



40
2 ej.

*Universidad Nacional Autónoma
de México*

FACULTAD DE INGENIERIA

*TEORIA Y EVALUACION DE UN
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
MASIVO. (FHM)*

T E S I S

*Que para obtener el Título de:
INGENIERO PETROLERO*

p r e s e n t a

JOSE JUAN VILLEGAS LOZANO

México, D. F.

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

I N D I C E

	Pag.
CAPITULO 1. INTRODUCCION.....	1
CAPITULO 2. TEORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	4
2.1 Antecedentes.....	4
2.2 Concepto de Falla.....	5
2.3 Elasticidad contra plasticidad de - - la formación.....	6
CAPITULO 3. MECANISMOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO...	27
3.1 Antecedentes.....	27
3.2 Propiedades mecánicas de la roca.....	28
3.3 Inclinación del plano de fractura....	29
3.4 Métodos de orientación y colocación- de la fractura.....	32
3.5 Mecanismo del fracturamiento hidráulico.....	34
3.6 Geometría de la fractura.....	39
3.7 Diseño de un fracturamiento hidráulico.....	44
3.8 Incremento de Productividad.....	53
3.9 Cálculo hidráulico.....	55
3.10 Fracturamiento de pozos profundos....	56
3.11 Análisis económico de un fracturamien- to hidráulico.....	60
3.12 Otros tipos de fracturamiento.....	61
CAPITULO 4. EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MASIVO (FHM)..	66
4.1 Consideraciones generales.....	66
4.2 Características de un FHM.....	74
4.3 Medición de la altura de la fractura.	92
4.4 Declinación de la presión Post-Frac- turamiento.....	93
4.5 Métodos para el mapeo del Azimut de - la fractura.....	93
4.6 El diseño de un FHM.....	93
4.7 Optimización y economía de un FHM....	96

CAPITULO 5.	EVALUACION DE FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS MASIVOS.....	99
5.1	Generalidades.....	99
5.2	Métodos convencionales.....	101
5.3	Método de curvas tipo.....	104
5.4	Comportamiento del flujo transitorio de un pozo fracturado.....	121
5.5	Análisis de pruebas de decremento de presión en pozos fracturados.....	132
5.6	Análisis de pruebas de incremento de presión en pozos fracturados.....	138
CAPITULO 6.	APLICACIONES.....	143
6.1	Aplicación del metodo de ajuste con curvas tipo.....	143
6.2	Análisis de una prueba de decremento de presión.....	147
6.3	Análisis de una prueba de incremento de presión.....	150
6.4	"FHM en la formación "J" en el campo Wattenberg, Colorado, E.U.A.".....	157
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	170
	APENDICE "A".....	173
	APENDICE "B".....	174
	APENDICE "C".....	178
	NOMENCLATURA.....	182

CAPITULO I

INTRODUCCION

En las últimas tres décadas el fracturamiento hidráulico ha representado una manera efectiva para aumentar la productividad e inyectividad en pozos. Se estima que alrededor de 500,000 pozos - han sido estimulados usando esta técnica y actualmente el fracturamiento se encuentra en pleno auge especialmente en la explotación de yacimientos de muy baja permeabilidad ($K \leq 0,1 \text{ md}$). En este tipo de yacimientos se ha utilizado la técnica del fracturamiento hidráulico masivo (FHM) para la estimulación de pozos.

Un FHM se define comúnmente como una fractura vertical de - longitud media $\geq 1,500$ pie donde se emplean volúmenes de fluido de tratamiento, variando entre los 50,000 a 500,000 galones y de enormes cantidades de agente sustentante que van de 100,000 a - - 1;000,000 lb. (2)

La baja productividad de un pozo puede ser causada por varios factores, tales como: 1) zona dañada alrededor del pozo, --- 2) baja permeabilidad del yacimiento y, 3) baja presión promedio en el yacimiento. El fracturamiento hidráulico puede ser efectivo en los casos 1 y 2; sin embargo, en el caso 3 es necesario inyectar fluidos desplazantes en el yacimiento para aumentar la productividad de un pozo.

En algunos casos, el fracturamiento hidráulico es completamente inefectivo aunque los cálculos de diseño muestran lo contrario. La eficacia de este proceso se ve afectada considerablemente por los siguientes factores: 1) daño de la formación causada por el fluido fracturante, 2) baja conductividad de la fractura, - - 3) fractura de longitud muy pequeña y, 4) cierre de la fractura - en las vecindades del pozo.

La orientación de una fractura es de primordial importancia en proyectos de recuperación secundaria y terciaria debido a la -

posible canalización de fluidos desplazantes. Frecuentemente en pozos inyectores se crean fracturas debido a altas presiones de inyección. En estos casos, la detección y la caracterización de la fractura representan un punto crítico.

En la actualidad se acepta que la orientación de la fractura creada, depende del estado de esfuerzos de la formación, esto es, el plano de la fractura es perpendicular a la dirección del menor esfuerzo de la formación. El estado de esfuerzo de la formación es función de la profundidad; es posible, por consiguiente crear fracturas horizontales, inclinadas y verticales a diferentes profundidades. Se ha observado que la mayoría de las fracturas son verticales debido a las profundidades en que se inducen. Algunos investigadores (1) asumen propiedades elásticas de las rocas y que a través del tiempo geológico que afecta la deformación plástica de la roca, los esfuerzos concentrados tenderán a emigrar alrededor del pozo. En otro trabajo (1) sobre los esfuerzos que actúan sobre la roca de formación, se sugiere que la deformación plástica de la roca es posible particularmente en domos salinos, arcillas, lutitas y arenas no consolidadas.

