamiento.

Ahora bien cuando el valor de S es grande debido al daño causado en la zona vecina al pozo principalmente por la perforación, la cementación, y la terminación del mismo, podemos a través de una estimulación matricial eliminarlo o reducirlo.

El daño a la formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad total o parcial natural o inducida de un pozo, debido al contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, lo cual nos produce una caída de presión del yacimiento al fondo del pozo. Esta caída de presión, ΔP_r , controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos al pozo y esta dada por :

$$\Delta P_r = \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} = P_{ws} - P_{wf}$$

en donde :

ΔP_{fm} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.

ΔP_{fd} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.

ΔP_t : Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.

ΔP_{PC} : Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora (terminación).

$\Delta P_{perf.}$: Caída de presión asociada con las perforaciones.

ΔP_{tp} : Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo como el de la fig. 1 -2, y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto por lo que solo se tiene la caída de presión debida al daño de la formación alrededor del pozo con una permeabilidad, k_x , diferente a la de la zona virgen de la formación, k , se tendrá un factor de daño S .

Si consideramos el flujo solo a través de la zona dañada de radio r_x y presión P_x , tendremos que:

a) Si $k_x = k$; $q = 2\pi kh (P_x - P_{wf\ ideal}) / (\mu L \ln(r_x / r_w)) \dots\dots\dots 1.6$

b) Si $k_x < > k$; $q = 2\pi kh (P_x - P_{wf\ real}) / (\mu L \ln(r_x / r_w)) \dots\dots\dots 1.7$

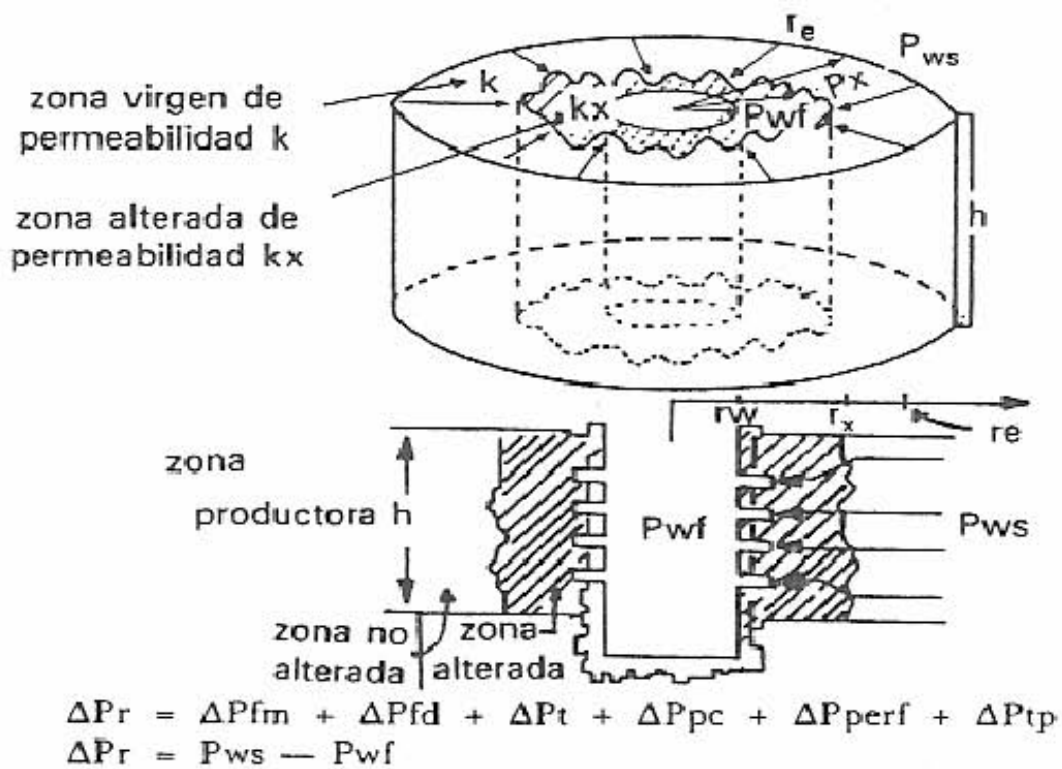


Figura 1 -2

Diagrama típico de un sistema de flujo de un pozo.

Combinando estas ecuaciones con las ecs. 1.2 y 1.3, se tiene que :

$$S = ((k / k_x) - 1) \ln (r_x / r_w) \dots\dots\dots 1.8$$

De donde podemos observar que :

- a) Si $k_x < k$, $S > 0$, el pozo está dañado.
- b) Si $k_x = k$, $S = 0$, el pozo no tiene daño.
- c) Si $k_x > k$, $S < 0$, el pozo fue estimulado.

SIMBOLOGIA.

q	Gasto del pozo	L^3 / T
h	Espesor de la zona productora	pie
k	Permeabilidad	md
P_{ws}	Presión estática del yacimiento	lb / pg^2
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	lb / pg^2
μ	Viscosidad de los fluidos	cp
r_w	Radio del pozo	pie
r_e	Radio de drene	pie
ΔP_s	Caída de presión por daño	lb / pg^2
s	“Efecto Skin” o Factor de daño	Adim.
k_x	Permeabilidad de la zona dañada	md
Δp_{fm}	Caída de presión para mover los fluidos en la zona no alterada	lb / pg^2
ΔP_{fd}	Caída de presión para mover los fluidos en la zona alterada	lb / pg^2
ΔP_t	Caída de presión causada por la turbulencia al entrar al pozo	lb / pg^2
ΔP_{pc}	Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora	lb / pg^2
ΔP_{perf}	Caída de presión asociada con las perforaciones	lb / pg^2
ΔP_{tp}	Caída de presión asociada con el flujo a través de los túneles	lb / pg^2
ΔP_r	Caída de presión del yacimiento al fondo del pozo	lb / pg^2

II CONCEPTOS BÁSICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

II.1 INTRODUCCIÓN.

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación que nos sirve para mejorar la productividad de un pozo, se lleva a cabo mediante la inyección a presión de un líquido sobre una superficie rocosa hasta alcanzar el punto de ruptura de la misma, después se continúa inyectando el líquido para propiciar la ampliación de la fractura.

Para poder dejar abierta la fractura y que esta no se cierre por el peso de los estratos superiores es necesario meter un sustentante el cual además de dar soporte a la fractura debe ser permeable.

Howard y Fast (S.P.E. Monografía. Vol. 2, 1970) revisaron once teorías para predecir el fracturamiento de una formación y calcular los esfuerzos principales que sufre la roca y concluyeron que existía desacuerdo en como era fracturada la roca al aplicársele una presión hidráulica.

II.2 CONCEPTOS BÁSICOS.

II.2.1 ESFUERZOS.

Considérese un plano cualquiera, sujeto a una fuerza "F", la cual somete el área A del plano a dos esfuerzos que son:

$$\text{Esfuerzo Normal, } \sigma = F \sin \alpha / A \dots\dots\dots 2.1$$

$$\text{Esfuerzo Cortante, } \tau = F \cos \alpha / A \dots\dots\dots 2.2$$

Siendo el esfuerzo normal perpendicular al plano y el esfuerzo cortante en la dirección del plano.

En el caso de que la fuerza “F” esté dirigida hacia el plano, los esfuerzos generados son de compresión y en el caso contrario los esfuerzos serán de tensión.

II.2.2 DEFORMACIONES.

Cuando un cuerpo esta sujeto a un esfuerzo, éste sufre una deformación en sentido longitudinal o axial δ , y otra en sentido transversal o radial ε , que pueden medirse en unidades de longitud o de ángulo.

Deformación Unitaria = (Dimensión final – Dimensión inicial) / Dimensión inicial

De aquí se puede definir que la relación de Poisson ν , es la relación de entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal.

$$\nu = \varepsilon / \delta \dots\dots\dots 2.3$$

Esta cantidad es adimensional y su rango de variación está entre $0 < \nu < 0.5$. En la siguiente tabla se presentan valores típicos.

TIPO DE ROCA	(ADIM)
ARENISCAS	0.15 – 0.25
CALIZAS	0.20 – 0.30
MARGAS	0.40 – 0.45
ROCA DE SAL	0.30 – 0.40

II.2.3 RELACIONES ESFUERZO – DEFORMACIÓN.

Si una roca es sometida a esfuerzos crecientes, esta sufre deformaciones directamente proporcionales a la magnitud del esfuerzo teniendo un comportamiento elástico lo cual nos define otra propiedad básica que es el Modulo de Young E, dado por la Ley de Hooke y que nos da una medida de la dureza de la roca o de su resistencia a deformarse.

$$\sigma = E\delta \dots\dots\dots 2.4$$

Este parámetro es una propiedad intrínseca de los materiales y sus dimensiones están dadas por (F / L²).

Ahora bien a medida que se incrementa el esfuerzo se puede llegar a provocar un daño irreversible reflejado en una deformación permanente, a este esfuerzo se le llama Limite Elástico. Si continuamos aumentando el esfuerzo, se alcanzará un valor en el cual la roca se romperá.

La ecuación 2.4 se puede generalizar a un espacio tridimensional de la siguiente forma:

$$\sigma_i = 2G\{\epsilon_i + [\nu / (1-2\nu)](\epsilon_1 + \epsilon_2 + \epsilon_3)\} \dots\dots\dots 2.5$$

en donde i = 1, 2, 3, y G es el modulo de rigidez o de corte dado por:

$$G = E / (2(1+\nu)) \dots\dots\dots 2.6$$

El modulo de Elasticidad y la Relación de Poisson son las propiedades mecánicas fundamentales y pueden estimarse por medio de registros sísmicos conociendo la densidad del material ρ .

II.2.4 OTRAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.

Resistencia de Incrustación, S_{Res} . Esta propiedad mecánica es de interés en el proceso del fracturamiento hidráulico, debido a que nos ayuda en la selección del agente sustentante.

La resistencia de incrustación de una roca se obtiene a través de una prueba de laboratorio y esta dada por:

$$S_{Res} = 4Wp / \pi d_i^2 \dots\dots\dots 2.7$$

En donde Wp es la carga medida y πd_i^2 es el área proyectada de la incrustación.

Compresibilidad de la Roca, Cr . Esta propiedad puede obtenerse en forma experimental o en función de E y ν de la siguiente manera:

$$Cr = 3(1-2\nu) / E \dots\dots\dots 2.8$$

Tenacidad de la fractura o factor de intensidad del esfuerzo crítico, K_{Ic} . Es la resistencia que pone un material a la propagación de una fisura bajo la acción de un esfuerzo y está directamente relacionada con la energía requerida para ampliar la superficie de una fractura. Esta variable se obtiene de una prueba de laboratorio.

Por ejemplo; si de una prueba de laboratorio se determinó que $K_{Ic} = 435.11$ $\text{psia}\cdot\sqrt{\text{m}}$ y la fractura tiene un radio $R = 20$ m., el exceso de esfuerzo requerido para continuar extendiendo la fractura será:

$$\sigma = 435.11 / 2[\sqrt{20} / \pi] = 86 \text{ psi.}$$

II.2.5 TEORÍA DE LA ELASTICIDAD.

Esta teoría permite la solución de muchos problemas de mecánica de rocas siempre y cuando se tomen en cuenta las siguientes consideraciones:

- I) Que el material sea isotrópico, esto es que las propiedades de elasticidad del cuerpo no cambien con la dirección del mismo.
- II) Que sea homogéneo, esto es que el mas pequeño elemento del cuerpo tenga las mismas propiedades físicas del cuerpo total.
- III) Que sea elástico, esto es que las deformaciones producidas desaparezcan cuando fuerzas externas dejen de actuar sobre el.

II.3 ESFUERZOS EN EL LUGAR.

El petróleo generalmente se encuentra asociado a cuencas sedimentarias, por lo que el estudio de las mismas y su relación con el fracturamiento hidráulico constituyen el fundamento para entender el proceso.

Estas cuencas sedimentarias o depresiones de la corteza terrestre, fueron rellenadas de sedimentos a través de mucho tiempo, pudiendo tener también diversas modificaciones, como elevaciones (subsidiencias), erosiones (discordancias), afallamientos, etc.

Una cuenca sedimentaria, como la mostrada en la fig. 2 -1, se va formando por la acumulación de sedimentos, los cuales son una carga para los sedimentos que van quedando mas al fondo lo que propicia un esfuerzo vertical.

$$\sigma_v = g \int \rho_f dH \dots\dots\dots 2.9$$

En donde ρ_f es la densidad promedio de los estratos sobre yacentes y H es la profundidad a la que se encuentra el elemento en consideración.

Si utilizamos la densidad en lb / pie³ y la profundidad en pies tendremos que:

$$\sigma_v = \rho_f H / 144 \dots\dots\dots 2.10$$

en la cual para $\rho_f = 165 \text{ lb / pie}^3$, el gradiente del esfuerzo vertical es de aproximadamente $165 / 144 \approx 1.1 \text{ psi / pie}$ o bien a $0.25 \text{ Kg / cm}^2 / \text{m}$, el cual es un valor típico.

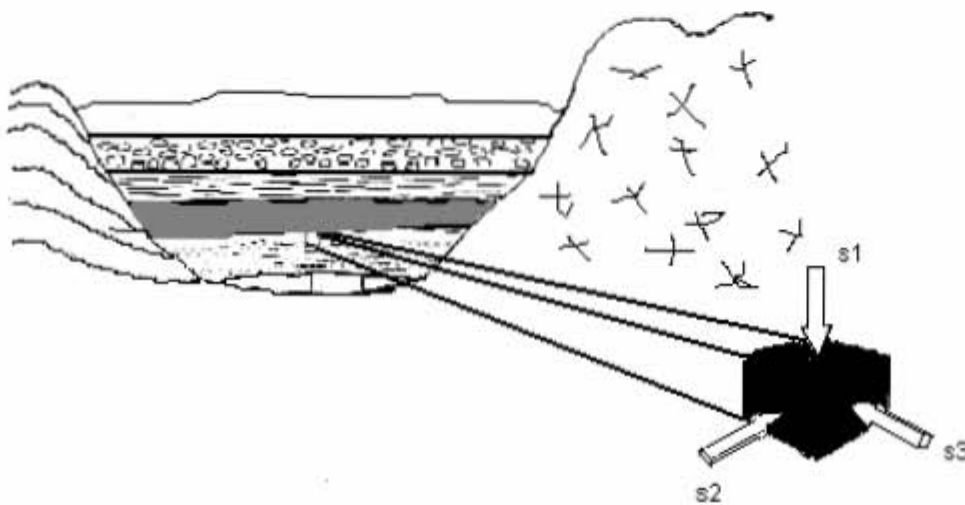


Figura 2 -1
Cuenca sedimentaria.

Ahora bien si consideramos que el peso de la sobrecarga de los sedimentos esta distribuido entre los granos y los fluidos del medio poroso, un esfuerzo efectivo será definido como:

$$\sigma_v' = \sigma_v - \alpha p \dots\dots\dots 2.11$$

En donde α es un parámetro experimental llamado constante poro elástica de Biot el cual para la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos es de 0.7, y es la medida de la eficiencia de la presión del fluido para contrarrestar el esfuerzo total aplicado. Y p , es la presión del fluido en los poros.

Debido también al esfuerzo generado por el peso de los sedimentos se tienen esfuerzos horizontales que dependen del comportamiento elástico de los materiales. Estos esfuerzos horizontales los podemos encontrar trasladando el esfuerzo vertical con la ayuda de la Relación de Poisson de la siguiente manera:

$$\sigma'_H = (\nu / (1-\nu))\sigma'_v \dots\dots\dots 2.12$$

en donde σ'_H es el esfuerzo horizontal efectivo y ν es la Relación de Poisson.

Ahora bien el esfuerzo horizontal absoluto σ_H , será igual al esfuerzo horizontal efectivo más $\alpha\rho$, pero si deseamos conocer el esfuerzo horizontal máximo debemos sumarle el esfuerzo debido a los componentes tectónicos, σ_{tect} .

$$\sigma_{Hmax} = \sigma_{Hmin} + \sigma_{tect} \dots\dots\dots 2.13$$

Para conocer la dirección de la fractura, se asume que la roca tiene un comportamiento elástico, y que esta representada por un gran bloque comparado con el orificio que se tiene en el centro, Fig 2 -2 el cual fue perforado en la dirección de σ_v , con estos elementos y utilizando coordenadas polares se obtuvieron un esfuerzo tangencial (σ_α), uno radial (σ_r), y uno cortante ($\tau_{r\alpha}$), los cuales quedaron en función de los esfuerzos horizontales y vertical.

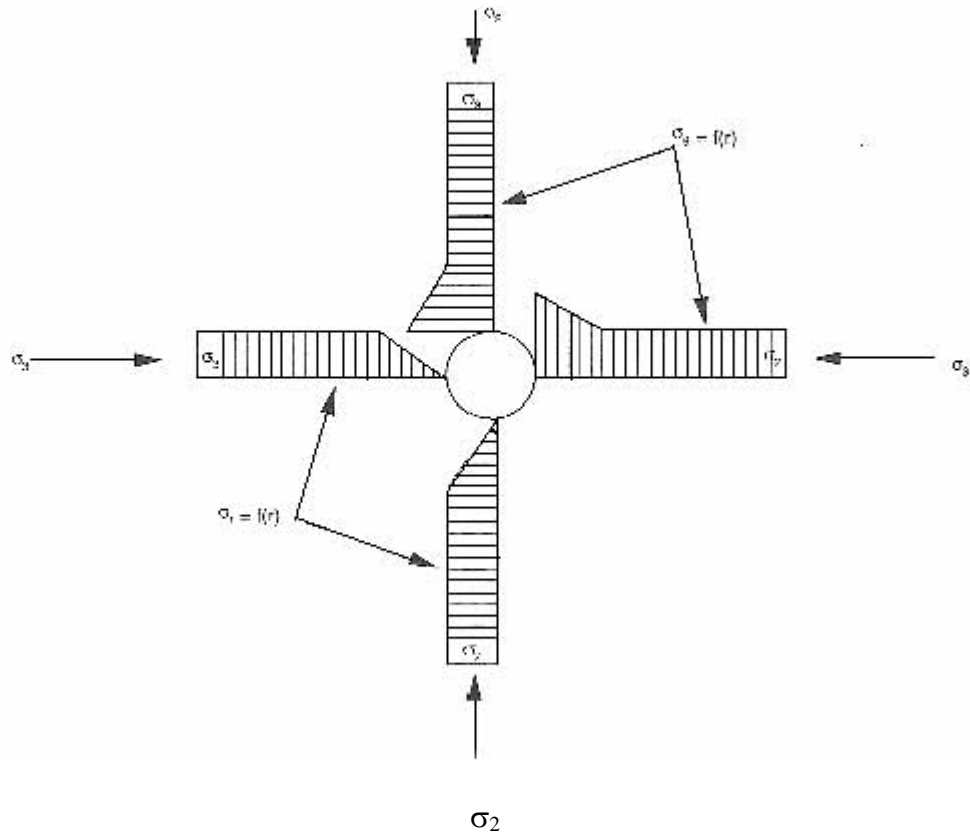


Figura 2 -2.

Estado de esfuerzos alrededor de un agujero.

Tomando en cuenta los elementos que se encuentran en la pared del pozo, los esfuerzos radial y cortante son nulos, por lo que el tangencial queda como sigue:

$$\text{Para } r = r_w; \sigma_{\alpha} = \sigma_{H\max} + \sigma_{H\min} - 2(\sigma_{H\max} - \sigma_{H\min}) \cos 2\alpha$$

en donde la posición del esfuerzo σ_{α} , dependerá del ángulo α .

Como por convención se designo que $\sigma_{H\min} < \sigma_{H\max}$, los elementos con el mínimo esfuerzo radial se localizan a 0° y 180° y los elementos con el máximo esfuerzo radial están a 90° y 270° como se ve en la fig. 2 -3.

Si aplicamos una presión hidráulica muy alta en el interior del orificio que está en el centro del bloque, esta se transmitirá en todas direcciones y propiciará

que el bloque falle en el punto de mayor debilidad, presentándose las siguientes alternativas como se observa en la fig. 2 -4:

- a) Si $\sigma_v < \sigma_{Hmin}$, la roca fallará en un plano perpendicular al mismo esfuerzo σ_v , creándose una fractura horizontal.
- b) Si $\sigma_v > \sigma_{Hmin}$, la roca fallará en un plano perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo σ_{Hmin} , creándose una fractura vertical.

II.4 PRESIÓN DE FRACTURA.

Para encontrar la presión de fractura (P_{hd}), se deben de considerar varios factores tales como:

- a) El estado de esfuerzos confinantes y la resistencia a la tensión.
- b) Las condiciones de frontera, esto es si la cima y/o la base son rígidas se requerirá menor presión y se denominará Deformación Plana o bien si la base y/o la cima son deformables se requerirá mayor presión y se denominará Esfuerzo Plano, la cual es la más común.
- c) Penetración del fluido, cuando $(k / \mu) < 10^{-11}$ (CGS) esto es que la movilidad del fluido es despreciable se tiene Fluido No Penetrante y en el caso contrario cuando $(k / \mu) > 10^{-11}$ (CGS) se tiene Fluido Penetrante que es el más adecuado.
- d) Entrada del fluido, ésta será Esférica cuando el número de perforaciones sean espaciados o el pozo esté terminado en la cima del yacimiento, o bien Radial Circular cuando el pozo tenga un gran número de perforaciones o esté en agujero descubierto el cual es el más común.

Tomando en cuenta todos éstos factores tenemos que la presión de fracturamiento vertical con fluido no penetrante será:

$$P_{hd} = 3\sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + T_o - P \dots\dots 2.14$$

Y para el caso de fluido penetrante será:

$$P_{hd} = [3\sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + T_o - 2\eta P] / 2(1-\nu) \dots\dots 2.15$$

En donde $\eta = [\alpha(1-2\nu) / 2(1-\nu)]$, T_o es la resistencia a la tensión horizontal y P es la presión del yacimiento.

II.5 DIRECCIÓN DE LA FRACTURA.

La dirección de la fractura solo puede ser horizontal o vertical ya que seguirá la dirección perpendicular al plano del mínimo esfuerzo. Una fractura será horizontal solamente cuando se tengan profundidades someras esto es menores de 600 mts (2000 pies) ya que solo de esta forma los esfuerzos horizontales serán mayores que los verticales, por lo que podemos decir que la mayoría de los fracturamientos son verticales.

II.6 GRADIENTE DE FRACTURA.

El gradiente de fractura es una característica particular del yacimiento y si el fracturamiento es vertical variará dependiendo de la explotación del yacimiento ya que es función de la presión del mismo.

$$G_f = P_{hd} / D \dots\dots\dots 2.16$$

En donde D es la profundidad del yacimiento y P_{hd} la presión de fracturamiento.

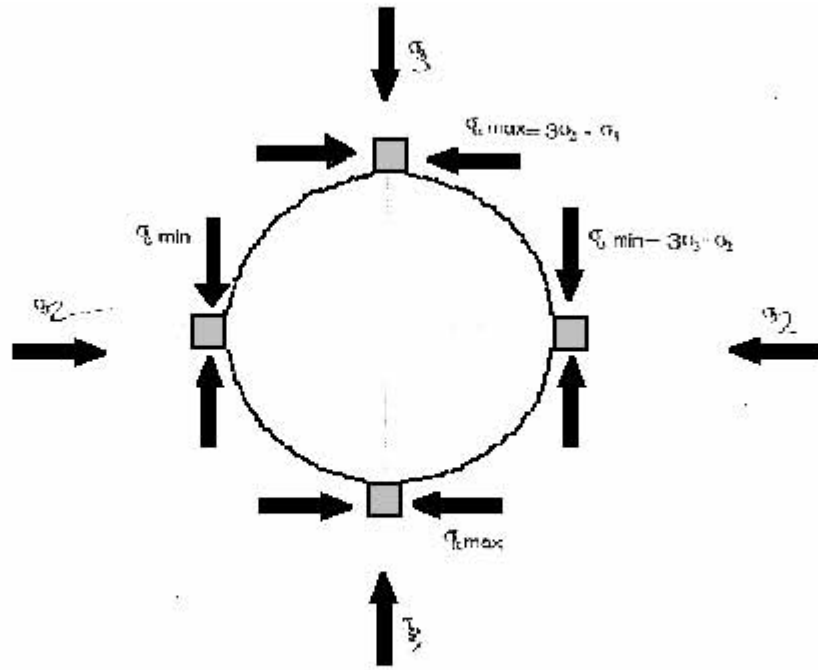
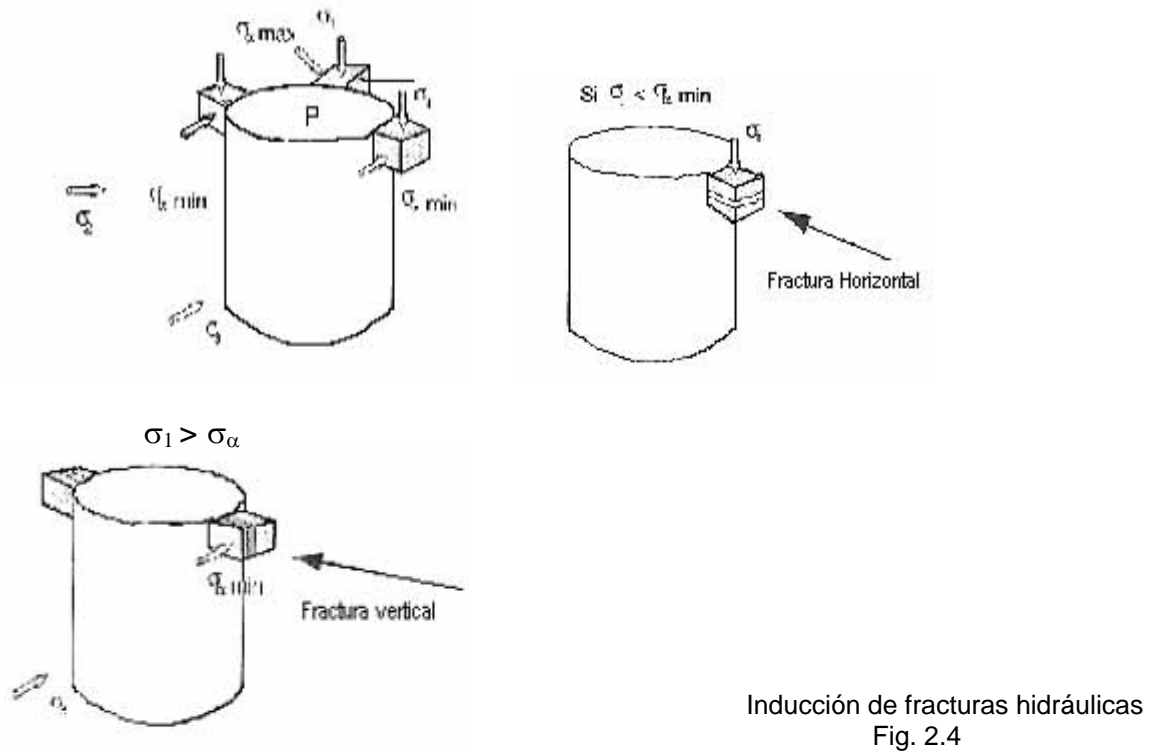


Figura 2-3.
Distribución de esfuerzos alrededor del pozo.



Inducción de fracturas hidráulicas
Fig. 2.4

SIMBOLOGIA.

σ	Esfuerzo Normal	F / L^2
τ	Esfuerzo Cortante	F / L^2
δ	Deformación unitaria longitudinal	Adim.
ε	Deformación unitaria transversal	Adim.
ν	Relación de Poisson	Adim.
E	Módulo de Young	F / L^2
G	Módulo de rigidez ó de corte	F / L^2
S_{Res}	Resistencia de incrustación	F / L^2
w_p	Carga medida	pie
d_i	Diámetro del núcleo de la formación	L
C_r	Compresibilidad de la roca	$(F / L^2)^{-1}$
K_{IC}	Factor de intensidad del esfuerzo crítico.	$F / L^2 - L^{1/2}$

III DISEÑO HIDRÁULICO DEL FRACTURAMIENTO.

III.1 VOLUMEN DE FLUIDO REQUERIDO.

Para llevar a cabo la ejecución de una fractura el fluido pasa por diferentes etapas en las cuales realiza distintas tareas.

El fluido utilizado para iniciar y propagar el fracturamiento se le nombra Pad, este fluido no lleva sustentante. Durante la propagación de la fractura se tiene fluido filtrado dentro del yacimiento perpendicularmente al área de la fractura el cual es controlado primeramente gracias al enjarre. El volumen de fluido filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia del fluido dentro de la fractura.

Después de inyectar el Pad, el fluido de fracturamiento es adicionado con la lechada que lleva al sustentante, incrementando su concentración hasta alcanzar un valor predeterminado. Este valor dependerá de la habilidad del fluido para transportar al sustentante y/o de la capacidad de la fractura creada para acomodarlo.

Un excesivo filtrado puede ser causado por heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales, o bien puede ser causado por la migración de la altura de la fractura, esto es que se fracture un estrato delgado que separe a dos estructuras permeables o sea que se forme una pequeña grieta por la cual se pierda fluido dejando atrás al sustentante el cual se deshidratará y formara un tapón "screenout".

La longitud de la fractura creada difiere de la sustentada debido a que el sustentante no puede llegar a lugares en donde la amplitud de la fractura es más pequeña que tres veces el diámetro del sustentante.

Una aproximación de la relación entre el volumen de fluido total requerido, V_i , y el volumen de Pad, V_{pad} , basada en la eficiencia de los fluidos fue dada por Nolte (1986) y Meng y Brown (1987).

$$V_{pad} \approx V_i (1-\eta / 1+\eta) \dots\dots 3.1$$

Un balance de materiales entre el fluido total inyectado utilizado para crear la fractura, V_f , y el fluido filtrado, V_L , puede ser descrito como:

$$V_i = V_f + V_L \dots\dots\dots 3.2$$

Esta ecuación puede ser mas ampliamente vista de la siguiente forma:

$$q_i t_i = A_f \bar{w} + K_L C_L (2A_f) r_p \sqrt{t_i} \dots\dots 3.3$$

en donde q_i es el gasto de inyección, t_i el tiempo de inyección, A_f es el área de la fractura, C_L es el coeficiente de filtrado, r_p es la relación entre la altura permeable y la altura de la fractura (h / h_f), y K_L que es la relación de eficiencia del fluido mostrada por Nolte (1986) como:

$$K_L = (\frac{1}{2})^* [8/3\eta + \pi(1-\eta)] \dots\dots\dots 3.4$$

El termino A_f de la ec. 3.3 es multiplicado por 2 debido a que se considera el filtrado en ambos lados de la fractura. El área de la fractura es $2x_f h_f$.

El conocimiento de la altura de la fractura, del coeficiente de filtrado, y de la eficiencia del fluido, nos permite con la ec. 3.3 realizar un cálculo inverso para obtener el tiempo de propagación de la fractura en una cierta longitud. La raíz cuadrada de la ecuación nos da una solución positiva y otra negativa, la positiva será el tiempo total de inyección, t_i , por lo que el producto $q_i t_i$ será el volumen de fluido total requerido (Pad y lechada con el sustentante).

Como el volumen de Pad puede ser calculado con la ec. 3.1, el tiempo en el que se comenzará a sumar el sustentante puede ser calculado de la siguiente forma:

$$t_{pad} = V_{pad} / q_i \dots\dots\dots 3.5$$

III.2 PROGRAMACIÓN PARA LA COLOCACIÓN DEL SUSTENTANTE.

La adición de sustentante comienza en un punto, y la concentración a la que debe ser añadido contra el tiempo depende de la eficiencia del fluido.

Nolte (1986) ha demostrado que, basado en un balance de materia, la adición continua de sustentante contra el tiempo, se escribe de la siguiente manera:

$$c_p(t) = c_f [(t-t_{pad}) / (t_i-t_{pad})]^\varepsilon \dots\dots\dots 3.6$$

en donde $c_p(t)$ es la concentración de la lechada en lb / galón, c_f es la concentración final de la lechada, y t_{pad} y t_i son el tiempo Pad y el tiempo total de inyección respectivamente. La variable ε depende de la eficiencia de los fluidos y esta dada por:

$$\varepsilon = (1-\eta) / (1+\eta) \dots\dots\dots 3.7$$

Estas ecuaciones nos indican el modo apropiado para la adición del sustentante siempre y cuando la longitud hidráulica coincida con la longitud sustentada.

III.3 AMPLITUD DE LA FRACTURA SUSTENTADA.

La conductividad de la fractura es el producto de la amplitud de la fractura sustentada por la permeabilidad del empacamiento de sustentante, y , la relación entre la amplitud hidráulica y la sustentada es indirecta ya que ésta depende mayormente de la eficiencia del fluido y especialmente de la concentración final de sustentante.

Asumiendo que una masa de sustentante, M_p , ha sido inyectada dentro de una fractura que tiene una longitud media x_f , una altura h_f , y que el sustentante quedo uniformemente distribuido, tenemos que:

$$M_p = 2x_f h_f w_p (1 - \phi_p) \rho_p \dots\dots\dots 3.8$$

en donde $2x_f h_f w_p (1 - \phi_p)$ representa el volumen del empacamiento de sustentante y tiene las características del tamaño y tipo del mismo, y ρ_p es la densidad del sustentante.

Una cantidad frecuentemente utilizada es la concentración de sustentante en la fractura, C_p , definida como:

$$C_p = M_p / 2x_f h_f \dots\dots\dots 3.9$$

y sus unidades son lb /pie³. Una concentración típicamente utilizada es de 2 lb / pie³. Ahora bien si requerimos obtener la amplitud sustentada, w_p , sustituyendo la ec. 3.8 en la ec. 3.9 y despejando, tenemos:

$$w_p = C_p / ((1 - \phi_p) \rho_p) \dots\dots\dots 3.10$$

Ahora bien, para calcular la masa de sustentante, es necesario integrar la ec. 3.6 desde t_{pad} hasta t_i y así obtener una concentración media de la lechada:

$$\hat{c}_p = (1 / t_i - t_{pad}) \int_{t_{pad}}^{t_i} c_f [(t - t_{pad}) / (t_i - t_{pad})]^\epsilon dt \dots\dots\dots 3.11$$

resolviendo:

$$\hat{c}_p = (c_f / (\epsilon + 1)) (1 - 0) = c_f / (\epsilon + 1) \dots\dots\dots 3.12$$

por lo que la masa de sustentante será:

$$M_p = \hat{c}_p (V_i - V_{pad}) \dots\dots\dots 3.13$$

III.4 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UN FLUIDO FRACTURANTE.

El diseño de un fracturamiento hidráulico como un tratamiento de estimulación envuelve la selección y uso de un buen fluido fracturante y del sustentante. La cantidad de esos materiales y la forma de inyección (gasto y presión) al ser combinados nos dan como resultado el tamaño de la fractura.

De las características de este fluido dependerán la eficiencia del tratamiento y mas aún la posibilidad de extender la fractura.

Un fluido de fracturamiento ideal debe de tener una muy baja viscosidad mientras es bombeado al pozo, tener una muy baja caída de presión por fricción, tener una viscosidad apropiada para transportar el sustentante a la fractura, y poder volverse a reducir al terminar el tratamiento.

En un fracturamiento convencional, las funciones básicas del fluido fracturante son:

- a) Mantener abierta y propagar la fractura.
- b) Transportar y distribuir el sustentante en la fractura.

Para que el fluido cumpla eficientemente con esas funciones, requiere de las siguientes propiedades:

- 1) Apropiada viscosidad a condiciones de la fractura.
- 2) Baja pérdida de fluido en la formación.
- 3) Reducidas pérdidas de presión por fricción.
- 4) Que sea fácilmente eliminable de la fractura al termino del tratamiento.
- 5) Que sea compatible y no cause daño a la formación ni a la fractura.
- 6) Que sean prácticos y seguros en su manejo.

7) Que sean económicos.

Debido a que las formaciones a fracturar tienen muy distintas características y condiciones (tipo de roca, composición, permeabilidad, temperatura, presión, etc.), se han desarrollado muchos tipos de fluidos fracturantes, los cuales han sido acondicionados con diferentes aditivos para mejorar su comportamiento.

III.4.1 TIPOS DE FLUIDOS FRACTURANTES Y ADITIVOS.

En general los fluidos fracturantes se clasifican en tres tipos, fluidos convencionales, fluidos complejos, y fluidos especiales.

- a) Fluidos convencionales
 - a.1) Base agua
 - a.2) Base aceite
- b) Fluidos complejos
 - b.1) Dispersiones (emulsiones agua en aceite)
 - b.2) Base agua
 - b.3) Base aceite
- c) Fluidos especiales
 - c.1) Espumas
 - c.2) Combinados
 - c.3) Ácidos
 - c.4) Gases y alcoholes

Los fluidos base agua son los más utilizados especialmente por su bajo costo, su excelente comportamiento y su fácil manejo, después le siguen los base aceite. El acondicionamiento de estos fluidos con polímeros o con agentes gelantes nos

permiten incrementar la viscosidad, reducir las pérdidas de presión por fricción e incrementar la capacidad de acarreo del sustentante.

En general un fluido convencional es la base para crear un fluido complejo, como las dispersiones que fueron muy poco utilizadas debido a las altas pérdidas de presión por fricción que ocasionaban.

Por lo que respecta a los fluidos especiales, las espumas y los combinados son los mejores, las espumas se forman combinando un fluido convencional y nitrógeno, en una relación de 1:3, y se utilizan especialmente en formaciones muy sensibles a los fluidos y que no sean muy profundas.

Los fluidos combinados se preparan con fluidos convencionales y bióxido de carbono y también se utilizan en formaciones sensibles.

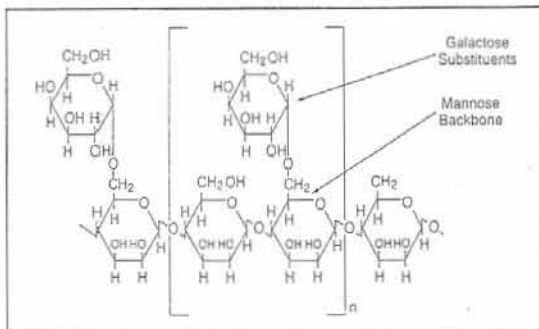
Algunos de los aditivos mas comúnmente utilizados en los fluidos de fracturamiento son:

Polímeros.- Son macromoléculas orgánicas formadas por una o mas estructuras unitarias, unidas químicamente. La fig 3 -1 muestra varios tipos de polímeros.

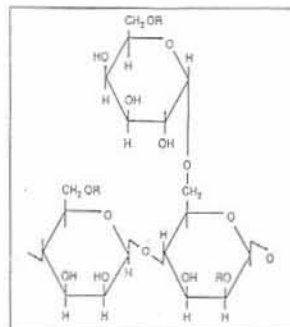
Los polímeros pueden ser naturales o sintéticos, un polímero natural es la goma que proviene de la semilla de la planta del mismo nombre, otro es la celulosa, el cual no es soluble en agua ni en aceite por lo que para su uso se requiere realizar una modificación. La ligadura de estos polímeros por lo general es débil, por lo que son de fácil remoción en la fractura.

Los polímeros sintéticos como la poliacrilamida se forman ligando las estructuras unitarias a través de los carbonos, formando ligaduras muy resistentes por lo que no son muy utilizados, ya que es difícil su remoción de la fractura.

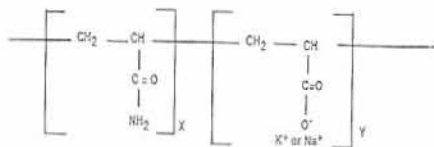
Fig. 3-1 Tipos de Polímeros



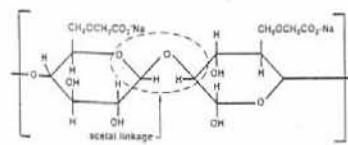
Estructura de la goma guar



Estructura de Hidroxilpropilguar



Estructura de poliacrilamida parcialmente hidrolizada



Estructura de carboximetilceluloso

La concentración de polímeros se da en lb / 1000 galones y varia en un rango de entre 20 y 60 lbs., siendo la más común la de 40 lbs.

En la primera porción de polímero en el fluido fracturante se tendrá una mayor degradación de la viscosidad por la alta temperatura y el mayor esfuerzo de corte por lo angosto de la fractura.

La experiencia ha demostrado que la viscosidad del fluido de fracturamiento debe de estar arriba de 100 cp., con un esfuerzo cortante de 170 seg^{-1} para poder transportar el sustentante.

Bactericidas.- Previenen contra las bacterias que atacan a los polímeros orgánicos, destruyendo sus uniones y reduciendo la viscosidad del fluido.