Los esfuerzos que causan la falla en varios puntos del pozo son calculados asumiendo que el comportamiento del pozo es el de un cilindro de roca de espesor grueso de pared.

Debido al número de pozos fracturados, el análisis de datos de presión para estos casos ha tenido una importancia especial en las últimas dos décadas. Las pruebas de presión representan una de las herramientas más poderosas de la ingeniería de yacimientos. Esta técnica permite estimar in-situ las características del yacimiento, el daño en las vecindades del pozo, la presión promedio y el volumen de drene del sistema; de tal manera que la investigación en esta área ha originado la publicación de varios cientos de artículos técnicos, entre ellos destacan por su relevante importancia el presentado por Agarwal, Carter y Pollock (9), el cual presenta la teoría para la evaluación de fracturas con capacidad de flujo finita y la forma de predecir el comportamiento futuro del pozo a largo plazo; y el presentado por Cinco-L y Samaniego V.F. (12) en el cual considera y analiza el flujo bilineal dentro de la formación.

Se han efectuado una gran cantidad de FHM en el mundo, pero destacan por su importancia y por el cúmulo de conocimientos que proporcionaron para mejorar esta técnica de estimulación, los realizados en la Formación "J" del campo Wattenberg, Colorado E.U.A. (11). En México, PEMEX decidió al inicio de 1980 llevar a cabo el primer FHM en el país (2), escogiendo el área del Golfo de Sabinas para efectuar esta prueba. Este fracturamiento se realizó los días 10 y 11 de Mayo de 1980 en el pozo Buenasuerte 162, de la formación Padilla, en el intervalo 2630 - 2760 m..

El propósito de este trabajo es presentar la teoría y la forma de evaluar un FHM considerando los trabajos que se han presentado más recientemente sobre este tema. Además, se incluye la teoría más importante sobre los mecanismos del fracturamiento hidráulico. Se exponen también los factores más importantes a considerar para el óptimo diseño de un FHM y se incluyen un ejemplo de aplicación de FHM y tres ejemplos de análisis de pruebas de presión.

CAPITULO 2

TEORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

2.- ANTECEDENTES.

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación que permite aumentar considerablemente la producción de los pozos. El procedimiento consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. Para fracturar la roca del yacimiento se transmite energía en forma de presión hidráulica por medio de un fluido llamado "fluido fracturante", el cual penetra a la formación formando, ampliando y extendiendo la fractura.

La energía se transmite desde la cabeza del pozo por medio del equipo de bombeo hasta la profundidad de la formación a fracturar. Este proceso de transmisión de energía es alterado por pérdidas de energía debidas a: 1) la caída de presión por fricción en la sarta de inyección, 2) la caída de presión viscosa debido al flujo a través de la fractura misma, y 3) a la caída de presión debido al flujo (por filtración) de la fractura dentro de la formación.

Este método ha sido usado más de medio millón de veces, y al paso del tiempo las técnicas y los materiales han sido grandemente perfeccionados; muchas veces los mecanismos de fractura se han modificado y perfeccionado en el mismo sitio de la fractura.

Existen diversas escuelas acerca de los mecanismos de fracturamiento hidráulico (1), las cuales tienen diferencias de opiniones en cuanto a suposiciones fundamentales, tales como: 1) el concepto de falla, 2) el concepto de elasticidad de la roca contra plasticidad de la roca, 3) el estado de fuerzas en general, 4) el efecto de penetración del fluido dentro de la formación y, 5) -- homogeneidad e isotropía de la roca contra la heterogeneidad de la roca.

Otra causa de desacuerdo, es la poca exactitud de los datos -

tomados a condiciones de fondo, los cuales muestran el tipo y la orientación de la fractura en el área comprendida entre el pozo - fracturado y los pozos circunvecinos.

Otros autores (1) consideran que el problema general de fracturar los materiales que constituyen la roca, puede ser considerado como 2 problemas por separado, que serían: 1) las teorías de fuerza, asociadas con la teoría de deformación de los cuerpos grandes, y 2) las teorías concernientes al mecanismo de fractura.

Las teorías de fuerzas, su estudio y su aplicación práctica, servirán para entender en forma macroscópica el fenómeno del - - fracturamiento; así mismo, la teoría del fracturamiento servirá - para entender el problema en escala microscópica.

En este capítulo se tratan las principales teorías acerca -- del afallamiento o fractura del material que constituyen la roca de la formación, estas teorías están basadas principalmente en el concepto de elasticidad contra plasticidad de la roca de la forma ción.

2.2- CONCEPTO DE FALLA.

Una fractura de una roca es un rompimiento de la misma, - - cuyas partes se separan una distancia infinitesimal o milimétrica sin que exista corrimiento en el plano de fractura. Si el corrimiento existe además de la rotura se dice que el material sufrió un afallamiento. (3)

Las principales teorías que existen sobre el mecanismo de -- falla de la roca, están sujetas a la presión interna del fluido y son:

- 1) Teoría del Máximo Esfuerzo.
- 2) Teoría del Máximo Esfuerzo Cortante.
- 3) Teoría de la Máxima Tensión.
- 4) Teoría de la Energía - Tensión Máxima.
- 5) Teoría de Mohr.
- 6) Teoría de Coulomb - Navier.
- 7) Teoría de Griffith.
- 8) Teoría del Esfuerzo Cortante Octahedral.
- 9) Teoría de Walsh - Brace.
- 10) Teoría de Debilidad en un Plano Simple.
- 11) Teoría de las Fuerzas Cohesivas Variables.

Es frecuente el desacuerdo entre los investigadores en lo -- concerniente a la orientación de la fractura. Sin embargo, algunos autores (1) asumen en sus trabajos que cuando la presión es - incrementada en el pozo, la ruptura ocurre en un plano que es - - perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo compresivo.

2.3.- ELASTICIDAD CONTRA PLASTICIDAD DE LA ROCA DE LA FORMACION.

Algunos investigadores asumen que la roca que rodea las paredes del pozo está en un estado elástico de esfuerzos. Por ejemplo, Miles y Topping (1), asumen propiedades elásticas de las rocas y en su estudio acerca de los esfuerzos que existen alrededor de las paredes de los pozos profundos, consideran que en la deformación plástica de la roca, a través del tiempo geológico los esfuerzos concentrados tienden a emigrar hacia el pozo.

Teplitz y Hassebroek (1) sugieren que durante una cementación forzada existe un pequeño agrandamiento del diámetro del pozo causado por las presiones requeridas para la cementación. El agrandamiento del diámetro del pozo es posible gracias a la deformación plástica de las lutitas.

Both McGuire y Hubbert (1), sugieren que la deformación plástica de la roca es posible particularmente en domos salinos, arcillas, lutitas y arenas no consolidadas.

Los esfuerzos que causan la falla en varios puntos del pozo son calculados asumiendo que el comportamiento del pozo es el de un cilindro de roca de espesor grueso de pared.

El problema ahora consiste en calcular los esfuerzos en varios puntos de la roca en términos de las presiones interna y externa, así como del radio interno y externo del cilindro (ver Fig. 2.1). Los valores de los esfuerzos dependen del tipo de material de la roca y se asume que están en estado plástico y elástico.

MATERIAL EN ESTADO ELASTICO

Cuando el material está en estado elástico, se considera -- que los esfuerzos en el cilindro son dados por las fórmulas de -- Lamé (1); en éstas se supone que el esfuerzo axial es cero, lo -- cual facilita la correlación de las fórmulas con los resultados -- de experimentos en cilindros que son fracturados quedando libres -- para expanderse en dirección axial.

TEORIA DE LAME

Es expresada matemáticamente por Scott (1) como sigue:

$$\sigma_t = \frac{p_i r_i^2 - p_e r_e^2 + \frac{r_r^2}{r_e^2 - r_i^2} (p_i - p_e)}{r_e^2 - r_i^2} \dots \dots \dots (2.1)$$

$$\sigma_r = \frac{p_e r_e^2 - p_i r_i^2 + \frac{r_i^2 r_e^2}{r_r^2} (p_i - p_e)}{r_e^2 - r_i^2} \dots\dots(2.2)$$

donde, según lo mostrado en la Fig. 2.1, σ_t es el esfuerzo tangencial de la circunferencia (es positivo si el esfuerzo es de tensión) y σ_r es el esfuerzo radial (es positivo si el esfuerzo es de compresión).

Haciendo $r_r = r_i$ en las ecuaciones (2.1) y (2.2), los esfuerzos máximos quedan como sigue:

$$(\sigma_t)_{\text{máx.}} = \frac{p_i (r_i^2 + r_e^2) - 2 p_e r_e^2}{r_e^2 - r_i^2} \dots\dots(2.3)$$

$$(\sigma_r)_{\text{máx.}} = p_i \dots\dots(2.4)$$

Si $p_e = 0$ se tiene:

$$\sigma_t = p_i \frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \left(\frac{r_e^2}{r_r^2} + 1 \right) \dots\dots(2.5)$$

$$\sigma_r = p_i \frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \left(\frac{r_i^2}{r_r^2} - 1 \right) \dots\dots(2.6)$$

En estas ecuaciones muestran que los máximos valores de σ_t y σ_r ocurren en el interior de la superficie donde $r = r_i$.

Las ecuaciones también muestran que σ_t siempre es más grande que σ_r .

Para determinar como ocurre la falla en el cilindro existen muchos criterios basados en las ecuaciones de Lamé; en la discusión de estos criterios los términos "Acción Inelástica" y "Ruptura" se usan como sinónimos, puesta que se ha observado en muestras de roca de formación a presión atmosférica y sujetas a carga, la acción inelástica y la ruptura ocurren simultáneamente. El incremento en esfuerzos entre el límite elástico y el punto de ruptura es pequeño.

TEORIA DEL MAXIMO ESFUERZO

(1)

Esta teoría expuesta por Timoshenko, Nadai y Seely, define el máximo esfuerzo usando el criterio de fuerzas. Ellos asumen que, para materiales dúctiles, el máximo esfuerzo es igual al punto de cedencia del material en tensión simple, y que el mínimo esfuerzo es igual al punto de cedencia del material en compresión simple; esta teoría pasa por alto que la normal de esfuerzos cortantes ocurre en otros planos.