Estabilizadores.- Su función es prevenir la degradación de los polímeros debido a altas temperaturas. El metanol y el tiosulfato de sodio, se utilizan para que reaccionen con los radicales libres generados por la degradación térmica del polímero

Aditivos de pérdida de fluido.- Nos sirve para mejorar la eficiencia del fluido fracturante tratando de reducir al mínimo el filtrado empleando diferentes materiales, tales como la harina de sílice muy efectiva en formaciones con permeabilidades de 2 a 200 md., ó bien resinas solubles en aceite.

Surfactantes.- Son compuestos orgánicos formados por dos grupos, uno afín al agua y otro al aceite, su empleo permite reducir las tensiones superficiales e interfaciales, son aditivos para tener emulsiones pero principalmente para facilitar la remoción del fluido de la fractura.

Rompedores.- Quizás el mas importante aditivo en el fluido de fracturamiento es el rompedor de gel, el cual debe ser activado tan pronto como se termine el tratamiento, esto es cuando el gel este sin movimiento. Los productos que se

utilizan con geles base agua son las enzimas, y en el caso de base aceite se utilizan ácidos y bases lentamente solubles.

Agentes Reticulantes.- La adición de estos productos incrementan significativamente la viscosidad de las soluciones de polímeros a través de unir en una red tridimensional las moléculas de polímeros resultando compuestos de alto peso molecular y fluidos fracturantes complejos. Los agentes reticulantes más comunes son los iones metálicos de boro, titanio, y zirconio.

Estos agentes deben seleccionarse en función del polímero a reticular, de la temperatura, y del Ph del sistema.

III.4.2 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS FRACTURANTES.

La fig.. 3 -2 A y B es una guía de selección del fluido de fracturamiento que se utiliza comúnmente en la industria en la que se toma muy en cuenta la temperatura del fondo del pozo, la presión del yacimiento, la susceptibilidad al agua, y requerimientos de conductividad / longitud media de la fractura.

III.5 PROPIEDADES REOLOGICAS.

La palabra reología proviene de las raíces “rheo” flujo y “logos” tratado, por lo que es la ciencia que estudia el flujo de los líquidos Newtonianos y No-Newtonianos.

III.5.1 CONCEPTOS BÁSICOS Y TIPOS DE FLUIDOS.

Punto de cadencia (τ_y) es la fuerza mínima necesaria para poner en movimiento un fluido.

Ritmo de corte ($\dot{\gamma}$) es la diferencia de velocidades en dos capas adyacentes de fluido divididas entre la distancia que la separa, usualmente este ritmo de corte en una fractura es supuesto y varía de 10 a 170 seg.^{-1}

Viscosidad plástica (μ_p), es la relación entre el incremento del esfuerzo de corte y el incremento en el ritmo de corte.

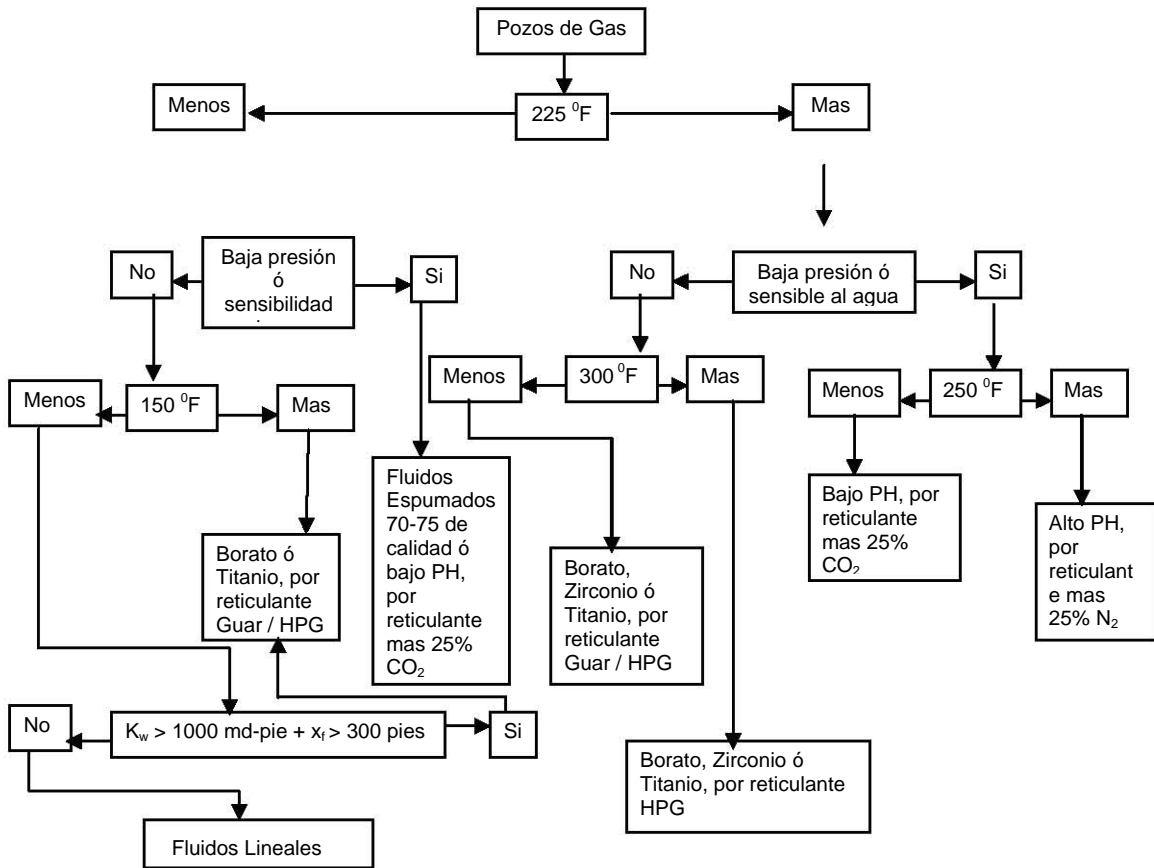


Fig. 3-2-A
Guía de selección de fluido de fracturamiento para pozos de gas.

Se tiene un fluido Newtoniano cuando al mantener la presión y la temperatura constantes, éste exhibe una proporcionalidad directa entre los esfuerzos ejercidos y la velocidad de corte aplicados, la ecuación teórica de estos fluidos es:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \dot{\gamma}$$

En los fluidos plásticos de Bingham el esfuerzo de corte varía linealmente al ritmo de corte y tienen un punto de cedencia para iniciar el movimiento.

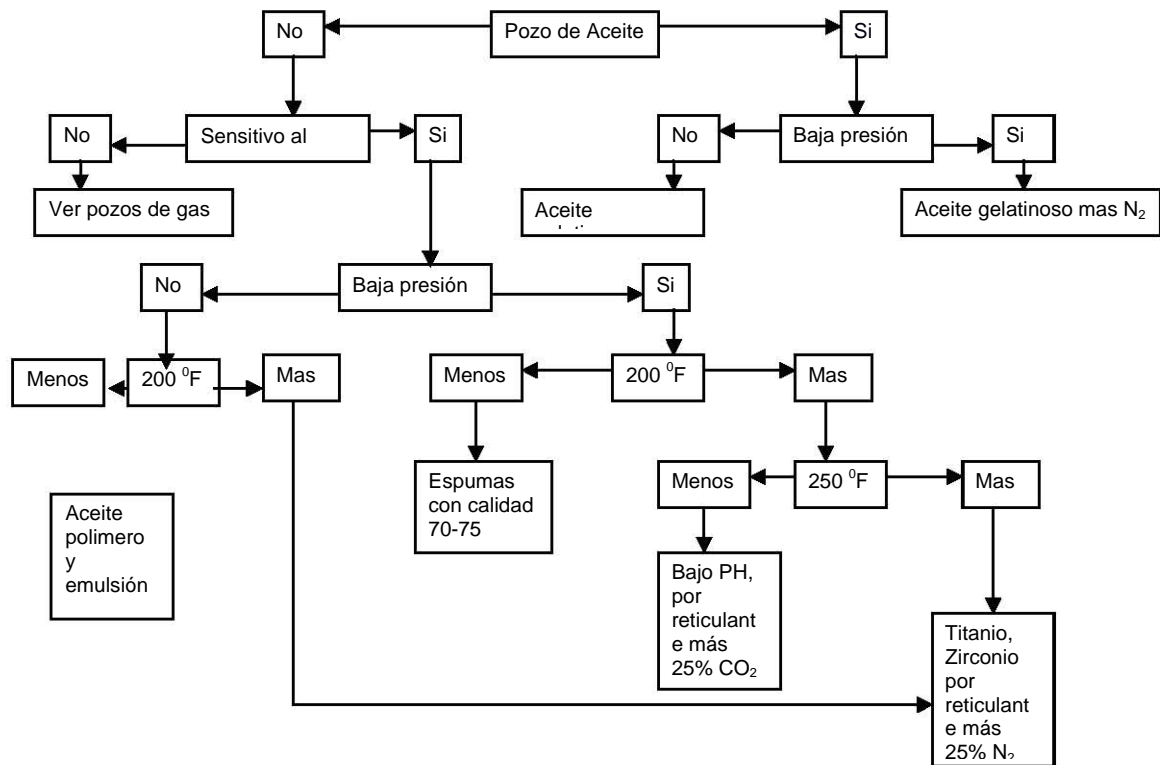


Fig. 3-2-B
 Guía de selección de fluido de fracturamiento para pozos de aceite.

Los fluidos Pseudoplásticos y fluidos Dilatantes no tienen punto de cedencia, pero su viscosidad aparente es algunas veces una función no lineal del esfuerzo de corte. La viscosidad aparente de un fluido dilatante se incrementa al aumentar el esfuerzo de corte mientras que en un fluido pseudoplástico disminuye.

La fig. 3 –3 muestra gráficamente el comportamiento de estos fluidos.

Los Tixotrópicos ó geles cuando están en movimiento son fluidos y cuando están en reposo pierden su fluidez por lo que aumentan su resistencia al esfuerzo de corte y la curva que producen es muy similar a la de los fluidos pseudoplásticos.

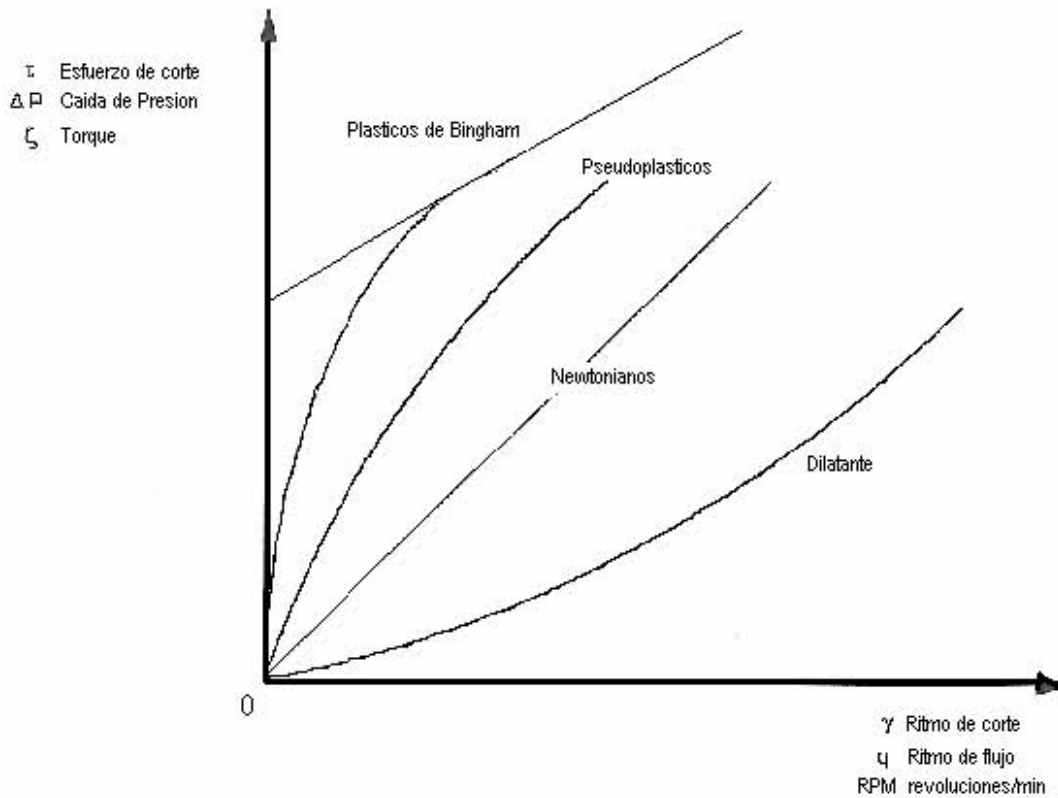


Figura 3 -3
Comportamiento de fluidos Newtonianos y No-Newtonianos.

III.5.2 LEY DE POTENCIAS.

La mayoría de los fluidos de fracturamiento son No-Newtonianos, y la Ley de Potencias es el modelo que mejor describe su comportamiento reológico.

Este modelo representa la relación entre el esfuerzo de corte τ , y el ritmo de corte γ .

$$\tau = K\gamma^n \dots\dots\dots 3.14$$

en donde τ es el esfuerzo cortante en lb / pie², γ es el ritmo del esfuerzo cortante en seg⁻¹, K es el índice de consistencia en lbf segn / pie², y n es el índice de comportamiento del flujo. Una gráfica logarítmica de τ vs. γ nos da una línea recta

cuya pendiente es n , y la intercepción cuando $\gamma = 1$ es K . Las propiedades reológicas normalmente son obtenidas en cilindros de prueba de los que se obtienen los valores específicos de n' y K' . Mientras que el índice de comportamiento de flujo n es igual a n' , el índice generalizado de consistencia K es relacionado con K' con la siguiente ecuación:

$$K = K' \{ [B^2 / n'] (B^2 - 1) / [n'(B^2 / n' - 1)B] \}^{-n'} \dots\dots\dots 3.15$$

En donde:

$$B = r_{cup} / r_{bob}$$

siendo r_{cup} el radio interno del viscosímetro de Fann y r_{bob} el radio del bulbo.

El índice de consistencia generalizado, K , está relacionado con otro tipo de equipos. Para un viscosímetro capilar o de tubo el valor de K'_{pipe} es:

$$K'_{pipe} = K [(3n'+1) / 4n']^{n'} \dots\dots\dots 3.16$$

Y para un viscosímetro de ranura K'_{slot} es:

$$K'_{slot} = K [(2n'+1) / 3n']^{n'} \dots\dots\dots 3.17$$

Otra propiedad interesante es la viscosidad aparente, μ_a la cual está relacionada con K' , n' , y el ritmo de corte γ , de la siguiente forma:

$$\mu_a = 47,880 K' / \gamma^{(1-n')} \dots\dots\dots 3.18$$

En la ecuación anterior la viscosidad está en cp.

Finalmente, el flujo de fluidos en una tubería siguiendo la Ley de Potencia es:

$$\gamma = [(3n'+1) / 4n'] (8u / d) \dots\dots\dots 3.19$$

en donde d es el diámetro de la tubería, y u la velocidad del fluido y es q / A .

Y para una ranura, la cual podría ser aproximada a la geometría de una fractura o canal es:

$$\gamma = [(2n'+1) / 3n'] (8u / w) \dots\dots\dots 3.20$$

en donde w es la amplitud del canal.

Para fluidos espumosos, Valko en 1992, demostró que el índice de consistencia puede ser expresado como:

$$K = K_{\text{foam}} \varepsilon^{(1-n)} \dots\dots\dots 3.21$$

En donde ε es la relación del volumen de expansión específica:

$$\varepsilon = v_{\text{foam}} / v_{\text{liquid}} = \rho_{\text{liquid}} / \rho_{\text{foam}} \dots\dots\dots 3.22$$

Kfoam y n son características para un par dado de líquido – gas a una temperatura dada. En un pozo la velocidad de la espuma cambia con la profundidad, dado que la presión cambia debido a la densidad. La propiedad importante de la ec. 3.21 llamada “Ley de potencias del volumen igualizado” es que el cambio en K se compensará con la variación de la densidad y esto nos resultara en un factor de fricción constante a lo largo de la tubería en ambos regímenes de flujo, laminar y turbulento.

III.6 CALCULO DE LA POTENCIA HIDRÁULICA.

Para calcular la potencia hidráulica del fracturamiento se debe de estimar la presión de inyección superficial, las perdidas de presión por fricción, y la carga hidrostática del fluido.

En el caso de que la presión superficial sea mayor a las permisibles por las conexiones superficiales y tuberías, el diseño correspondiente se excluye, pero si es menor ó igual, se obtiene la potencia hidráulica necesaria para efectuar el tratamiento y la evaluación económica.

Para realizar el cálculo hidráulico se consideran dos casos:

Tratamiento por la tubería de producción o la de revestimiento.

Tratamiento por espacio anular.

y además para fluidos Newtonianos y No-Newtonianos.

La presión superficial requerida se obtiene con la siguiente ecuación:

$$P_s = P_f + \Delta p_f + \Delta p_p - \Delta p_h \dots\dots\dots 3.23$$

PRESIÓN DE TRATAMIENTO, P_f , generalmente se obtiene con el gradiente de fracturamiento de la formación que se va a fracturar.

$$P_f = G_f * D \dots\dots\dots 3.24$$

En donde D es la profundidad hasta la cima del intervalo que se va a fracturar.

CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TUBERÍAS, Δp_f , es función de la geometría de inyección del fluido, de sus características reológicas y del gasto de inyección.

PARA FLUIDO NEWTONIANO E INYECCIÓN POR T.P. O T.R.

$$NRe = d u \rho / \mu \dots\dots\dots 3.25$$

En donde, d, es el diámetro interno de la T.P. o la T.R., u, es la velocidad de flujo del fluido que se obtiene del gasto de inyección q_i entre el área de flujo, ρ, es la densidad del fluido, y μ, es la viscosidad del fluido.

Si NRe < 2100 el flujo es laminar y la ecuación de Fanning es:

$$\Delta p_f = 32Du\mu / d^2 \dots\dots\dots 3.26$$

pero si NRe > 2100, el flujo es turbulento y se calcula con:

$$\Delta p_f = [0.1Du^{1.8}\rho^{0.8}\mu^{0.2}] / d^{1.2} \dots\dots\dots 3.27$$

PARA FLUIDO NEWTONIANO E INYECCIÓN POR ESPACIO ANULAR.

$$NRe = [0.8165(d_o - d_i)u\rho] / \mu \dots\dots\dots 3.28$$

En donde d_o, es el diámetro interno de la tubería exterior, y d_i, es el diámetro externo de la tubería interior.

Si NRe < 2100 el flujo es laminar, por lo que:

$$\Delta p_f = 48Du\mu / (d_o - d_i)^2 \dots\dots\dots 3.29$$

Si Nre > 2100 el flujo es turbulento, por lo que :

$$\Delta p_f = [0.127Du^{1.8}\rho^{0.8}\mu^{0.2}] / (d_o - d_i)^{1.2} \dots\dots\dots 3.30$$

PARA FLUIDO NO-NEWTONIANO E INYECCIÓN POR T.P. O T.R.

$$\mu_e = K [(8u / d)((3n+1) / 4n)]^{(n-1)} \dots\dots\dots 3.31$$

$$NRe = (du\rho / \mu_e)(4n / (3n+1)) \dots\dots\dots 3.32$$

en donde, μ_e, es la viscosidad equivalente, K, el índice de consistencia, y n, el índice de comportamiento de flujo.

Si NRe < (3470-1370n), el flujo es laminar, por lo que:

$$\Delta p_f = [(32Du\mu_e) / d^2][(3n+1) / 4n] \dots\dots\dots 3.33$$

Si NRe ≥ (3470-1370n), el flujo es turbulento, por lo que:

$$\Delta p_f = \{[2Cdu^{(2-b)}\rho^{(1-b)}] / d^{(1+b)}\}\{\mu_e^b[(3n+1) / 4n]^b\} \dots\dots\dots 3.34$$

$$C = (\text{Log } n + 2.5) / 50 \dots\dots\dots 3.35$$

$$b = (1.4 - \text{Log } n) / 7 \dots\dots\dots 3.36$$

PARA UN FLUIDO NO-NEWTONIANO E INYECCION POR ESPACIO ANULAR.

$$\mu_e = k [(12u / (d_o - d_i))((2n+1) / 3n)]^{(n-1)} \dots\dots\dots 3.37$$

$$NRe = (0.8165(d_o - d_i)u\rho / \mu_e)(3n / (2n+1)) \dots\dots\dots 3.38$$

Si $NRe < (3470-1370n)$, el flujo es laminar, por lo que:

$$\Delta p_f = [(48Du\mu_e) / (d_o - d_i)^2][(2n+1) / 3n] \dots\dots\dots 3.39$$

Si $NRe \geq (3470-1370n)$, el flujo es turbulento, por lo que:

$$\Delta p_f = \{[2Cdu^{(2-b)}\rho^{(1-b)}] / [0.8165(d_o - d_i)]^{(1+b)}\}\{\mu_e^b[(2n+1) / 3n]^b\} \dots\dots\dots 3.40$$

en donde C y b se calculan con las ecs. 3.35 y 3.36 respectivamente.

Estas ecuaciones son muy confiables, siempre y cuando no se tengan aditivos reductores de fricción, lo cual no es común por lo que los resultados deben de tomarse con reserva, aunque estos siempre son mayores a los que en realidad se tienen durante la operación.

PERDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS PERFORACIONES, Δp_p , utilizando la ecuación de Bernoulli, tenemos en las perforaciones de la T.R.:

$$\Delta p_p = \rho q^2 / 1.345g_c A_p^2 \dots\dots\dots 3.41$$

$$A_p = N_p(\pi / 4)d_p^2 \dots\dots\dots 3.42$$

En donde g_c , es el factor de conversión entre masa y fuerza, A_p , es el área de las perforaciones, N_p , es el número de perforaciones abiertas, y d_p , es el diámetro de las perforaciones.

PRESION HIDROSTATICA, Δp_h , se obtiene a partir de la densidad del fluido con la siguiente ecuación:

$$\Delta p_h = D_p / 144 \dots\dots\dots 3.43$$

en donde D es la profundidad en pies y ρ es la densidad en lb / pie³.

POTENCIA HIDRÁULICA PARA EL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO, HHP., es importante para poder calcular el número de unidades de alta presión que se necesitaran y calcular también una parte de los costos. La ecuación en unidades de campo para obtenerla es:

$$\text{HHP} = q_i P_s / 40.8 \dots\dots\dots 3.44$$

en donde q_i esta en bls / min, y P_s en lb / pg².

Simbología.

V_{pad}	Volumen de fluido sin sustentante	gal
V_i	Volumen total inyectado	gal
V_L	Volumen filtrado	gal
q_i	Gasto de inyección	bl / min
t_i	Tiempo de inyección	min
A_f	Area de la fractura	pies ²
C_L	Coeficiente de filtrado	pies / $\sqrt{\text{min}}$
r_p	Relación entre la altura permeable y la altura de la fractura	adim
K_L	Relación de la eficiencia del fluido	adim
t_{pad}	Tiempo en el que se comienza a añadir el sustentante	min
$c_p(t)$	Concentración de la lechada	lb / gal
C_f	Concentración final de la lechada	lb / gal
M_p	Masa del sustentante	lb
x_f	Longitud media de la fractura	pie
h_f	Altura media de la fractura	pie
ρ_p	Densidad del sustentante	lb / pie ³
C_p	Concentración del sustentante en la fractura	lb / pie ³
w_p	Amplitud sustentada de la fractura	pie
G_f	Gradiente de fracturamiento	(lb / pg ²) / pie
D	Profundidad del intervalo a fracturar	pie
N_{Re}	Numero de Reynold	
d	Diámetro interno ó externo de T.P. ó T.R.	pg
u	Velocidad de flujo	pie / seg
μ	Viscosidad del fluido	cp
τ	Esfuerzo de corte	lb / pie ²
γ	Ritmo de corte	seg ⁻¹
K	Índice de consistencia	lb seg ⁿ / pie ²
n	Índice de comportamiento de flujo	adim

P_s	Presión superficial de inyección	lb / pg ²
μ_a	Viscosidad aparente	cp
Δp_f	Caída de presión por fricción en la tubería	lb / pg ²
Δp_p	Caída de presión por fricción en las perforaciones	lb / pg ²
N_p	Numero de perforaciones	adim
D_p	Diámetro de las perforaciones	pg
Δp_h	Presión hidrostática	lb / pg ²

IV GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.

IV.1 LONGITUD, CONDUCTIVIDAD, Y EFECTO DEL DAÑO EQUIVALENTE.

La conductividad de la fractura es el producto de la amplitud de la misma por la permeabilidad del sustentante que se tiene en la fractura.

Todos los fracturamientos hidráulicos se caracterizan por la conductividad, el daño equivalente, y la longitud la cual debe ser la conductiva, esto es la longitud de la fractura con suficiente sustentante para formar un canal de alta conductividad y por conveniencia se tomará como la longitud x_f , que hay desde cada lado del pozo.

En 1961 Prats., proporcionó los perfiles de presión en un yacimiento fracturado como una función de la longitud media del fracturamiento y de la capacidad relativa (a), la cual se define como:

$$a = \pi k x_f / 2 k_f w \dots\dots\dots 4.1$$

en donde k es la permeabilidad del yacimiento, k_f la permeabilidad de la fractura y w la amplitud de la fractura sustentada.

Asimismo, introdujo el concepto adimensional de radio efectivo de un pozo fracturado.

$$r'_w = r_w e^{(-s_f)} \dots\dots\dots 4.2$$

en donde r_w es el radio del pozo y s_f el daño equivalente resultado de un fracturamiento hidráulico.

Cinco Ley y Samaniego en 1981 introdujeron el concepto de la conductividad de la fractura como:

$$F_{cd} = k_f w / k x_f \dots\dots\dots 4.3$$

La cual combinada con la de Prats resulta de la siguiente forma:

$$F_{cd} = \pi / 2 a \dots\dots\dots 4.4$$

Prats correlacionó el parámetro de capacidad (a) con el radio efectivo adimensional y obtuvo una gráfica, Fig. 4 –1.

De ella se puede observar que cuando $r'_w = 0.5$, esto es que $r'_w = x_f / 2$ se tiene la menor capacidad y la mayor longitud de fractura conductiva. También podemos observar que valores de capacidad ($a > 1$) deben ser eliminados ya que se reducirá rápidamente el radio efectivo del pozo. Pero por otro lado al tener valores muy grandes de capacidad (a) la pendiente de la curva tiende a ser 1, lo cual nos implica una relación lineal entre el radio efectivo y la capacidad, esto es:

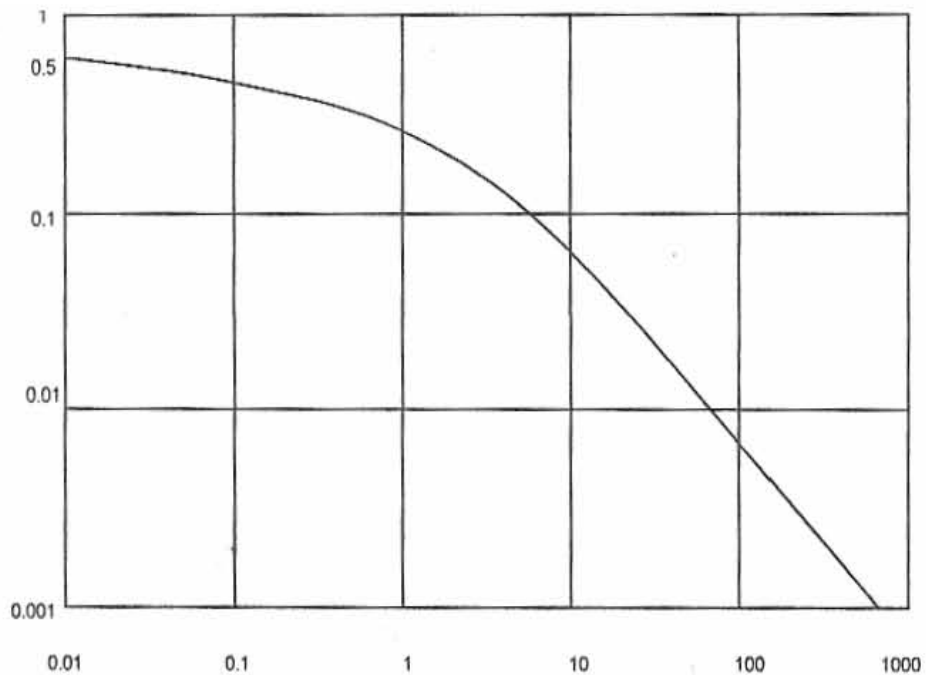
$$r'_{wd} = k_f w / 4k_x \dots\dots\dots 4.5$$

$$r'_w = k_f w / 4k \dots\dots\dots 4.6$$

Entonces podemos tener otra observación la cual nos indica que para valores de capacidad muy altos, esto es valores de conductividad de la fractura muy bajos, el radio efectivo del pozo dependerá de la permeabilidad de la fractura y no de la longitud de la misma.

Concluyendo tenemos que para yacimientos con baja permeabilidad se requieren fracturas con alta conductividad y gran longitud, y para yacimientos con permeabilidad de alta a moderada pero con baja conductividad se requiere de una fractura con alta permeabilidad y gran espesor.

Radio efectivo del pozo, r'_{wD}



Capacidad relativa, a

Figura 4 -1

IV.2 MODELOS DE SIMULACIÓN DE LA FRACTURA.

La geometría dinámica de la fractura dependerá de muchos factores tales como las propiedades mecánicas de las rocas, las del fluido de fracturamiento, la distribución de los esfuerzos en el medio poroso, etc.

La geometría de una fractura vertical se caracteriza por una longitud, x_f , una amplitud, w , y una altura, h_f , y para su análisis deberá suponerse que la configuración de la fractura es simétrica al pozo, extendiéndose en dos alas y asumiendo que son idénticas, tal como se observa en la fig. 4 -2.

Para describir una fractura vertical se debe considerar que ésta inicia su desarrollo en un tiempo, $t = 0$. El fluido inyectado a alta presión hará que la fractura se extienda en las direcciones X,Y,Z.

La magnitud de la extensión se encuentra controlada por los siguientes factores:

- a) La caída de presión entre el pozo y el extremo de la fractura, ΔP_c , (fig. 4 -3) es la energía disponible para desarrollar la longitud, la altura y la amplitud de la fractura.
- b) Si se considera la formación como una roca homogénea y elástica o isotrópica, la fractura se propagará en cualquier dirección siempre y cuando se alcance el factor de intensidad de esfuerzo crítico (K_{Ic}).

Si la fractura se desarrolla en el eje X, el factor de intensidad será:

$$K_{Ic} = 1.25 \Delta P_c \sqrt{h_f} \dots\dots 4.7$$

Y para una fractura de la forma " penny-shaped"

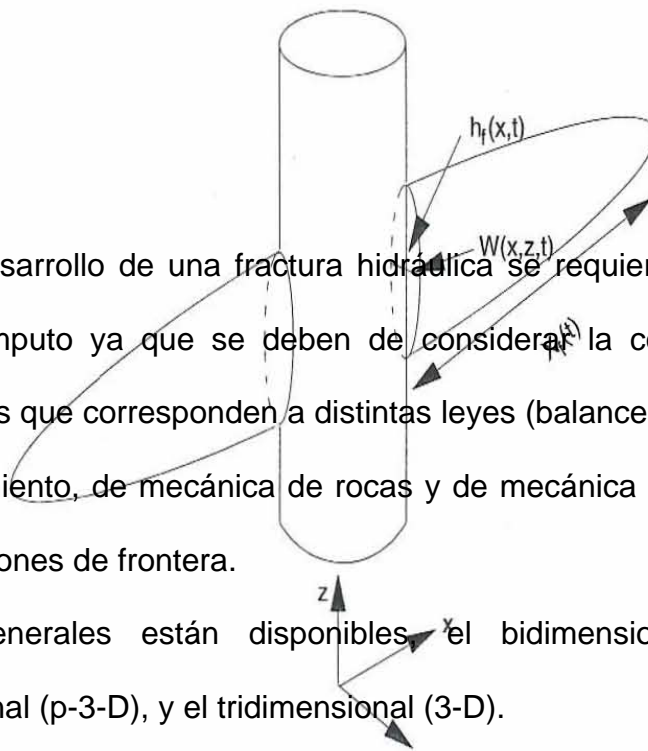
$$K_{Ic} = 0.8 \Delta P_c \sqrt{R} \dots\dots 4.8$$

en donde:

$$\Delta P_c = P_{th} - \sigma_{Hmin} \text{ y, } R, \text{ el radio de la fractura.}$$

El crecimiento vertical de la fractura está restringido por el contraste de esfuerzos entre la zona fracturada y las capas adyacentes superior e inferior.

- c) Dependiendo del comportamiento mecánico de la roca, la amplitud puede ser mayor o menor con una misma presión.
- d) Descontando del volumen total de inyección el volumen que se pierde en la formación podremos encontrar el volumen disponible para desarrollar la longitud de la fractura.



Para simular el desarrollo de una fractura hidráulica se requieren elaborados programas de cómputo ya que se deben de considerar la combinación de muchas ecuaciones que corresponden a distintas leyes (balance de materia, de cantidad de movimiento, de mecánica de rocas y de mecánica de fluidos) con apropiadas condiciones de frontera.

Tres modelos generales están disponibles el bidimensional (2-D), el pseudotridimensional (p-3-D), y el tridimensional (3-D).

Los modelos bidimensionales son los métodos analíticos más utilizados en los cuales se asumen como constantes las variables como la altura de la fractura y el flujo de fluido al cual se le asigna solo la dirección X.

Geometría de una fractura vertical

Figura 4-2

Existen dos grupos de este modelo bidimensional, el Modelo PKN que debe su nombre a sus autores Perkins y Ken (1961) y Nordgren (1972), y el modelo KGD de Khristianovic y Zheltov (1955) y mejorado por Geertsma y Klerk (1969).

El primero se utiliza cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura de la fractura ($x_f \gg h_f$), y el segundo cuando la longitud de la fractura es menor que la altura ($x_f < h_f$).

Un caso aislado es cuando $h_f = 2x_f$, en donde se utiliza el modelo radial o "penny-shape". El valor de la altura utilizado aquí es el dinámico, esto es el tiempo en el que el valor de la altura es igual a la longitud de la fractura x_f .

Presiones a través de una fractura

Figura 4-3

El modelo pseudo-tridimensional o p-3-D es una modificación de los modelos bidimensionales en los que se considera la altura de la fractura variable con respecto al tiempo y la distancia, sin embargo se sigue considerando el flujo unidireccional a lo largo de la fractura.

Los modelos tridimensionales o 3-D consideran el flujo de fluidos en todas direcciones y la altura de la fractura variable, por lo que la presión de la fractura varía en cada punto con respecto al tiempo.

IV.2.1 Amplitud del fracturamiento hidráulico con el modelo PKN.

El modelo PKN mostrado en la fig. 4 -4, tiene una forma elíptica hacia el fondo del pozo, teniendo una amplitud máxima en el centro. Para un fluido Newtoniano, la máxima amplitud se tiene cuando la longitud media de la fractura es igual a x_f y esta dada por:

$$w_{max} = 2.31 \{ [q_i \mu (1-\nu) x_f] / G \}^{1/4} \dots\dots\dots 4.9$$

En donde G es el módulo elástico de ruptura y esta relacionado con el modulo de Young E, de la siguiente manera:

$$G = E / 2(1+\nu) \dots\dots\dots 4.10$$

En las dos ecuaciones anteriores, q_i es el gasto de inyección, μ es la viscosidad aparente, y ν es el valor de la relación de Poisson.

La geometría elíptica del modelo PKN nos permite obtener una amplitud media introduciendo un factor geométrico de la siguiente forma:

$$\varpi = 2.31 [[q_i \mu (1-\nu) x_f] / G]^{1/4} \dots\dots\dots 4.11$$

En donde γ es aproximadamente igual a 0.75, y además el segundo termino de la ecuación es aproximadamente igual a 0.59. En unidades de campo la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\omega = 0.3 \{ [q_i \mu (1-\nu) x_f] / G \}^{1/4} [(\pi / 4) \gamma] \dots\dots\dots 4.12$$

en donde ω está en pg, q_i en bls / min., μ en cp., x_f en pies y G en psi.

IV.2.2 Amplitud del fracturamiento para un fluido No-Newtoniano con el modelo PKN.

La expresión en unidades de campo es la siguiente:

$$W_{max} = 12 \{ (128 / 3\pi) (n'+1)((2n'+1) / n')^{n'} (0.9775 / 144) (5.61 / 60)^{n'} \}^{1 / (2n'+2)} \{ [q_i^{n'} K' x_f^{1-n'}] / E \}^{1 / (2n'+2)} \dots\dots\dots 4.13$$

en donde w_{max} esta en pg., y las cantidades n' y K' son propiedades reológicas de los fluidos fracturantes.

Para obtener la amplitud media (ω) se multiplica la ecuación anterior por $[(\pi / 4) \gamma]$

IV.2.3 Amplitud de la fractura con el modelo KGD y un fluido Newtoniano.

Este modelo de fractura se observa en la fig. 4 -4 y se utiliza solo cuando la longitud de la fractura es menor que la altura de la misma.

Dada la forma de la fractura que se obtiene con el modelo KGD, la amplitud a lo largo del yacimiento es la misma por lo que se tiene mayor volumen de fractura.

La amplitud media de fracturamiento con este método es:

$$\omega = 2.27 ([q_i \mu (1-\nu) x_f^2] / G h_f)^{1/4} (\pi / 4) \dots\dots\dots 4.14$$

y en unidades de campo con ω en pg.

$$\omega = 0.29 \{ [q_i \mu (1-\nu) x_f^2] / G h_f \}^{1/4} (\pi / 4) \dots\dots\dots 4.15$$

IV.2.4 Presión total de fracturamiento.

La creación de dos tipos de fracturamiento una con dimensión infinitamente larga y la otra con una dimensión finita, d , han sido descritos por Sneddon y Elliot (1946).

La máxima amplitud de fracturamiento que es proporcional a d , es también proporcional a la presión total ($p_f - \sigma_{min}$) e inversamente proporcional al modulo de elasticidad E' .

$$\omega_{max.} = [2(p_f - \sigma_{min})d] / E' \dots\dots\dots 4.16$$

en donde:

$$E' = E / (1 - \nu^2) \dots\dots\dots 4.17$$

Por lo que la amplitud media será:

$$\bar{\omega} = (\pi / 4) \gamma \omega_{max} \dots\dots\dots 4.18$$

Para el modelo PKN la dimensión característica d , es la altura h_f , mientras que para el modelo KGD es la longitud $2x_f$. El valor de γ para el modelo PKN es de 0.75 y para el modelo KGD es de 1.

Nolte y Economides (1989) demostraron que para tener una eficiencia de fracturamiento tendiendo a 1, esto es $\eta (= V_f / V_i) \rightarrow 1$, el volumen de fractura debe ser igual al volumen de inyección, esto es:

$$\bar{\omega} A_f = q_i t \dots\dots\dots 4.19$$

en donde A_f es el área fracturada y es igual a $2x_f h_f$.

Pero si $\eta \rightarrow 0$,

$$A_f = (q_i \sqrt{t}) / (\pi C_L r_p) \dots\dots\dots 4.20$$

En donde C_L es el coeficiente de filtrado y r_p es la relación entre la altura permeable y la altura de la fractura. Ahora bien, si consideramos que la

formación esta constituida por un solo estrato, la altura permeable es igual a la altura total de la formación, h.

Sustituyendo y despejando en la ec. 4.19, tenemos:

$$x_f \omega = (qit) / (2h_f) \dots\dots\dots 4.21$$

Con la ec. 4.13, la ec. 4.18 y llamando C1 a todos los múltiplos de $x_f^{1 / 2n'+2}$, la ec. 4.21 se convierte en:

$$x_f C1 x_f^{1 / 2n'+2} = 5.615 qit / 2h_f \dots\dots\dots 4.22$$

en donde el gasto de inyección esta en bl / min., y t en min., reagrupando tenemos:

$$x_f = (1 / C1) [5.615 qit / 2h_f]^{(2n'+2) / (2n'+3)} \dots\dots\dots 4.23$$

Ahora para una $\eta \rightarrow 0$, x_f en función del tiempo t puede ser obtenida directamente de la ec. 4.20 la cual queda como:

$$x_f = 5.615 q_i \sqrt{t} / 2\pi h C_L \dots\dots\dots 4.24$$

en donde el producto $h f r_p$ queda representado por h debido a las suposiciones anteriores.