De acuerdo a la teoría del esfuerzo máximo, la acción inelástica ocurre cuando el esfuerzo máximo, en varios puntos, alcanza un valor igual al del esfuerzo de tensión del material; por tanto, la acción inelástica ocurre cuando σ_t es igual al valor del límite elástico del material en tensión.

Haciendo $r = r_i$ en la ecuación (2.5) se tiene:

$$(\sigma_t)_{\text{máx.}} = P_i \left(\frac{r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \right) \quad \dots (2.7)$$

cuando el valor del radio externo es grande con respecto al radio interno:

$$\sigma_t = P_i$$

La teoría del máximo esfuerzo se puede resumir de la siguiente manera:

La presión interna máxima en el cilindro de roca, tomado como modelo (ver Fig. 2.1), está sujeta a la presencia de la acción inelástica en el material y es igual a la resistencia a fallar -- del material en tensión.

TEORIA DEL MAXIMO ESFUERZO CORTANTE O TEORIA DE GUEST

Esta teoría establece que el máximo rendimiento de un material ocurre cuando el máximo esfuerzo es igual al máximo esfuerzo cortante en el punto de cedencia durante una prueba de tensión -- simple.

Esta teoría se aplica mejor a materiales dúctiles, donde los esfuerzos a la tensión y a la compresión son aproximadamente iguales; en materiales frágiles esta teoría no funciona de manera confiable.

De acuerdo a esta teoría, la acción inelástica de un material comienza solo cuando el máximo esfuerzo cortante alcanza el último esfuerzo cortante o punto de cedencia.

La expresión para el máximo esfuerzo cortante T a una distancia r_r del centro del cilindro de pared gruesa es:

$$T \text{ máx.} = \frac{r_i^2 r_e^2 (p_i - p_e)}{r_r^2 (r_e^2 - r_i^2)} \quad \dots (2.8)$$

El máximo esfuerzo cortante ocurre en un plano que forma un ángulo de 45° con las direcciones de los esfuerzos tangenciales y radiales (ver Fig. 2.2).

El valor máximo de T ocurre en el interior de la superficie del cilindro, donde $r_r = r_i$.

Si el cilindro está sujeto solo a presión interna el máximo esfuerzo cortante se encuentra haciendo $r_r = r_i$ y $p_e = 0$.

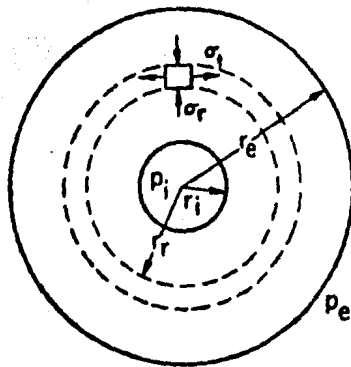


FIG. 2.1.- ILUSTRACION DE UN CILINDRO DE PARED GRUESA.

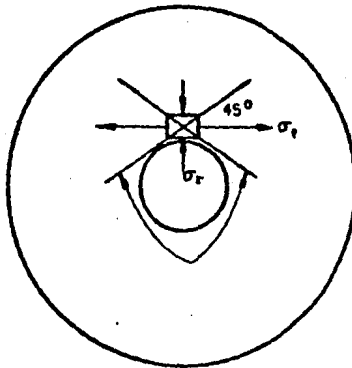


FIG. 2.2.- PLANOS DE MAXIMOS ESFUERZOS CORTANTES.

$$\tau_{\text{máx.}} = p_i \left(\frac{r_e^2}{r_e^2 - r_i^2} \right) \quad \dots\dots(2.9)$$

Si r_e es grande con respecto a r_i el valor de τ se aproxima a p_i .

TEORIA DE LA MAXIMA TENSION

Esta teoría se le atribuye al francés Saint Venant y propone que el estado de deformación permanente, en un material sujeto a muchas combinaciones de esfuerzos, comienza solo cuando la máxima tensión alcanza un valor igual al valor de tensión, que ocurre cuando la acción inelástica comienza en una barra de material en tensión simple.

La tensión limitante, σ_e es la tensión que ocurre en el límite de la tensión proporcional y es igual a S_e / E , donde S_e es el límite proporcional y E es el módulo de elasticidad.

Si la presión externa es cero:

$$(\sigma_r)_{\text{máx.}} = p_i \left(\frac{r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} + \nu \right) \quad \dots\dots(2.10)$$

Esta teoría tiene algunas limitaciones, como en el caso de -- que existan esfuerzos de tensión en 2 direcciones en un plato; en esta situación no se puede predecir correctamente el punto de cedencia. Los resultados de experimentos usando muestras bajo presión hidrostática uniforme, contradicen esta teoría

Esta teoría se puede resumir como sigue, según la ecuación -- (2.10):

La presión máxima que ocurre en un cilindro de pared gruesa -- antes de que ocurra la acción inelástica es igual al límite elástico de tensión dividido entre el radio de Poisson.

TEORIA DE LA ENERGIA - TENSION MAXIMA

Expuesta por Beltrani en 1885, esta teoría propone que el -- punto de cedencia se determina en base a la cantidad de energía -- de tensión almacenada por unidad de volumen de material.

Esta teoría se echa por tierra, porque a presiones hidrostáticas altas se almacenan grandes cantidades de energía sin causar fractura o deformación permanente. Mediciones directas de la -- energía almacenada dentro del material son particularmente imposi -- bles.