De la relación de fractura de Sneddon (ec. 4.16 en donde $d = h_f$ para el modelo PKN), la presión total de fractura esta dada por:

$$\Delta p_f = p_f - \sigma_{min} = \{ [C1 / (\pi \gamma / 4)] x_f \}^{[1 / (2n'+2)] \{ E / [2(1-\nu)h_f] \}} \dots\dots 4.25$$

Para $\eta \rightarrow 1$, la ec. 4.23 y utilizando todos los múltiplos de $t^{1 / (2n'+3)}$ como C2,

$$\Delta p_f = C2 * t^{1 / (2n'+3)} \dots\dots\dots 4.26$$

Igualmente de las ecs. 4.23, 4.24 y para $\eta \rightarrow 0$, tenemos que:

$$\Delta p_f = C3 * t^{[1 / 4(n'+1)]} \dots\dots\dots 4.27$$

en donde C3 es el resultado de la combinación de ecuaciones.

Por lo tanto, con las ecs. 4.23 y 4.24 obtendremos la penetración, y con las ecs. 4.26 y 4.27 la presión total en los limites, $\eta \rightarrow 0$ y $\eta \rightarrow 1$ respectivamente.

Con estas ecuaciones podemos construir una grafica de caída de presión contra tiempo la cual nos mostrará la morfología de la propagación de la fractura, esto es cuando la pendiente de la gráfica es positiva quiere decir que la presión y la penetración crecen con el tiempo, lo cual nos indica que se asemeja al modelo PKN. Y cuando la pendiente es negativa indica que la presión decrece con el tiempo al igual que la penetración lo cual nos indica que se aproxima más al modelo KGD.

Existen también ecuaciones que nos dan valores aproximados de la presión total de fractura para el modelo PKN, y para el modelo KGD utilizando un fluido fracturante Newtoniano.

Para el modelo PKN en unidades de campo:

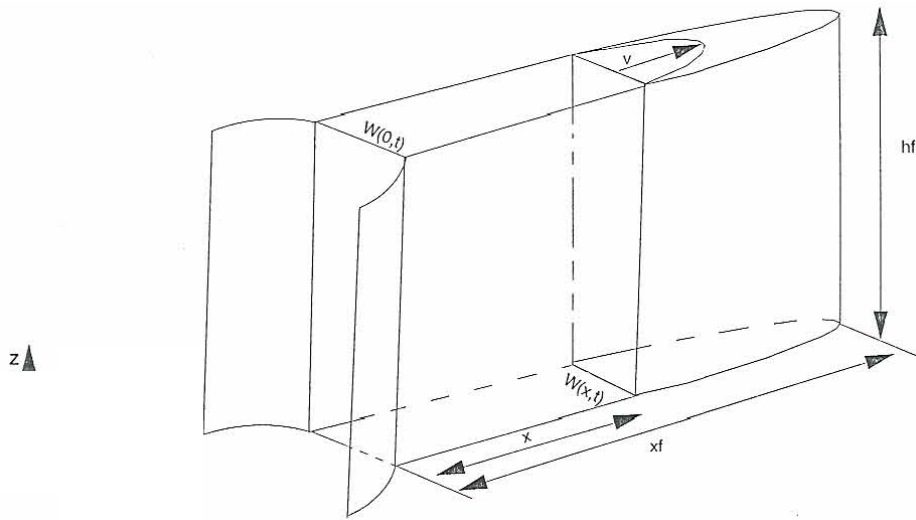
$$\Delta p_f \text{ (psi)} = 0.0254 \{ [G^3 q_i \mu x_f] / [(1-\nu)^3 h_f^4] \}^{1/4} \dots\dots\dots 4.28$$

y para el modelo KGD:

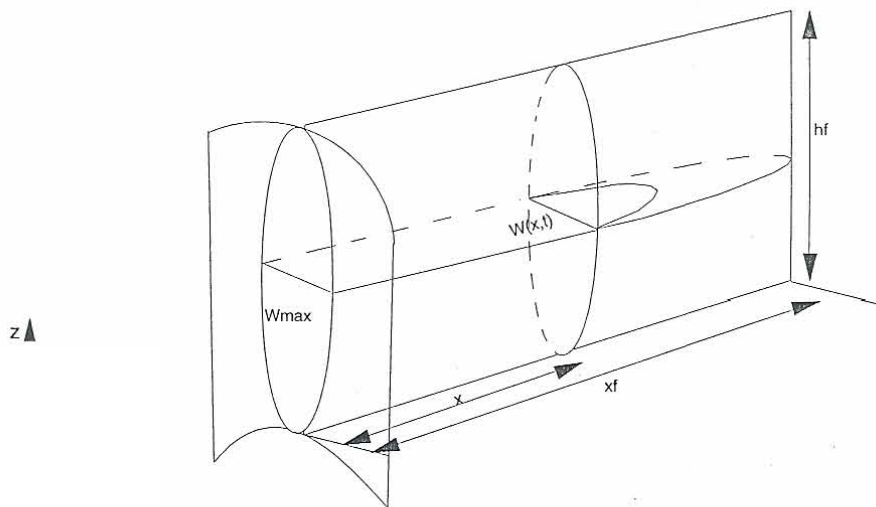
$$\Delta p_f \text{ (psi)} = 0.050 \{ [G^3 q_i \mu] / [(1-\nu)^3 h_f x_f^2] \}^{1/4} \dots\dots\dots 4.2$$

IV.2.5 Daño Mecánico Continuo en Fracturamiento Hidráulico.

En muchos casos la presión de fracturamiento real es mucho mayor que la calculada en los modelos de simulación. Una aproximación para tratar de entender y describir este fenómeno esta basado en el criterio de propagación de la fractura derivado del daño mecánico continuo (CDM). De acuerdo a este método el material sujeto a esfuerzo, puede comenzar a desintegrarse y formar pequeñas rupturas lo cual debilita su poder de carga, este deterioro es caracterizado por un daño que es cuantificable a través de una variable introducida por Kachanov (1966).



Geometría de una fractura del grupo "KGD"



Geometría de una fractura del grupo "PKN"

Figura 4 - 4

Comenzando por el criterio de ruptura del daño mecánico continuo y asumiendo una distribución de esfuerzos a lo largo de la fractura, Valkó y Economides desarrollaron la siguiente ecuación que nos indica la velocidad de propagación de la fractura, u .

$$u = [C \bar{\gamma}^2 / \pi \sigma_{H,\min}] [K_{Ic} / (\bar{\gamma} + L)]^2 \dots\dots\dots 4.30$$

en donde u esta en mts / seg., C (1 / Pa-seg.) y es el parámetro de Kachanov, $\bar{\gamma}$ (mts.) y es la distancia media de las micro-rupturas, K_{Ic} (Pa-mt^{1/2}) que es el factor de intensidad de esfuerzo, L es la longitud de la fractura, y $\sigma_{H,\min}$ el esfuerzo mínimo (Pa).

Si tenemos un pequeño valor del parámetro de Karchanov tendremos valores mucho más grandes de presión debido al mayor tiempo de propagación de la fractura. Con la ecuación anterior y aplicando limites una versión modificada del modelo de Nordgren (1972) fue introducida. Este modelo se llama CDM-PKN y es escrito en forma adimensional, utilizando variables adimensionales:

$$x = c_1 x_D \quad t = c_2 t_D \quad w = c_3 w_D \quad p_n = c_4 w_D \quad L = c_1 L_D \quad \dots\dots 4.31$$

en donde las constantes c_1 hasta la c_4 están dadas por :

$$c_1 = \pi \{ [(1-\nu)\mu(q_i/2)^5] / (256 G h^4 C_L^8) \}^{1/3}; \quad c_2 = \pi^2 \{ [(1-\nu)\mu(q_i/2)^2] / (32 C_L^5 h G) \}^{2/3}$$

$$c_3 = \{ [16(1-\nu)\mu(q_i/2)^2] / (C_L^2 G h) \}^{1/3}; \quad c_4 = \{ [16 G^2 \mu(q_i/2)^2] / [C_L^2 (1-\nu)^2 h^4] \}^{1/3} \dots\dots 4.32$$

La solución de este modelo se realiza con la ayuda de las tablas 4.1, 4.2, y 4.3 en las que encontrar la longitud adimensional, la presión en la amplitud del pozo adimensional, y la eficiencia del flujo para un tiempo adimensional de bombeo conociendo el parámetro $CD\hat{D}^2$. Este parámetro puede ser conocido de pruebas de gasto de inyección. Observando que el valor adimensional del parámetro combinado no es independiente del gasto de inyección, un nuevo valor del gasto de inyección puede ser fácilmente recalculado con la siguiente ecuación:

$$CD\hat{D}^2 = (q_i'/q_i)^{2/3} (CD\hat{D}^2)' \dots\dots\dots 4.33$$

Por lo que el modelo puede ser utilizado también para predecir el tamaño de la fractura, y la presión de tratamiento para cualquier gasto de inyección y tiempo de bombeo.

Longitud adimensional logarítmica base 10 (LD)					
$\log(CD\hat{D}^2) \rightarrow$	-4	-3	-2	-1	0(PKN)
$\log(tD)$ ↓					
-3	-3.224	-2.9788	-2.7372	-2.5111	-2.427
-2	-2.4779	-2.2363	-2.0004	-1.7815	-1.6787
-1	-1.7363	-1.5	-1.2747	-1.0731	-0.9745
0	-0.9999	-0.7744	-0.5686	-0.4006	-0.3339
1	-0.2747	-0.06847	0.1028	0.2163	0.2435
2	0.4315	0.6029	0.7193	0.7729	0.7793
3	1.1029	1.2194	1.2757	1.2937	1.2947
4	1.7193	1.7757	1.7958	1.801	1.8011
5	2.276	2.296	2.3025	2.3038	2.3038
6	2.795	2.8022	2.8045	2.8048	2.8048

Tabla 4.1

Presión o Amplitud Adimensional logarítmica base 10 del pozo (wd)					
$\log(CD\hat{D}^2) \rightarrow$	-4	-3	-2	-1	0 (PKN)
$\log(tD)$ ↓					
-3	0.2131	-0.04238	-0.2994	-0.5315	-0.6361
-2	0.4576	0.1987	-0.06606	-0.3202	-0.4505
-1	0.6986	0.4326	0.1547	-0.1267	-0.2802
0	0.9326	0.6538	0.3524	0.03177	-0.1258
1	1.1538	0.8517	0.5093	0.1399	0.01481
2	1.3517	1.0085	0.6041	0.2172	0.1469
3	1.5085	1.1027	0.6427	0.3045	0.275
4	1.6027	1.1394	0.6606	0.4117	0.4013
5	1.6394	1.1504	0.6821	0.5302	0.5268
6	1.6496	1.1546	0.7315	0.6532	0.652

Tabla 4.2

Logaritmo base 10 de la Eficiencia del Fluido (η)					
$\log(CD\hat{D}^2) \rightarrow$	-4	-3	-2	-1	0 (PKN)
$\log(tD)$ ↓					
-3	-0.01083	-0.02123	-0.03807	-0.06526	-0.1828
-2	-0.02115	-0.03765	-0.06731	-0.1182	-0.254
-1	-0.3774	-0.06738	-0.1206	-0.2135	-0.385
0	-0.06739	-0.1207	-0.2167	-0.3833	-0.5957
1	-0.1207	-0.2168	-0.3884	-0.6663	-0.8817
2	-0.2168	-0.3886	-0.6776	-1.0532	-1.2157
3	-0.3886	-0.6779	-1.0838	-1.477	-1.5732
4	-0.678	-1.085	-1.5498	-1.8922	-1.9409
5	-1.0846	-1.5537	-2.0324	-2.2906	-2.3128
6	-1.5554	-2.0439	-2.5056	-2.6762	-2.6867

Tabla 4.3

IV.3 CÁLCULO DE LA MIGRACIÓN DE LA ALTURA.

El modelo pseudo-tridimensional nos permite una apropiada evaluación de la predicción de la altura de la fractura basada en las propiedades mecánicas de la formación y en la presión total de fracturamiento. Si esta altura se utilizara en cualquiera de los modelos bidimensionales PKN o KGD, tendríamos un valor volumétrico mayor de lechada que el requerido (Debemos recordar que en estos modelos la altura es considerada constante).

Debido a las diferentes litologías, se tiene una distribución diferente de esfuerzos horizontales a lo largo de una columna vertical. Un modelo presentado por Simonson (1978) relaciona ese contraste de esfuerzos con la presión total de fracturamiento y la migración de la altura de la fractura.

Además toma en cuenta

el factor de intensidad de esfuerzo crítico K_{Ic} y la acción de la gravedad.

La fig. 4.10 es un esquema del modelo. El valor del esfuerzo horizontal localizado en el estrato de espesor, h es σ . El estrato que sobrecarga tiene un esfuerzo σ_u , y la carga del estrato inferior es de σ_d . La migración superior de la fractura es h_u medido desde el fondo del yacimiento, y la migración inferior h_d es medida desde la cima del mismo.

La presión total de fracturamiento requerida para causar una migración de la altura de la fractura en la zona superior h_u , es:

$$\Delta p_f = (C1/\sqrt{h_u}) * \{K_{Ic}(1-\sqrt{(h_u/h)})+C2(\sigma_u-\sigma)\sqrt{h_u}\cos^{-1}(h/h_u)\} + C3\rho(h_u-0.5h).....4.34$$

y para la zona inferior es:

$$\Delta p_f = (C1/\sqrt{h_d}) * \{K_{Ic}(1-\sqrt{h_d/h})+C2(\sigma_d-\sigma)\sqrt{h_d}\cos^{-1}(h/h_d)\} - C3\rho(h_d-0.5h)4.35$$

Las constantes $C1, C2$, y $C3$ en unidades de campo son 0.0217, 0.515, y 0.0069 respectivamente (los esfuerzos en psi, las alturas en pies, la densidad en lb / pie³, K_{Ic} en psi / $\sqrt{\text{pg.}}$, y el inverso del coseno en grados) por lo que la presión total esta en psi.

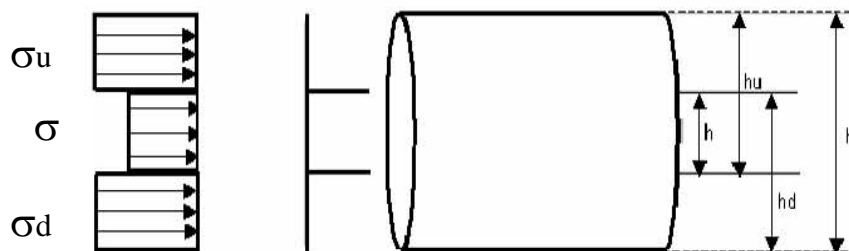


Figura 4.10

SIMBOLOGIA.

a	Capacidad relativa	Adim.
k	Permeabilidad del yacimiento	md
k _f	Permeabilidad de la fractura	md
w	Amplitud sustentada de la fractura	pg
r' _w	Radio efectivo de un pozo fracturado	Adim
r _w	Radio del pozo	pies
F _{cd}	Conductividad de la fractura	Adim
q _i	Gasto de inyección	bl / min
μ	Viscosidad aparente	cp
ν	Relación de Poisson	Adim
E	Módulo de Young	lb / pg ²
G	Módulo elástico de ruptura	lb / pg ²
A _f	Área fracturada	pie ²
C _L	Coefficiente de filtrado	pies / √min
r _p	Relación entre la altura permeable y la altura total de la formación	Adim
x _f	Longitud de la fractura	pies
h _f	Altura de la fractura	pies
t	Tiempo de inyección	min
σ _{min}	Esfuerzo mínimo de ruptura	lb / pg ²
Δp _f	Presión total de fractura	lb / pg ²
u	Velocidad de propagación de la fractura	mts / seg
C	Parámetro de Kachanov	1 / Pa-seg
i	Distancia media de las microrupturas	mts
K _{IC}	Factor de intensidad de esfuerzo	Pa-√mt
L	Longitud de la fractura	mts
σ _{Hmin}	Esfuerzo horizontal mínimo	Pa
ρ	Densidad	lb / pie ³

V SELECCIÓN DEL SUSTENTANTE.

V.1 INTRODUCCIÓN.

Cuando se retira el fluido inyectado con el que se creó la fractura, esta tenderá a cerrarse después de un tiempo, lo cual propiciara que no se tenga un canal conductivo, por lo que se hace necesario tener algún mecanismo que nos permita tener abierto ese canal, y ese mecanismo consiste en llevar dentro de la fractura pequeñas partículas sólidas (sustentante) que nos permitirán apuntalar las paredes de la misma al término de la inyección del fluido.

Las funciones de los agentes sustentantes son:

- a) Prevenir el cierre de la fractura al término del tratamiento.
- b) Crear un canal de flujo de alta conductividad.

V.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SUSTENTANTES.

El desarrollo de los sustentantes ha dependido básicamente de su resistencia para crear empaques en la fractura que minimicen la reducción de su permeabilidad. Los sustentantes más comúnmente empleados son las arenas naturales especialmente en formaciones con bajo esfuerzo, pero debido a que se tienen diferentes grados de esfuerzo y diferentes características mecánicas de la formación, se han desarrollado diferentes sustentantes con mayor resistencia, como las arenas recubiertas de resinas, la bauxita sintética y el óxido de zirconio entre otros. En la tabla 5 -1 se pueden observar algunos de los sustentantes más comúnmente utilizados y algunas de sus propiedades.

Las propiedades de los sustentantes que afectan el éxito del fracturamiento son:

Granulometría.- la cual se refiere al tamaño y distribución de las partículas y esto se observa por ejemplo si se tiene un sustentante 20/40 significa que cuando menos el 90% de las partículas pasan la malla 20 y se retienen en la 40.

CARACTERÍSTICAS DE SUSTENTANTES TÍPICOS.

	TAMAÑO DE LA PARTICULA	DENSIDAD	POROSIDAD
	(Pg.)	(lb/pie ³)	
Arena blanca del Norte	12/20	0.0496	0.38
	16/30	0.0350	0.39
	20/40	0.0248	0.40
Arena café de Texas	12/20	0.0496	0.39
	16/30	0.0350	0.40
	20/40	0.0248	0.42
Arena cubierta con resina	12/20	0.0496	0.43
	16/30	0.0350	0.43
	20/40	0.0248	0.41
Arena cubierta con resina precurada	12/20	0.0496	0.38
	16/30	0.0350	0.37
	20/40	0.0248	0.37
ISP	12/20	0.0496	0.42
	20/40	0.0248	0.42
Bauxita sintetica de peso ligero-ISP	20/40	0.0248	0.40
	16/20	0.0400	0.43
	20/40	0.0248	0.42
	40/70	0.0124	0.42
Oxido de Zirconio	20/40	0.0248	0.42

TABLA 5 -1

- a) Calidad.- El sustentante debe de estar libre de impurezas como son finos, arcillas, etc. Las normas API dan las tolerancias al respecto.
- b) Densidad.- Es deseable que los sustentantes tengan una densidad que permita su transporte y su distribución en la fractura, minimizando su asentamiento.
- c) Forma.- Los sustentantes deben de ser lo más redondo y esférico posible y los valores se encuentran en las normas API.
- e) Propiedades mecánicas.- Estas dependen de la interacción de las características mecánicas de la formación, la de los sustentantes y el esfuerzo de confinamiento y como resultado de esta interacción se presentan tres casos:

e.1) Trituración del sustentante.- Si se tiene un bajo esfuerzo de confinamiento y formaciones duras, el sustentante se rompe por su menor resistencia.

e.2) Incrustación del sustentante en la formación.- Es cuando se tiene una formación suave y el sustentante tiene mayor resistencia.

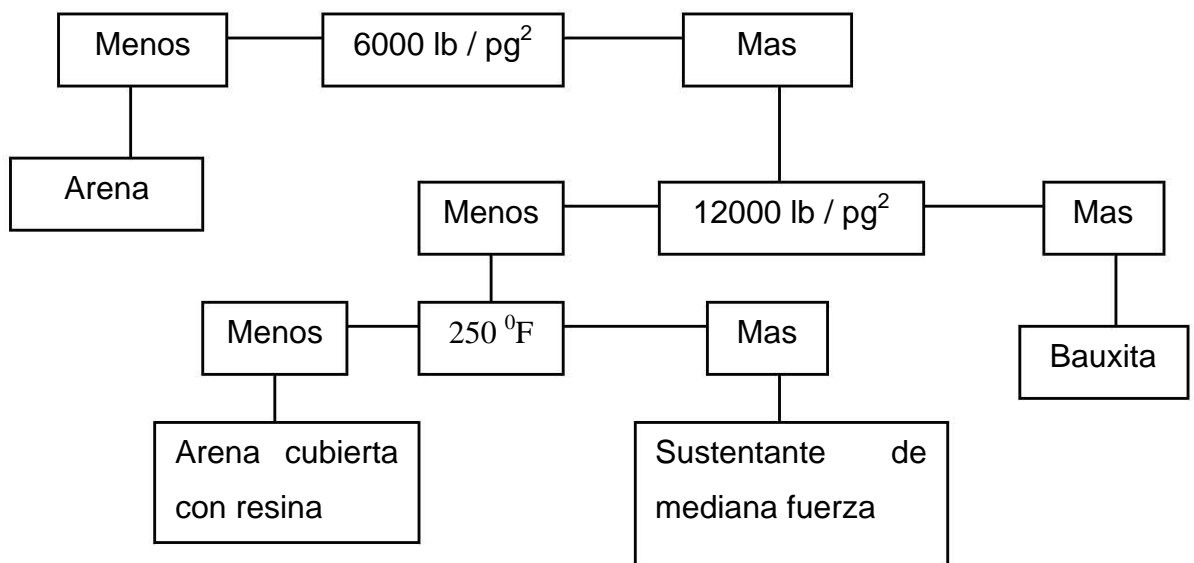
e.3) Deformación.- Solo se presenta cuando se tienen sustentantes elasto-plásticos, los cuales no son actualmente utilizados.

Conductividad.- Aquí se manifiestan todas las características del sustentante interactuando con las condiciones de la fractura.

La conductividad de la fractura queda definida por el producto de la amplitud de la fractura, w , por la permeabilidad del empaque de sustentante en la fractura, k_f , y depende del tipo y tamaño del sustentante, de su distribución y concentración en la fractura, de la presión de incrustación, y de la presencia de residuos dañinos, tanto del sustentante como del fluido fracturante.

V.3 RESISTENCIA DEL GRANO.

Si un sustentante no es suficientemente fuerte para evitar el esfuerzo de cierre de la fractura, este se romperá, y la permeabilidad se reducirá considerablemente, por lo que es importante que la resistencia del sustentante sea seleccionada tomando en cuenta el esfuerzo que se tendrá durante toda la vida del pozo. La fig. 5 -1 es una guía para determinar el tipo de sustentante óptimo basado en la presión de cierre.



Guía para determinar el tipo de sustentante.

Figura. 5-1.

V.4 TAMAÑO DEL GRANO.

Aunque los tratamientos de fracturamiento usualmente funcionan con materiales bombeables a gastos tan altos como las limitaciones económicas y del pozo lo permitan. Técnicas especiales son utilizadas algunas veces para ayudar al crecimiento vertical de la fractura. Tal control esta directamente relacionado con la eficiencia del fracturamiento. En zonas angostas, el contener la fractura en la zona productiva incrementa la eficiencia, la penetración y previene el crecimiento de la fractura en zonas no deseables.

Mientras que el crecimiento vertical puede ser controlado alguna extensión por medio del gasto de inyección, técnicas mas sofisticadas deben de utilizarse para optimizar la eficiencia.

Una de estas técnicas envuelve el diseño del número y del tamaño de perforaciones para poder obtener un gasto de bombeo económicamente factible, dado que todas las perforaciones son forzadas a aceptar fluido durante el tratamiento.

Otra técnica limita el crecimiento vertical descendente de una fractura construyendo una barrera artificial más baja, lo cual se logra utilizando bajos gastos de inyección y fluidos con pobres características de transporte al principio del tratamiento, logrando con esto que el sustentante pueda crear un empaque en el fondo de la fractura, ocasionando con esto una caída de presión la cual desviara el fluido hacia arriba.

V.5 CONCENTRACIÓN DE LA LECHADA.

La ecuación dada por Nolte (1986), Meng y Brown (1987) es una relación entre el volumen de relleno, V_{pad} , el volumen total inyectado, V_i , y la eficiencia η .

$$V_{pad} = V_i[(1-\eta) / (1+\eta)] \dots\dots\dots 5.1$$

Si $V_{lechada}$ es el fluido que lleva el sustentante, entonces utilizando la ecuación anterior tenemos que:

$$V_{lechada} = V_i - [(1-\eta) / (1+\eta)]V_i = [2\eta / (1+\eta)]V_i \dots\dots\dots 5.2$$

y si sabemos que la concentración media de la lechada es:

$$\hat{c}_p = c_f / \{[(1-\eta) / (1+\eta)]+1\} \dots\dots\dots 5.3$$

entonces:

$$M_p = \{[2\eta / (1+\eta)]V_i\} \{c_f / [1+(1-\eta) / (1+\eta)]\} = c_f V_i \eta \dots\dots\dots 5.4$$

Si relacionamos la masa del sustentante, M_p , con el volumen de la fractura, con la porosidad del empacamiento del sustentante, y con la densidad del sustentante, tenemos que:

$$M_p = 2x_{fhf}w_p(1-\phi_p)\rho_p \dots\dots\dots 5.5$$

Y sabemos que:

$$\eta = V_f / V_i = (2x_{fhf}\omega(7.48)) / V_i \dots\dots\dots 5.6$$

entonces combinando las ecuaciones 5.6, 5.5, y 5.4 tenemos que:

$$w_p\rho_p(1-\phi_p) = 7.48c_f\omega \dots\dots\dots 5.7$$

Es esencial que $w_p < \omega$ (amplitud hidráulica), por lo que:

$$c_f < (1-\phi_p)\rho_p / 7.48 \dots\dots\dots 5.8$$

Esta es la concentración máxima permisible en libras de sustentante por galón de lechada.

Pero si deseamos conocer la concentración de sustentante en partes / galón entonces:

$$c'_p = c_p / (1 - (c_p / \rho_p)) \dots\dots\dots 5.9$$

en donde c_p es el resultado de $(1-\phi_p)\rho_p / 7.48$, y en donde ρ_p esta en lb / gal.

V.6 DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON SUSTENTANTE.

Las cantidades de fluidos fracturantes y sustentantes, su inyección y su transporte en la formación controlan directamente el tamaño de la fractura que resultará. Estos parámetros son función del gasto y la presión con que son inyectados.

Existe una gran cantidad de tamaños de fracturas posibles, por lo que es necesario seleccionar el tamaño óptimo. Un criterio apropiado es maximizar desde el punto de vista económico el beneficio adicional que se obtendría de la estimulación menos el costo del fracturamiento.

La selección del fluido fracturante se basa en la capacidad de acarreo del sustentante y de la condicionante de dejar el menor daño residual en el empacamiento del sustentante en la fractura, y es función de su viscosidad aparente, del gasto y de la presión de tratamiento.

La selección del sustentante se enfoca a maximizar la conductividad de la fractura la cual se obtiene del producto de la permeabilidad del sustentante por la amplitud final de la fracturamiento.

En el diseño de un fracturamiento hidráulico, varias variables están involucradas, y se dividen en tres tipos de variables que son las que no pueden modificarse, las que de alguna forma pueden ser ligeramente modificables y las que pueden ser modificables.

Variables no modificables.- Se refieren básicamente a las características del yacimiento como su profundidad, permeabilidad, espesor, esfuerzo horizontal mínimo, presión y propiedades de la roca y sus fluidos.

Variables moderadamente modificables.- Estas incluyen parámetros de los cuales se tiene un control parcial por parte del ingeniero y son función de las características del yacimiento y de la formación, tales como, la presión de fondo fluyendo, la altura de la fractura, el gasto de inyección, el coeficiente de pérdida del fluido fracturante y la concentración de sustentante.

a) Variables modificables.- Son las características y propiedades del fluido fracturante y del agente sustentante.

Por tanto para realizar un buen diseño de fracturamiento, se deben de tomar en cuenta todas estas variables.

V.7 MÉTODO Y PROGRAMA DE CÓMPUTO.

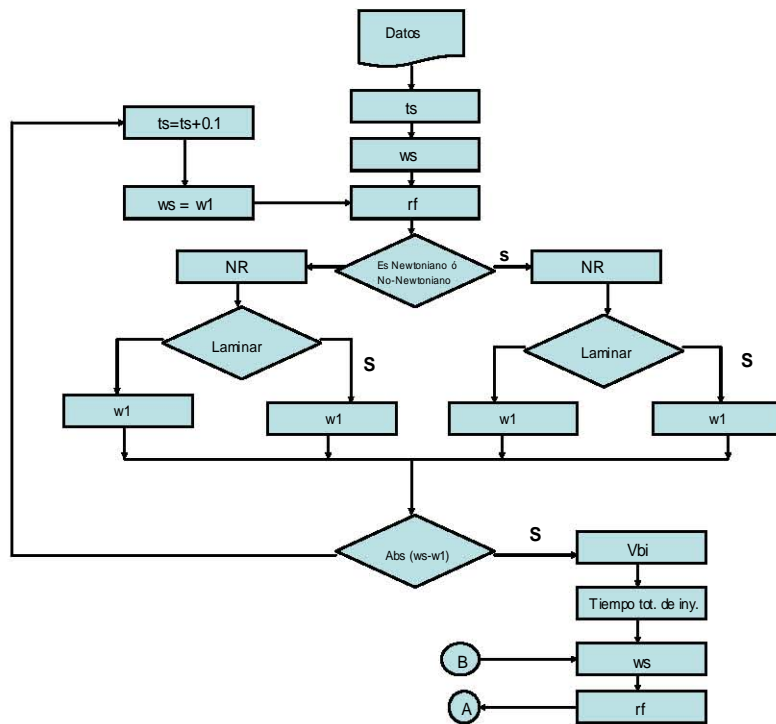
Como ejemplo del cálculo de un fracturamiento hidráulico se desarrollo el siguiente programa de cómputo, el cual es aplicable cuando la fractura es vertical ó aproximadamente vertical, el cual es el caso más general. Incluye los casos en que se utilice un fluido fracturante convencional, Newtoniano ó No-Newtoniano, y los casos en que el tratamiento se realice a través de tubería de revestimiento ó de tubería de producción ó de espacio anular.

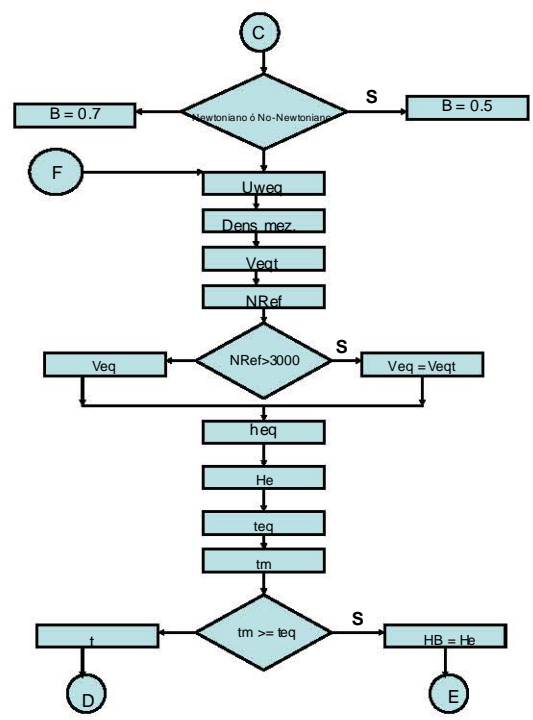
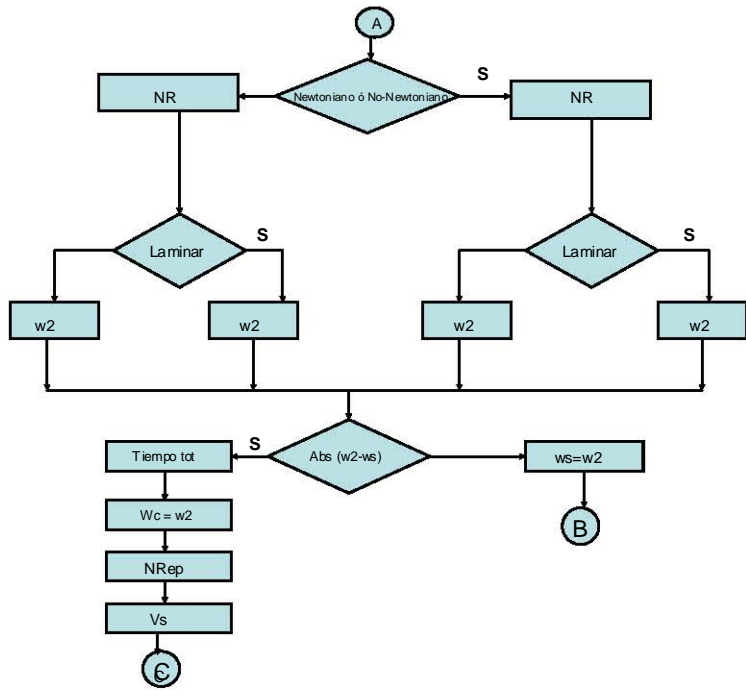
El diseño presentado aquí se ha desarrollado a partir de diversos modelos matemáticos, que representan varias fases del proceso.

La información requerida para procesar el programa de cómputo, comprende datos del pozo, del yacimiento, del laboratorio obtenido de muestras representativas de la formación por estimular ú obtenidos de correlaciones, y de las características de los materiales por utilizar.

Una vez suministrados al programa los datos necesarios, y considerando un tipo de sustentante, y de fluido fracturante, se calcula el volumen del bache inicial para abrir la fractura y el tiempo en que se debe de inyectar, después se calcula la amplitud y la longitud finales de la fractura para el volumen total de fluido fracturante considerado, .Luego se determina la altura del banco de arena para el tiempo total de inyección. Con esta altura y la amplitud final de la fractura, se obtiene la longitud de la fractura sustentada. Estos cálculos proporcionan los valores de las variables necesarios para determinar el incremento de productividad correspondiente. Enseguida se calculan para las condiciones fijadas, la potencia hidráulica y la presión en la superficie necesaria para efectuar el tratamiento.

En la figura V-1 se presenta el diagrama de flujo del programa.





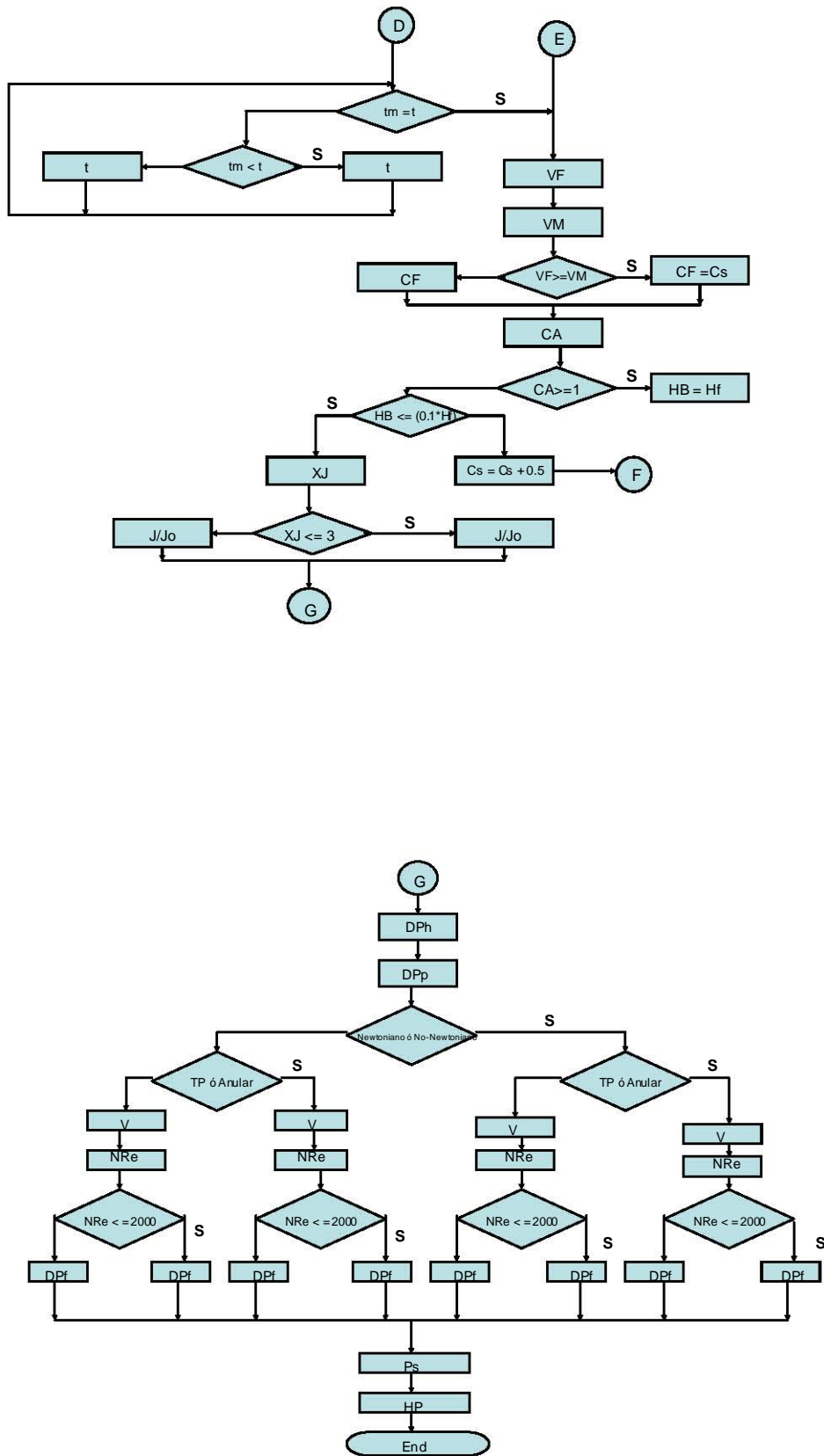


Fig. V-1

Diagrama de flujo

Programa de cómputo.