La teoría del Esfuerzo - Tensión Máxima plantea que los esta -- dos de máxima presión interna, que se presentan en un cilindro de pared gruesa antes de que ocurra la acción inelástica o ruptura, -- son determinados por la siguiente ecuación:

$$(\sigma_t) \text{ máx.} = \frac{p_i \sqrt{10 + \frac{6 r_i^4}{r_e^4}}}{2 \left(1 + \frac{r_i^2}{r_e^2} \right)} \quad \dots\dots(2.11)$$

en esta ecuación se asume que el radio de Poisson es 0.25.

TEORIA DE LA FRACTURA DE MOHR

La teoría de Mohr asume que en la fractura alrededor de un -- plano, la normal y la fuerza cortante alrededor del plano están -- relacionadas con una función:

$$\tau = f(\sigma) \quad \dots\dots(2.12)$$

que es característica del material.

Una sección de esta relación funcional es hecha en el plano (σ, τ) . Cambiando el signo de τ , cambia la dirección de la falla pero no cambian las condiciones de frontera. La curva es simétrica sobre el eje σ .

La teoría de Mohr es un método gráfico para determinar los límites de la falla. Si la fuerza principal en un punto es conocida, el esfuerzo cortante y la fuerza normal en esos puntos se determina usando el círculo de Mohr.

Los esfuerzos principales σ_1 y σ_2 se aplican como se muestran en la Fig. 2.3. El círculo de Mohr se construye como se muestra en la Fig. 2.4. El origen indicado por el esfuerzo de tensión es positivo, así como la sección a la derecha del origen; y el esfuerzo compresivo es negativo así como la sección a la izquierda del origen. De la Fig. 2.4 se tiene:

$$\tau = AB = AC \operatorname{Sen} 2\theta = \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \right) \operatorname{Sen} 2\theta \quad \dots (2.13)$$

$$\sigma_y = OB = OC + CB = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \right) \operatorname{Cos} 2\theta \quad \dots (2.14)$$

Esta teoría es aplicada en cierta situaciones donde la normal y el esfuerzo cortante son conocidos y los esfuerzos principales van a ser determinados. Si suficientes datos son obtenidos para construir 3 o más círculos de Mohr, entonces la envolvente será la tangente dibujada a los círculos o simétricamente en el eje σ (Fig. 2.5 y 2.6).

El círculo del centro C (Fig. 2.5) que toca la curva, muestra los límites del caso. La falla, en este caso, ocurre bajo condiciones correspondientes a los puntos P y P', esto es, sobre los planos cuyos normales están inclinados en ángulos de la mitad del tamaño del ángulo PCD en la dirección del esfuerzo principal mayor.

La curva MN es la envolvente de todos los círculos correspondientes a todas las condiciones en que la fractura tiene lugar, y es conocida como la Envolvente de Mohr.

Los 3 centros o círculos C_1, O_1, C_2 son determinados por simples experimentos (Fig. 2.6). Estos círculos corresponden a la

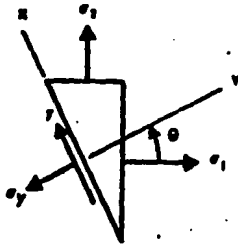


FIG. 2.3.- DIAGRAMA DE ESFUERZOS

σ_y = Esfuerzo Normal.

τ = Esfuerzo Cortante.

θ = Angulo del plano en el que el esfuerzo principal σ_1 actúa.

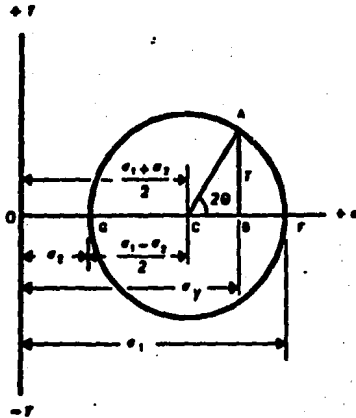
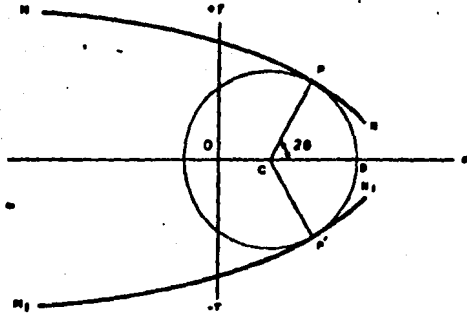


FIG. 2.4.- CIRCULO DE MOHR.



p = Punto de falla.
 θ = Angulo entre la normal
 al plano de falla y la
 dirección del esfuerzo
 principal mayor.

FIG. 2.5.- ENVOLVENTE DE MOHR.

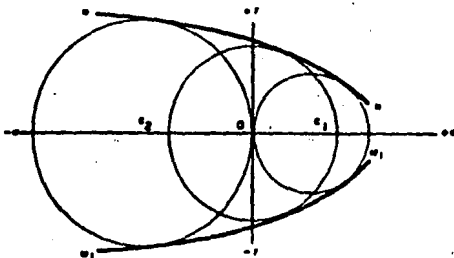


FIG. 2.6.- ENVOLVENTE DE MOHR.

tensión, el cortante simple o la compresión, respectivamente. Puesto que ésto constituye una dificultad para el comportamiento del esfuerzo cortante y las pruebas de tensión en las rocas, la prueba triaxial es preferida.