Sub fractura()

```
Dim Kf As Double
Dim qi As Double
Dim C4 As Double
Dim Af As Double
Dim Vt As Double
Dim denrelff As Double
Dim n As Double
Dim K As Double
Dim E As Double
Dim Densust As Double
Dim Cs As Double
Dim DensFf As Double
Dim re As Double
Dim rw As Double
Dim Ks As Double
Dim dp As Double
Dim Np As Double
Dim de As Double
Dim di As Double
Dim d As Double
Dim Pt As Double
Dim Diamsust As Double
Dim SL As Double
Dim ñ As String
Dim ll As String
Dim Hf As Double
Kf = InputBox("Permeabilidad de la fractura (Darcy) =")
qi = InputBox("Gasto de inyección (pie3/min) =")
C4 = InputBox("Coeficiente total de pérdida de fluido (pie/min(1/2)) =")
Hf = InputBox("Espesor de la formación (pie) =")
Vt = InputBox("Volumen total de fluido (pie3) =")
denrelff = InputBox("Densidad relativa del fluido fracturante (adim) =")
n = InputBox("Índice de comportamiento del fluido (n) (adim) =")
K = InputBox("Índice de consistencia (K) (lb-segn/pie2) =")
E = InputBox("Módulo de Young (lb/pg2) =")
Densust = InputBox("Densidad del sustentante (lb/pie3) =")
Cs = InputBox("Concentración del sustentante (lb/gal) =")

re = InputBox("Radio de drene (pie) =")
```

```
rw = InputBox("Radio del pozo (pie) =")
Ks = InputBox("Permeabilidad del empacamiento de sustentante (Darcy) =")
```

```
dp = InputBox("Diámetro de las perforaciones en la TR (pg) =")
Np = InputBox("Número de perforaciones en la TR =")
de = InputBox("Diámetro externo de la T.P. (pg) =")
di = InputBox("Diámetro interno de la T.R. (pg) =")
d = InputBox("Diámetro interno de la T.P. (pg) =")
Pt = InputBox("Presión de fracturamiento (lb/pg2) =")
Diamsust = InputBox("Diámetro del sustentante (pg) =")
SL = InputBox("Vol. de perdida instantanea por área de fractura (pie3/pie2) =")
vissff = InputBox("Viscosidad del fluido fracturante (cp) =")
prof = InputBox("Profundidad de la fractura (pie) =")
```

```
ñ = InputBox("Escribe 1 si es Newtoniano ó 2 si es No-newtoniano")
DensFf = 62.4 * denrelff
ts = 30
ws = 3 * Diamsust
etiqueta:
ws1 = ws + 2 * (SL * 12)
x = (2 * C4 * (3.141592 * ts) ^ (1 / 2)) / (ws1 / 12)
y = 1 / (1 + (0.327591 * x))
fe = (0.254896 * y) - (0.28445 * y ^ 2) + (1.421414 * y ^ 3) - (1.453152 * y ^ 4) +
(1.061405 * y ^ 5)
rf = ((qi * ws1) / (301.59 * Hf * (C4 ^ 2))) * (fe + (1.128 * x) - 1))
If ñ = 1 Then
NR = 7810# * (((0.1781 * qi) * denrelff) / (Hf * vissff))
NR1 = (((0.1781 * qi) * denrelff) / (Hf * vissff))
If NR1 < 0.32 Then
w1 = 0.38 * (((qi * vissff * rf) / (5.615 * E)) ^ 0.25)
Else
w1 = 0.6 * ((qi * denrelff * rf) / ((5.615 ^ 2) * Hf * E) ^ 0.25)
End If
Else
If NR1 < 0.32 Then
w1 = 12 * (((((2 ^ 7) / 9.424776) * (n + 1)) * (((2 * n + 1) / n) ^ n) * ((q ^ n) * K * rf
* (Hf ^ (1 - n)) / ((5.61 ^ n) * E))) ^ (1 / (2 * n + 2)))
Else
w1 = 0.6 * ((qi * denrelff * rf) / ((5.615 ^ 2) * Hf * E) ^ 0.25)
End If
End If
If Abs(w1 - ws) < 0.001 Or Abs(w1 - ws) = 0.001 Then
Vbi = qi * ts
Else
ws = w1
ts = ts + 0.1
GoTo etiqueta
```

```

End If
tt = Vt / qi
ws = 3 * Diamsust
llamada:
ws2 = ws + 2 * (SL * 12)
x = (2 * C4 * (3.141592 * tt) ^ (1 / 2)) / (ws2 / 12)
y = 1 / (1 + (0.327591 * x))
fe = (0.254896 * y) - (0.28445 * y ^ 2) + (1.421414 * y ^ 3) - (1.453152 * y ^ 4) +
(1.061405 * y ^ 5)
rf = ((qi * ws2) / (301.59 * Hf * (C4 ^ 2))) * (fe + (1.128 * x) - 1)
If ñ = 1 Then
NR = 7810# * (((0.1781 * qi) * denrelff) / (Hf * vissff))
NR1 = (((0.1781 * qi) * denrelff) / (Hf * vissff))
If NR1 < 0.32 Then
w2 = 0.38 * (((qi * vissff * rf) / (5.615 * E)) ^ 0.25)
Else
w2 = 0.6 * ((qi * denrelff * rf) / ((5.615 ^ 2) * Hf * E) ^ 0.25)
End If
Else
If NR1 < 0.32 Then
w2 = 12 * (((((2 ^ 7) / 9.424776) * (n + 1)) * (((2 * n + 1) / n) ^ n) * ((q ^ n) * K * rf
* (Hf ^ (1 - n)) / ((5.61 ^ n) * E))) ^ (1 / (2 * n + 2)))
Else
w2 = 0.6 * ((qi * denrelff * rf) / ((5.615 ^ 2) * Hf * E) ^ 0.25)
End If
End If
If Abs(w2 - ws) > 0.001 Then
ws = w2
GoTo llamada
Else
tt = tt
wc = w2
A = ((4 * 32.2 * ((Diamsust / 12) ^ 3) * DensFf * (Densust - DensFf)) / (3 *
((0.000671969 * vissff) ^ 2))) ^ 0.5
x1 = Log(A) / Log(10)
Rep = 10 ^ (-1.4 + (2 * x1) - (0.15 * (x1 ^ 2)))
Vs = (Rep * (0.000671969 * vissff)) / ((Diamsust / 12) * DensFf)
End If
If ñ = 1 Then
B = 0.5
Else
B = 0.7
End If
concentracion:
Uweq = Vs / (0.054 * ((Rep * (((2 * (wc / 12)) / Diamsust) ^ (1 / 2))) ^ B))
denmez = (8.345 * (0.0160185 * DensFf) + Cs) / (1 + (Cs / (8.345 * (0.0160185 *
Densust))))
Veqt = ((Uweq / 0.2) ^ 1.143) * (((2 * (wc / 12) * DensFf) / (0.000671969 * vissff)) ^
0.143) * ((DensFf / (7.48052 * denmez) ^ -0.571))
Ref = (2 * (wc / 12) * DensFf * Veqt) / (0.000671969 * vissff)

```

```

If Ref > 3000 Then
  Veq = Veqt
Else
  Veq = ((Uweq / 3.46) ^ 2) * (((7.48052 * denmez) * 2 * (wc / 12)) / (0.000671969 *
vissff))
End If
heq = (0.0166667 * qi) / (2 * (wc / 12) * Veq)
He = Hf - heq
K1 = 0.216 * (((7.48052 * Cs) / Densust) ^ 0.12) * ((DensFf / (Densust - DensFf)) ^
0.45) * ((heq / He) ^ 0.19) * ((Vs / Veq) ^ 0.86)
z = heq / He
R = (((0.0166667 * qi) * K1) / (2 * (wc / 12) * heq * He)
teq = (0.95 + (3 * z)) / R
tm = (Vt - Vbi) / qi
If tm > teq Or tm = teq Then
  HB = He
Else
  h = heq
  h = h + ((Hf - h) / 2)
  U = (h - heq) / (Hf - heq)
  t = (1 - U - z * (Log(U))) / R
End If
llamado:
If Abs(tm - t) < 0.001 Or Abs(tm - t) = 0.001 Then
  HB = Hf - h
Else
  If tm < t Then
    h = h + ((Hf - h) / 2)
    U = (h - heq) / (Hf - heq)
    t = (1 - U - z * (Log(U))) / R
  Else
    h = h - ((Hf - h) / 2)
    U = (h - heq) / (Hf - heq)
    t = (1 - U - z * (Log(U))) / R
  End If
  GoTo llamado
End If

VF = (3.141592 * (wc / 12) * Hf * rf) / 16
VPM = Vt - Vbi
VM = (VPM * (7.48052 * Cs)) / (7.48052 * denmez)
If VF > VM Or VF = VM Then
  CF = (7.48052 * Cs)
Else
  CF = (7.48052 * Cs) * (VM / VF)
End If
CA = 0.62 * CF * (wc / 12)
If CA > 1 Or CA = 1 Then
  HB = Hf
Else

```



```

If HB < (0.1 * Hf) Or HB = (0.1 * Hf) Then
  Cs = Cs + 0.5
  GoTo concentracion
Else
  End If
End If

LB = (((0.0166667 * qi) * (tm * 60) * (7.48052 * Cs)) / (2 * (wc / 12)) + (0.5192 * (HB
^ 2) * Densust) + (0.866 * (Hf ^ 2 - HB ^ 2) * CF)) / ((0.6 * HB * Densust) + (CF * (Hf
- HB)))
AD = (3.141592 * (re ^ 2)) / 43560
XJ = (Ks * (wc / 12) * HB * ((10 / A) ^ (1 / 2)) * Log(re / rw)) / (200 * (3.141592 * Kf
* Hf))
BJ = 0.3448 * XJ - 0.0345
CJ = 0.08 * (Hf / HB) + 0.92
DJ = 1 + 0.75 * (HB / Hf)
FJ = (4.84 / (XJ ^ 2)) - (6.4 / XJ) + 2.38
YJ = (2.27 - (1.32 / XJ)) * (LB / re)
ZJ = (1.24 / (XJ ^ 2)) - (1.64 / XJ) - 0.84
If XJ < 3 Or XJ = 3 Then
  JsobreJo = (BJ / CJ) * (0.785 * (Tan(1.83 * (LB / re) - 1.25) + 4.28) - CJ * DJ) + DJ
Else
  JsobreJo = (FJ * (Tan(YJ + ZJ) - Tan(ZJ)) + 1) / CJ
End If
Ph = 0.052 * denmez * prof
DPp = 0.354 * ((denmez * ((0.1781 * qi) ^ 2)) / ((dp ^ 4) * (Np ^ 2)))
If ñ = 1 Then
  ll = InputBox("Escribe 1 si es Tuberia ó 2 si es Espacioanular")
  If ll = 1 Then
    V = 17.16 * (0.1781 * qi) / d ^ 2
    NR = 928 * ((d * V * denmez) / visff)
    If NR < 2000 Or NR = 2000 Then

      DPf = (visff * prof * V) / (1500 * (d ^ 2))
    Else
      f = InputBox("el valor de f de la fig. 3.18 =")
      DPf = (f * prof * denmez * (V ^ 2)) / (25.8 * d)
    End If
  Else
    V = (17.16 * (0.1871 * qi)) / ((di ^ 2) - (de ^ 2))
    NR = 928 * (((di - de) * V * denmez) / visff)
    If NR < 2000 Or NR = 2000 Then
      f = 16 / NR
      DPf = (visff * prof * V) / (1000 * (di - de) ^ 2)
    Else
      f = InputBox("el valor de f de la fig. 3.19 =")
      DPf = (f * prof * denmez * (V ^ 2)) / (25.8 * (di - de))
    End If
  End If
End If
Else

```

```

ll = InputBox("Escribe 1 si es Tuberia ó 2 si es Espacioanular")
If ll = 1 Then
  V = 17.16 * (0.1781 * qi) / d ^ 2
  NR = 1.86 * (((d / 12) ^ n) * (V ^ (2 - n)) * denmez) / (8 ^ n * K)
  If NR < 2000 Or NR = 2000 Then
    f = 16 / NR
    DPf = (f * prof * denmez * (V ^ 2)) / (25.8 * d)
  Else
    f = InputBox("el valor de f de la fig. 3.19 =")

    DPf = (f * prof * denmez * (V ^ 2)) / (25.8 * d)
  End If
Else
  V = 17.16 * (0.1781 * qi) / ((di ^ 2) - (de ^ 2))
  NR = 2.79 * (((di - de) / 12) ^ n) * (V ^ (2 - n)) * denmez / (12 ^ n * K)
  If NR < 2000 Or NR = 2000 Then
    f = 16 / NR
    DPf = (f * prof * denmez * (V ^ 2)) / (25.8 * (di - de))
  Else
    f = InputBox("el valor de f de la fig. 3.19 =")
    DPf = (f * prof * denmez * (V ^ 2)) / (25.8 * (di - de))
  End If
End If
End If
Ps = Pt + DPp + DPf - Ph
HP = 0.0245 * Ps * (0.178127 * qi)
Worksheets("Resultados").Cells(3, 2).Value = ts
Worksheets("Resultados").Cells(3, 1).Value = "Tiempo de inyección del bache inicial (min.) ="
Worksheets("Resultados").Cells(4, 2).Value = Vbi
Worksheets("Resultados").Cells(4, 1).Value = "Volúmen de bache sin sustentante (pies3) ="
Worksheets("Resultados").Cells(5, 1).Value = "Tiempo total de inyección (min) ="
Worksheets("Resultados").Cells(5, 2).Value = tt
Worksheets("Resultados").Cells(6, 1).Value = "Amplitud de la fractura (pg) ="
Worksheets("Resultados").Cells(6, 2).Value = wc
Worksheets("Resultados").Cells(7, 1).Value = "Tiempo de bombeo del sustentante (min) ="
Worksheets("Resultados").Cells(7, 2).Value = tm
Worksheets("Resultados").Cells(8, 1).Value = "Volúmen de la fractura (pies3) ="
Worksheets("Resultados").Cells(8, 2).Value = VF
Worksheets("Resultados").Cells(9, 1).Value = "Concentración de sust. en la fractura (lb/pie3) ="
Worksheets("Resultados").Cells(9, 2).Value = CF
Worksheets("Resultados").Cells(10, 1).Value = "Longitud del sust. en la fractura (pies) ="
Worksheets("Resultados").Cells(10, 2).Value = LB
Worksheets("Resultados").Cells(11, 1).Value = "Relación de incremento de productividad ="
Worksheets("Resultados").Cells(11, 2).Value = JsobreJo

```

```

Worksheets("Resultados").Cells(12, 1).Value = "Presión hidrostática (lb/pg2) ="
Worksheets("Resultados").Cells(12, 2).Value = Ph
Worksheets("Resultados").Cells(13, 1).Value = "Caída de presión por fricción (lb/pg2)
="
Worksheets("Resultados").Cells(13, 2).Value = DPf
Worksheets("Resultados").Cells(14, 1).Value = "Caída de presión en las perforaciones
(lb/pg2) ="
Worksheets("Resultados").Cells(14, 2).Value = DPP
Worksheets("Resultados").Cells(15, 1).Value = "Presión superficial de inyección
(lb/pg2) ="
Worksheets("Resultados").Cells(15, 2).Value = Ps
Worksheets("Resultados").Cells(16, 1).Value = "Potencia hidráulica (HP) ="
Worksheets("Resultados").Cells(16, 2).Value = HP
Worksheets("Resultados").Cells(17, 1).Value = "Concentración que se necesita es
(lb/gal) ="
Worksheets("Resultados").Cells(17, 2).Value = Cs
Worksheets("Resultados").Cells(18, 1).Value = "Altura de la fractura sustentada
(pie)="
Worksheets("Resultados").Cells(18, 2).Value = HB

```

End Sub

Se corrió el programa anterior con los siguientes datos:

Hoja de datos

Permeabilidad de la fractura (Darcy) =	0.0248
Gasto de inyección (pie ³ /min) =	140.35
Coefficiente de pérdida de fluido (pie/(min) ^(1/2)) =	0.00102
Espesor de la formación (pies) =	75
Volúmen de fluido fracturante total (pie ³) =	13368.1
Densidad relativa del fluido fracturante =	1.0024
Índice de comportamiento de flujo =	0.55
Índice de consistencia (lb-seg ⁿ /pie ²) =	4.00E-02
Módulo de Young (lb/pg ²) =	5.00E+06
Densidad del sustentante (lb/pie ³) =	1.65E+02
Concentración del sustentante (lb/gal) =	1
Radio de drene (pies) =	550
Radio del pozo (pg) =	6
Permeabilidad del empacamiento de sustentante (Darcy) =	38
Diámetro de las perforaciones en la TR (pg) =	0.51
Numero de perforaciones en la TR =	90
Diámetro externo de la TP (pg) =	2.375
Diámetro interno de la TR (pg) =	5.791
Diámetro interno de la TP (pg) =	2
Presión de fracturamiento (lb/pg ²) =	4620
Diámetro de la partícula de sustentante (pg) =	0.0248
Perdida instantanea atravez de las caras de la fractura (pie ³ /pie ²) =	0.0013368
Viscocidad del fluido fracturante (cp) =	15
Profundidad de la zona productora (pies) =	6600

HOJA DE RESULTADOS

Tiempo de inyección del bache inicial (min.) =	30.3
Volúmen de bache sin sustentante (pies3) =	4252.605
Tiempo total de inyección (min) =	95.2483078
Amplitud de la fractura (pg) =	0.22911731
Tiempo de bombeo del sustentante (min) =	64.9483078
Volúmen de la fractura (pies3) =	495.542635
Concentración de sust. en la fractura (lb/pie3) =	88.1575535
Longitud del sust. en la fractura (pies) =	666.142697
Relación de incremento de productividad =	1.94016944
Presión hidrostática (lb/pg2) =	3348.10282
Caída de presión por fricción (lb/pg2) =	762.553584
Caída de presión en las perforaciones (lb/pg2) =	3.93769178
Presión superficial de inyección (lb/pg2) =	2038.38846
Potencia hidráulica (HP) =	1248.51915
Concentración que se necesita es (lb/gal) =	2.5
Altura de la fractura sustentada (pie)=	75

SIMBOLOGIA

V_{pad}	Volumen de fluido sin sustentante	pies ³
V_i	Volumen total inyectado	pies ³
η	Eficiencia del fluido fracturante	Adim.
\hat{C}_p	Concentración media de la lechada	lb / gal
M_p	Masa del sustentante	lb
C_f	Concentración final de la lechada	lb / gal
w_p	Amplitud sustentada	pg
ϕ_p	Porosidad sustentada	Adim
ρ_p	Densidad del sustentante	lb / pie ³

VI COSTOS DEL FRACTURAMIENTO.

VI.1 INTRODUCCIÓN.

En todo diseño de un fracturamiento, deben distinguirse dos aspectos de suma importancia; el técnico y el económico. En las secciones anteriores se ha tratado el aspecto técnico, en esta sección se tratara el análisis económico. Esta fase consiste en un balance de ingresos y egresos. Mediante este análisis se selecciona el diseño óptimo desde el punto de vista económico. El análisis se basa en la determinación de cinco factores que son:

a) Costos del tratamiento.- Para estimar el costo del tratamiento se considera la suma de los siguientes conceptos:

- 1) Costo de mezclado.- estos varían de acuerdo con los volúmenes de material utilizado.
- 2) Costos por potencia.
- 3) Costos por transporte y almacenaje.
- 4) Costo del fluido fracturante.
- 5) Costo del agente sustentante.
- 6) Costo por aditivos.

- 7) Costo por el diseño y la supervisión de la operación.
 - 8) Costo por las pruebas de producción.
 - 9) Costo por los registros de producción.
 - 10) Costo por diversos conceptos.
- b) Índice de costo.- Es el resultado de la productividad entre el costo del tratamiento.
- c) Ganancia.- Es el ingreso adicional obtenido por el incremento en el ritmo de producción, menos el costo del tratamiento.
- d) Periodo de cancelación.- Es el tiempo necesario para que el ingreso adicional obtenido por la estimulación, sea igual al costo del tratamiento.
- e) Periodo de restitución.- Es el tiempo necesario para que con el ingreso adicional obtenido por la producción total del pozo se cubra el costo del tratamiento.

VI.2 VALOR TOTAL NETO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (NPV).

Varias técnicas se han diseñado para obtener los costos de fracturamiento, Veatch (1986), presento una lista de ellas, mientras que Meng y Brown (1987) expusieron la técnica del valor presente neto (NPV) como un apropiado método de optimización. Balen (1988), presentó una serie de estudios paramétricos y los componentes para realizar el cálculo del NPV.

El criterio del NPV es simple. La ganancia incremental anual por arriba de la de un pozo no estimulado esta dado por:

$$\Delta R_n = \Delta N_{p,n} (\$ / bl) \dots\dots\dots 6.1$$

en donde $\Delta N_{p,n}$ es la producción incremental anual acumulada de un pozo de aceite hasta el año n. El valor presente neto de la ganancia es:

$$NPV_R = \sum \Delta R_n / (1+i)^n \dots\dots\dots 6.2$$

en donde i es el gasto descontado, por lo que:

$$NPV = NPV_R - \text{costo} \dots\dots\dots 6.3$$

La figura 6 -1 es una descripción esquemática de dos casos, el A y el B en donde se representan la rentabilidad, el costo, y el valor presente neto, NPV. En ambos casos la pendiente de la curva de la rentabilidad crece al crecer x_f . La curva del costo es cóncava hacia arriba y refleja un mayor volumen a medida que crece la fractura, especialmente el aumento de filtrado. Si restamos la curva de rentabilidad de la de costo, obtenemos la curva NPV, la cual tiene un máximo. Para el caso A ese máximo es positivo y corresponde al tamaño óptimo de la fractura. Para el caso B el NPV es negativo, y la conclusión es que ese pozo no es un candidato para realizar el fracturamiento hidráulico.

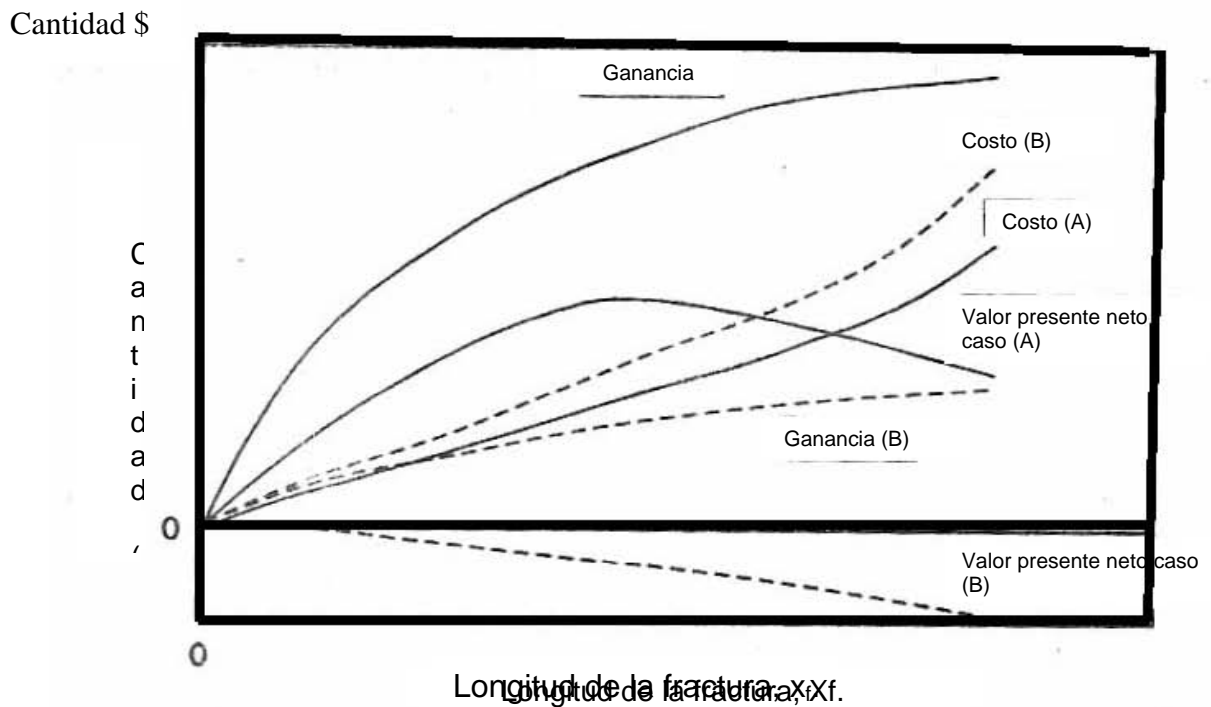


Figura 6 –1.

En la fig. 6 –2. se muestran los pasos para la optimización del diseño de fracturamiento presentado por Meng y Brown (1987) y Balen (1988).

Se selecciona una longitud media x_f , y se van realizando incrementos de esta en cada iteración, ejemplo, 100 pies por iteración.

Primero sigamos el camino inferior de la figura 6 -2. En un yacimiento, la litología, la temperatura y los fluidos del yacimiento dictaminarán el tipo de fluido fracturante, mientras que el estado de esfuerzos y la geometría de la fractura obtenida con alguno de los modelos (PKN, KGD, p-3-D) determinarán el tipo de sustentante.

Hecho esto, se realiza una optimización entre ciertos límites como son: la altura crítica de la fractura, la presión total, el gasto de inyección máximo permisible, y el coeficiente de filtrado.

Después se calcula el volumen de fluido y su costo, la masa de sustentante y su costo, y luego el costo del servicio el cual se obtiene con la presión total, el gasto de inyección y el tiempo total de inyección.

Después se obtiene la conductividad de la fractura utilizando para esto la amplitud sustentada de la fractura y la permeabilidad de la fractura creada.

Con la conductividad y la longitud media de la fractura se puede obtener un pronóstico transitorio del desempeño del pozo después del tratamiento.

El camino superior de la figura 6 –2, describe el camino para obtener la rentabilidad del incremento. Si emparejamos el pronóstico del desempeño del pozo fracturado con la curva obtenida de la tubería, podremos pronosticar la declinación de la producción y de la producción acumulativa asociada. Si a esto le restamos la producción anual acumulada que dio el pozo no estimulado (a menudo cero), nos dará el incremento de la producción acumulada.

Entonces con las ecs. (6-1) y (6-2), el incremento del valor presente neto rentable puede ser calculado. Finalmente, el NPV puede ser obtenido con la ec. (6-3), y se observa que el NPV óptimo depende del número de años para los cuales el programa está siendo ejecutado (1,2,3 años), no pudiendo ir más allá de tres años. El cálculo se repite cada vez que se suma un incremento de longitud media, x_f .

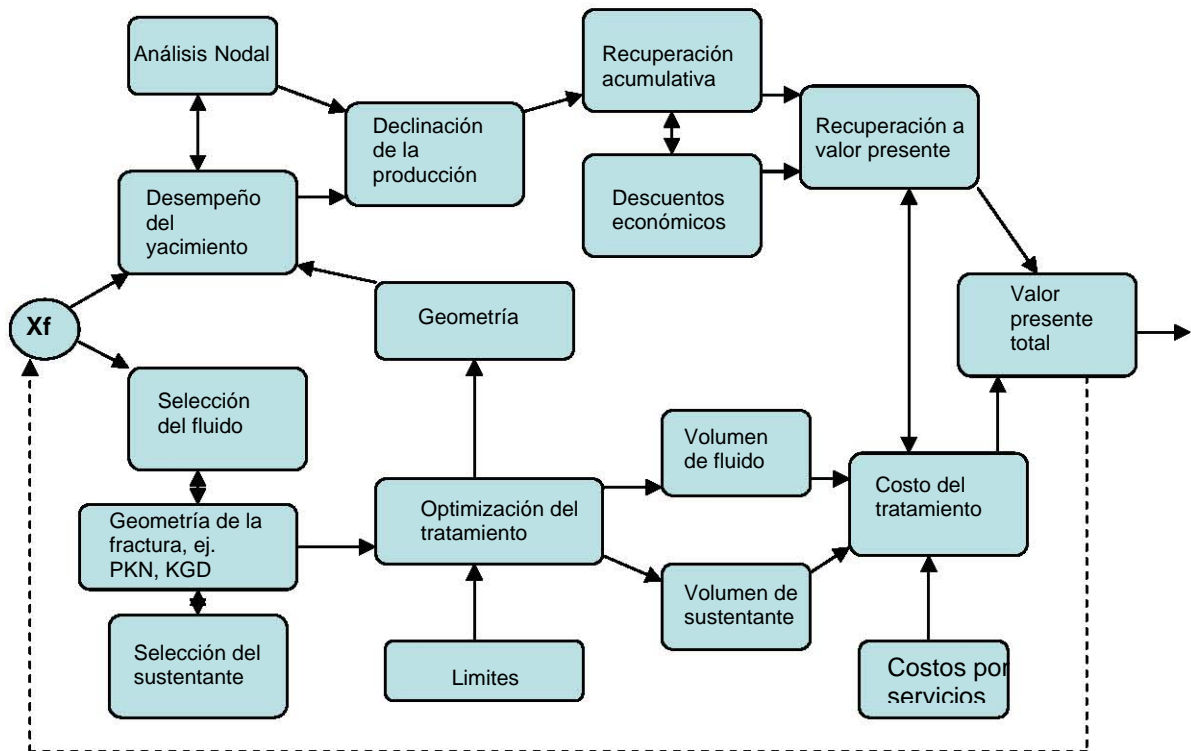


Fig. 6-2

Esquema para optimizar el diseño de una fractura a valor presente neto

VI.3 ESTUDIOS PARAMÉTRICOS.

El diseño de un fracturamiento hidráulico para la estimulación de un pozo depende de un gran número de variables.

Frecuentemente, algunas de ellas son desconocidas, y la principal razón de esto es económica. Pruebas de medición de permeabilidad, registros para inferir la altura de la fractura, ó tratamientos de calibración de la fractura para estimar el coeficiente de filtrado son muy costosos.

Sin embargo con el diseño de aproximación NPV, el costo del tratamiento, y los costos asociados, son solo un componente.

Realizando un apropiado incremento en el tamaño del tratamiento se pueden empequeñecer los costos y así obtener un beneficio. Similarmente en ciertos casos, el conocimiento de una variable en particular puede impedir el derroche de un sobretratamiento.

En los estudios paramétricos mostrados aquí, cuatro de las más importantes variables que afectan el diseño de la fractura fluctúan con rangos admisibles que han sido observados en casos reales.

Es interesante observar que algunas propiedades del yacimiento y de la formación tales como la permeabilidad y la altura de la fractura tienen un mayor impacto en el diseño de la fractura que algunas otras variables. Con excepción del daño residual del empacamiento de sustentante el cual se presenta si se realiza una inapropiada selección del fluido fracturante.

En la fig. 6 -3, se muestra el efecto que tiene la permeabilidad del yacimiento con el NPV (los datos se toman de la tabla 5-2). En este caso se observó que la óptima longitud media es de 500 pies, y corresponde a los valores de \$ 3.8×10^5 , \$ 1.1×10^6 , y \$ 1.8×10^6 para las respectivas permeabilidades del yacimiento de 0.1, 0.5, y 1 md.

Como puede observarse en la fig. 6 -3 un yacimiento con una permeabilidad de 0.1 md y con cualquier tipo de tratamiento, no puede competir con un yacimiento de 1 md tratado. Inversamente, si realizamos un muy pequeño tratamiento en un yacimiento de 1 md, producirá tanto o más que el yacimiento de 0.1 md óptimamente tratado.

A menudo, el gasto de producción (aproximadamente proporcional al NPV) después del tratamiento es utilizado como referencia para decidir si fue exitoso ó no el tratamiento siempre y cuando la permeabilidad sea la misma.

De lo anterior podemos concluir que el funcionamiento del postratamiento ignorando la permeabilidad del yacimiento es muy significativa.

En la fig. 6 -4 podemos observar el efecto de la migración de la altura para relaciones de h_f / h iguales a 1.5, 2, 2.5, y 3, las cuales corresponden a alturas de la fractura de 113, 150, 188, y 225 pies, y a óptimas longitudes medias de 700, 600, 500, y 400 pies, respectivamente. Ambos valores el máximo NPV y la óptima longitud de la fractura asociada son reducidos. En general, cualquier adversidad en el tratamiento de fracturamiento resultará en un decremento de la óptima longitud media.

La misma tendencia se observa en la fig. 6 -5, en donde se estudia el efecto del coeficiente de filtrado.

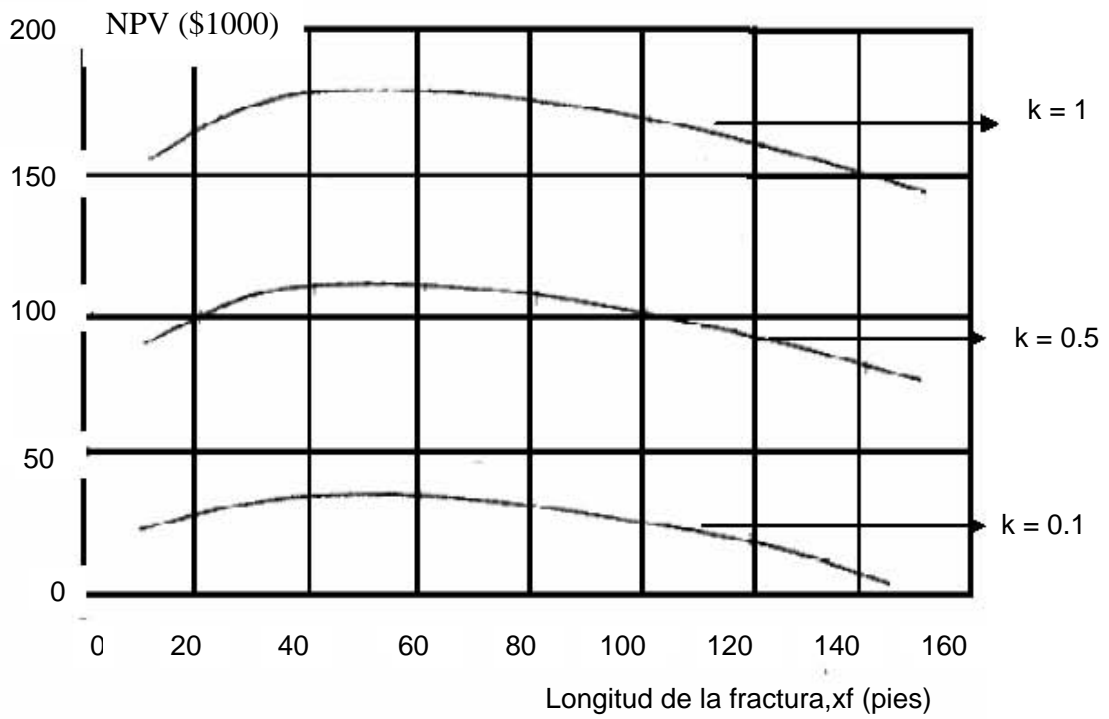


Figura 6-3

Finalmente en la fig. 6.6 podemos observar cual es el impacto del daño residual del empacamiento de polímero en el NPV y en la longitud óptima de fracturamiento.

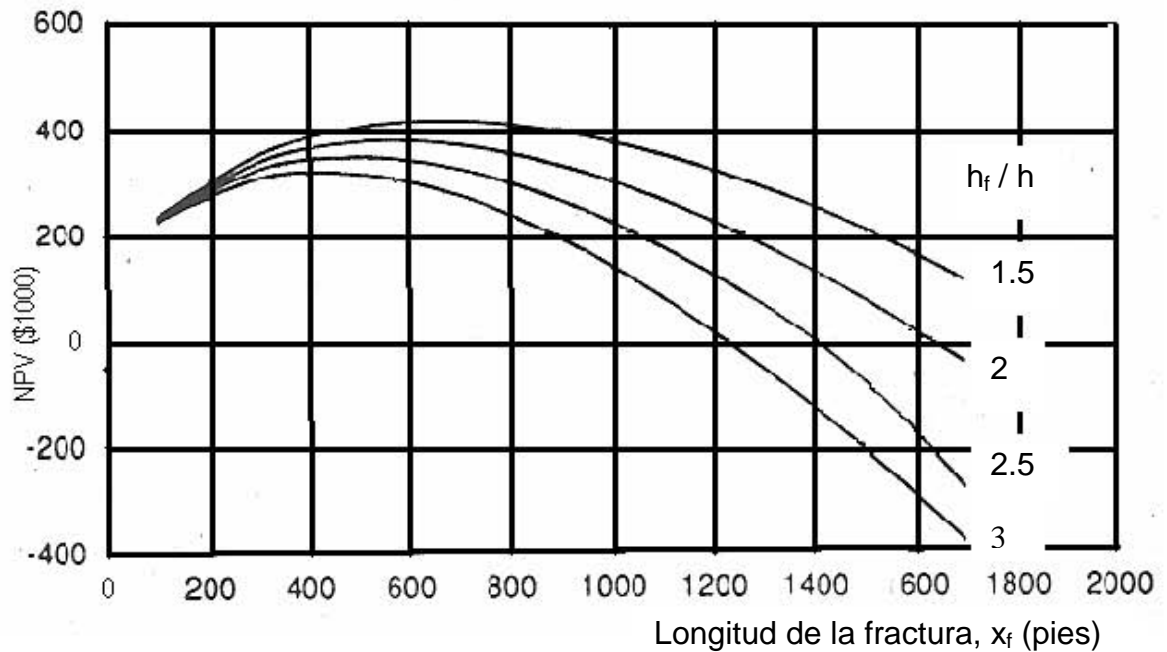


Figura 6 –4.

Si el daño es solo del 15% (esto es un 15% menos de la permeabilidad óptima del empacamiento de sustentante a ese esfuerzo), el máximo NPV será de \$ 5.7×10^5 , el cual corresponde a una óptima longitud media de 900 pies. Si el daño es de un 55%, el máximo NPV será de \$ 4.6×10^5 , y la óptima longitud de 700 pies. Si tenemos un daño severo, esto es de un 95%, el máximo NPV será de \$ 2.3×10^5 , y le corresponderá una longitud media de 300 pies.

La conclusión de estos estudios paramétricos es que el desconocimiento de ciertas variables importantes, tienen un alto costo en el funcionamiento esperado y muy importantemente en el óptimo tamaño de la fractura. La disponibilidad de los estudios paramétricos es quizás el producto de mayor importancia para poder tener una buena aproximación coherente en el diseño

del NPV, en el cual se combinan las variables correspondientes del tratamiento, del pozo, y del yacimiento.

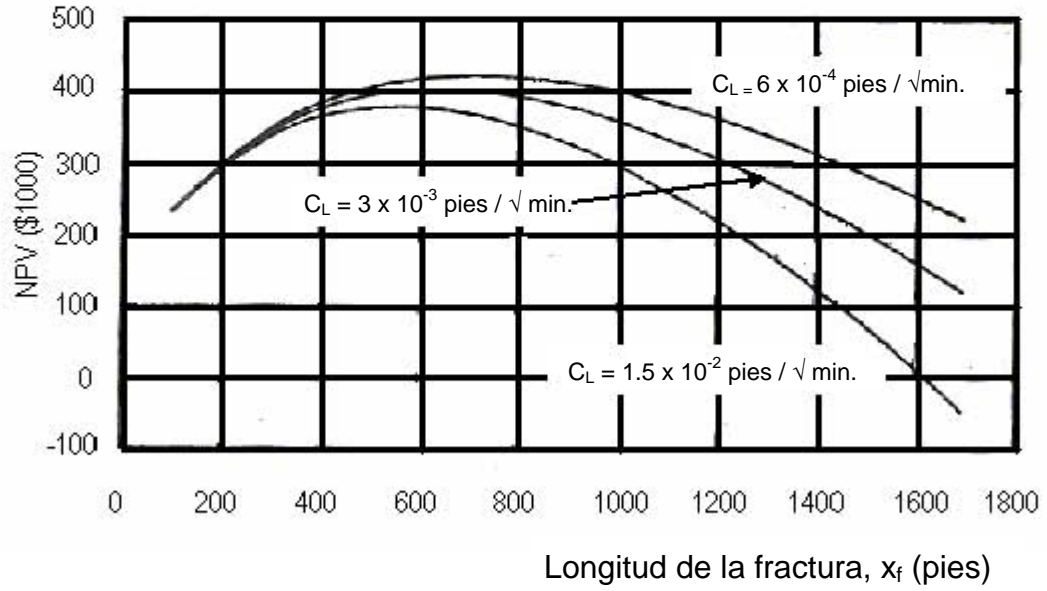


Figura 6 -5.

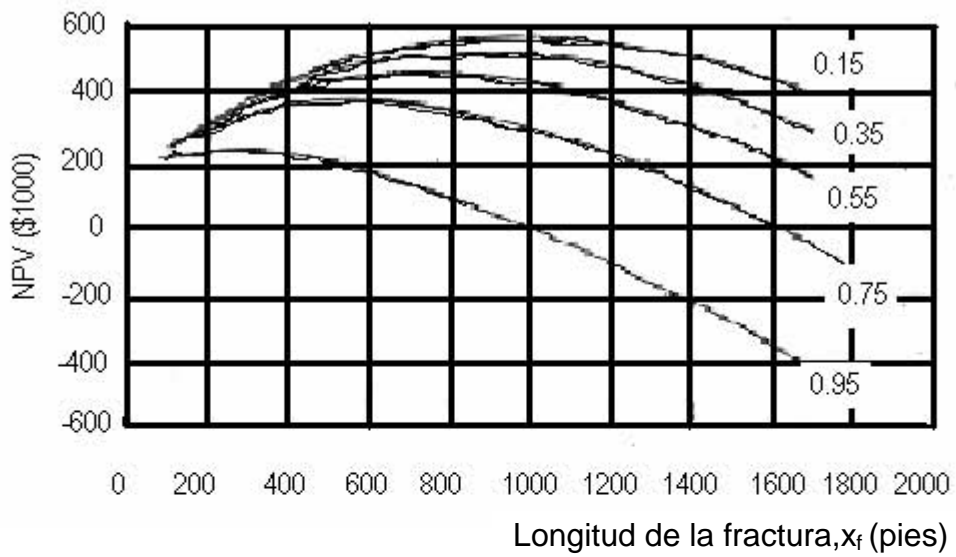


Figura 6 -6.

BIBLIOGRAFIA.

- 1.- Cinco Ley, H., Samaniego, F. "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells", JPT, 1749-1766, September 1981.
- 2.- Nolte, K. G., and Smith, M. B., "Interpretation of Fracturing Pressures", JPT, 1767-1775, September 1981.
- 3.- Valkò, P., and Economides, M. J., "A Continuum Damage Mechanics model of Hydraulic Fracturing", JPT, 198-205, February 1993.
- 4.- Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, "Petroleum Production Systems", Prentice Hall, 1994.
- 5.- Francisco Garaicochea P. "Apuntes de Estimulación de Pozos", Facultad de Ingeniería UNAM, Octubre 1980.
- 6.- Hernández T. R., Sánchez P. A. Cuauhtemoc Zapata Gonzáles, "Fundamentos de Estimulación de Pozos", Instituto Politécnico Nacional E.S.I.A.