Variando la presión hidrostática, se forma un gran número de círculos todos a la izquierda del eje T . Puesto que la resistencia a la fractura generalmente se inclina con la presión hidrostática, la envolvente de Mohr está generalmente abierta a la izquierda. Cuando la envolvente de Mohr es compensada por 2 líneas rectas, conduce a la Teoría de Coulomb - Navier que es discutida más tarde. Una desventaja de la teoría de Mohr es que no predice la fractura para sistemas frágiles en tensión.

TEORIA DE COULOMB - NAVIER

Esta teoría es un caso especial de la Teoría de Mohr en la cual la envolvente es un caso de líneas rectas simétricas con respecto al eje G (Fig. 2.7); las combinaciones de esfuerzos (σ, T) que caen fuera de la envolvente no causan falla y por el contrario, los que caen dentro de la envolvente producen falla.

El resto del desarrollo de esta teoría es lo que fue previamente descrito en el círculo de Mohr. Los resultados de las pruebas triaxiales en la mayor parte de las rocas son representados perfectamente bien por la línea recta de la envolvente de Mohr.

Así, en 3 dimensiones sólo los círculos de Mohr de los grandes y pequeños esfuerzos principales son de consecuencia, y la fractura siempre se presenta en el plano paralelo al eje de esfuerzo intermedio principal; los resultados de su experimento no siempre confirman ésto.

Una ventaja de la Teoría de Coulomb - Navier es que establece un criterio para los esfuerzos de falla y la dirección de la fractura.

TEORIA DE GRIFFITH DE ESFUERZOS FRAGILES

Griffith (1) estudió detenidamente los procesos de fractura y calculó los esfuerzos de tensión de cristales simples y de gran tamaño por observación experimental. Griffith explicó que esta discrepancia proviene de la existencia de un gran número de agrietamientos, demostrando la validez general de sus fórmulas por experimentos en vidrio.

La teoría explica que el efecto de agrietamiento es producido-

por una alta concentración de esfuerzos en la cúspide del cristal, que se enfoca sobre los enlaces moleculares del material de la roca en este vértice, causando fracturamientos futuros. Esta concentración de esfuerzos es calculada del esfuerzo de tensión máximo - en un plato liso que tiene un orificio elíptico de eje mayor $2c$ y sujeto a un esfuerzo promedio $\bar{\sigma}$ y en la dirección perpendicular - al eje mayor:

$$\sigma_{\text{máx.}} = \bar{\sigma} \left(\frac{c}{r_{ee}} \right)^{1/2} \dots (2.15)$$

donde $\sigma_{\text{máx.}} \rightarrow \infty$, si $r_{ee} \rightarrow 0$.

Orowan (1), cuando desarrolló la teoría de Griffith mostró - que el criterio de fractura es:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)^2 - 8T_0 (\sigma_1 + \sigma_3) = 0; \text{ si } (\sigma_1 + 3\sigma_3) > 0 \dots (2.16)$$

$$\sigma_3 + T_0 = 0, \text{ si } (\sigma_1 + 3\sigma_3) < 0 \dots (2.17)$$

donde $\sigma_1 > \sigma_3$.

TEORIA DEL ESFUERZO CORTANTE OCTAHEDRAL

Esta teoría es derivada por Nadai (1) y explica el estado límite del esfuerzo mecánico.

Básicamente se basa en la teoría de Mohr, en la cual se dice - que el esfuerzo principal intermedio no influye en la falla y que la falla ocurre en el plano del esfuerzo principal intermedio.

Esta teoría asume que el límite de rendimiento es una función - del esfuerzo normal octahedral; el esfuerzo normal octahedral es - la media de los 3 esfuerzos principales, lo que implica que el esfuerzo principal intermedio tiene influencia en la falla. Esto con

tradice la teoría de Mohr en que el esfuerzo principal intermedio no tiene influencia en la falla.

$$\tau_{oct.} = f (\sigma_{oct.}) \quad \dots\dots(2.18)$$

$$\sigma_{oct.} = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} \quad \dots\dots(2.19)$$

La derivación del esfuerzo cortante octahedral está basado en la teoría de flujo y fractura de sólidos de A. Nadai. Esta teoría mide la intensidad de esfuerzos que es responsable de llevar sustancias sólidas dentro del estado plástico.

TEORIA DE WALSH - BRACE

En la presente teoría (1) se asume que la falla es tensión, que el cuerpo está compuesto por varias grietas que no están orientadas casualmente y que están sobrepuestas en un orden isotrópico de una distribución casual de pequeñas grietas. La longitud y el orden de las fracturas cortantes son tales que sus dimensiones se reducen al aplicarles los esfuerzos (cortante y normal), Fig. 2.8.

Además, considera que muchas fracturas ocurren a través de grietas largas y cortas, y que dependen de la orientación, de la longitud y del sistema de grietas al que se le aplica la carga $(\sigma_3 - \sigma_1)$.

Los esfuerzos de fractura, $(\sigma_3 - \sigma_1)$, requieren de pequeños sistemas de fracturas orientadas casualmente en operación, y que están dados por muchas presiones de confinamiento, (σ_I) , y pueden ser expresados de la siguiente manera:

$$(\sigma_3 - \sigma_1)_s = \cos + \frac{2 f_s \sigma_I}{(1 + f_s^2)^{1/2} - \nu_s} \quad \dots\dots(2.20)$$

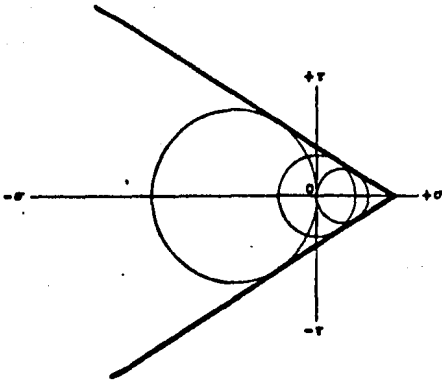


FIG. 2.7.- LINEA RECTA DE LA ENVOLVENTE DE MOHR.

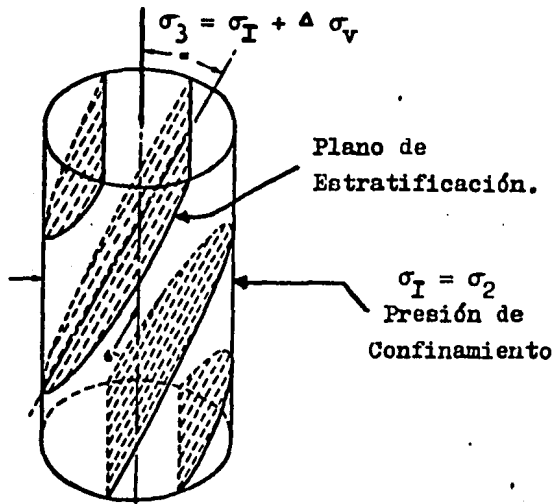


FIG. 2.8.- VISTA DE UNA MUESTRA DE ROCA MOSTRANDO LOS PARAMETROS.

Si la fractura ocurre como resultado del desarrollo del sistema de grietas grandes, que es orientado en un ángulo α a σ_3 , entonces el esfuerzo de fractura $(\sigma_1 - \sigma_3)$ tiene muchas presiones - del confinamiento, σ_T , y es dado por:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)_L = \frac{C_{OL} C \left[(1 + f_L^2)^{1/2} - f_L \right] + 2f_L \sigma_T}{2 \text{ Sen } \alpha \text{ Cos } \alpha (1 - f_L \text{ Tan } \alpha)} \quad \dots (2.21)$$

donde C_{OL} es el esfuerzo compresivo atmosférico de la mayor -- orientación crítica de α , en este caso 30° :

McLamore y Gray (1), al discutir las ecuaciones (2.20) y -- (2.21) muestran que con el uso de esta teoría C_{OL} , C_{OS} , f_L y f_S -- pueden ser determinados y propusieron que C_{OS} puede ser determinado por el esfuerzo compresivo atmosférico para muestras con orientación de 0° y 90° .

El valor de C_{OL} puede ser determinado por el mínimo valor del esfuerzo compresivo atmosférico variando la orientación en la muestra usada; esta orientación es correcta a 30° .

Los coeficientes de fricción f y f_L se determinan al efectuarse varias series de pruebas de compresión a varias presiones -- de confinamiento y con orientación previamente fijadas.

Como puede verse los parámetros f , f_L , C_{OS} y C_{OL} pueden -- ser determinadas, y la teoría además, puede evaluar y calcular los valores de $(\sigma_1 - \sigma_3)_S$ y $(\sigma_1 - \sigma_3)_L$, usando las ecuaciones (2.20) y (2.21) para presiones de confinamiento y orientación dados, y -- usando el menor de los dos valores de esfuerzo de fractura.

TEORIA DE LA DEBILIDAD DE UN PLANO SIMPLE

Propuesta por Jaeger (1), esta teoría asume que la roca -- falla en cortes. Esta teoría es una generalización de la teoría de falla envolvente lineal de Mohr - Coulomb. Describe un cuerpo isotrópico que contiene un plano simple o un sistema de planos paralelos débiles. La falla del material de la matriz está dada por:

$$\tau = \tau_{má} - \sigma \tan \phi \quad \dots (2.22)$$

McLamore y Gray ⁽¹⁾ describen la falla de debilidad como:

$$\tau = \tau_{má}' - \sigma \tan \phi' \quad \dots(2.23)$$

Usando el círculo de Mohr se puede relacionar τ, σ, σ_1 , σ_3 y el ángulo de falla θ , de tal manera que esta parte final de la teoría se puede derivar de las ecuaciones (2.22) y (2.23).

Para la matriz sin falla la ecuación es:

$$(\sigma_3 - \sigma_1) = \frac{2\tau_{má} - 2\sigma_1 \tan \phi}{(\tan \phi - \text{Sen } 2\phi - \text{Cos } 2\phi \tan \phi)} \quad \dots(2.24)$$

El esfuerzo de fractura del material en el plano de debilidad está dado por:

$$(\sigma_3 - \sigma_1) = \frac{2\tau_{má} \text{Cos } \phi' - 2\sigma_1 \text{Sen } \phi'}{\text{Sen } \phi' - \text{Sen } (2\alpha + \phi')} \quad \dots(2.25)$$

donde α es el ángulo entre σ_3 y el plano de debilidad, y donde, en ambos casos, σ_1 representará la presión de confinamiento.

Esta teoría está evaluada por pruebas que se hacen a 0°, 30° y 90° de orientación por varias presiones de confinamiento, pudiendo construir la envolvente lineal de Mohr - Coulomb y determinando los valores de ϕ , ϕ' , θ , $\tau_{má}$, y $\tau_{má}'$. Una vez que los valores han sido determinados, el esfuerzo de la fractura es calculada por una cierta presión y orientación usando las ecuaciones (2.24) y (2.25), y el valor más bajo que se tenga por el esfuerzo del material.

TEORÍA DEL ESFUERZO COHESIVO VARIABLE

Expuesta también por Jaeger ⁽¹⁾ describe un cuerpo con falla-

en cortes, el esfuerzo cohesivo variable T_{ma} , y el valor constante de fricción interna, $\tan \phi$. La ecuación que describe la falla en este caso es:

$$(\sigma_3 - \sigma_1) = \frac{2 T_{ma} - 2 \sigma_1 \tan \phi}{(\tan \phi - \sqrt{\tan^2 \phi + 1})} \quad \dots(2.26)$$

donde $(\sigma_3 - \sigma_1)$ es el esfuerzo de fractura:

$$T_{ma} = A - B [\cos 2 (\xi - \alpha)] \quad \dots(2.27)$$

y $\tan \phi \approx$ constante

En la ecuación (2.27) A y B son constantes y ξ representa la orientación de α que es el mínimo valor de T_{ma} (usualmente, $\xi = 30^\circ$).

McLamore y Gray proponen que la variación de T_{ma} está descrita por la siguiente relación:

$$T_{ma} = A_{1,2} - B_{1,2} [\cos 2 (\xi - \alpha)]^n \quad \dots(2.28)$$

donde A_1 y B_1 son constantes que describen una variación en el rango de $0^\circ \leq \xi \leq \alpha$ y A_2 y B_2 describen la variación sobre el rango de $\alpha \leq \xi \leq 90^\circ$. El factor n es un factor "Tipo Anisotrópico" que adquiere valor de 1 a 3 para anisotropía plana (clivaje y posible esquistocidad) y valor de 5 a 6 ó más grandes para el tipo lineal de anisotropía asociada con planos cubiertos.

MATERIAL EN ESTADO PLASTICO

Si el material del cilindro de pared gruesa se asume que tiene resistencia, se tendrá que hacer una completa redistribución de los esfuerzos resultantes. El material puede ser parcialmente resistente en una región plástica reodeada por una región debajo del límite de plasticidad (Fig.2.9). En la porción exterior del -

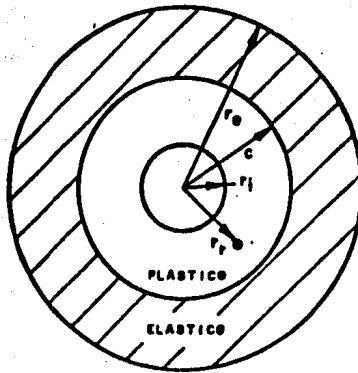


FIG. 2.9.- RESISTENCIA PARCIAL DE UN CILINDRO DE PARED GRUESA.

cilindro las ecuaciones deben satisfacer las condiciones de esfuerzo y tensión de un cuerpo perfectamente elástico.

Si el cilindro es corto y el esfuerzo longitudinal (σ) se asume que es cero, la presión interna que se inicia es un anillo plástico a lo largo del interior de la superficie puede ser expresada por:

$$P_i = \sigma_o \frac{\left(\frac{r_e^2}{r_e^2} - 1 \right)}{\sqrt{3 \frac{r_e^4}{r_e^4} + 1}} \dots (2.29)$$

Fenner (1), en su estudio de un pozo perforado dentro de un medio plástico, donde la formación fluye dentro del pozo, encontró que las partículas se mueven hacia el centro del pozo y la zona de flujo se expande hacia el límite de esfuerzo, de tal forma, que un incremento futuro del flujo en la zona no fuera posible.

Los esfuerzos radial y tangencial son incrementados hasta el límite máximo de esfuerzo, permaneciendo constante en el límite exterior de la zona de flujo.

Westergaard (1) propuso que los esfuerzos alrededor de las paredes del pozo son determinados de acuerdo a las ecuaciones de Lamé para un medio elástico, debido en gran parte a que la combinación de esfuerzos no puede ser medida a gran profundidad; este razonamiento sugiere la existencia de un anillo plástico alrededor de las paredes del pozo. Además estableció que la relación entre el esfuerzo radial y tangencial es:

$$\sigma_t - (K + 1) \sigma_r = \sigma_c \dots (2.30)$$

En este caso la envolvente de ruptura de Mohr es una línea recta. Westergaard asume que cuando el lado izquierdo de esta ecuación es menor que σ_c , la roca está en un estado elástico de

esfuerzos. La amplitud de la zona de plasticidad, b , se calcula como sigue:

$$\left(\frac{b}{r}\right) K = \frac{2 (\kappa \sigma_{iV} + \sigma_c)}{(\kappa \lambda 2) (\kappa \sigma_i + \sigma_c)} \dots (2.31)$$

La extensión de la zona de flujo es calculada en forma similar por el método de Fenner o por el método de Westergaard.

OTROS CONCEPTOS

La mayoría de las investigaciones en mecánica de rocas ha tenido lugar en materiales que son homogéneos e isotrópicos. Básicamente, el fracturamiento en pozos de petróleo ha tenido lugar en formaciones de origen sedimentario; sin embargo, muchas de estas formaciones sedimentarias han estado sujetas a movimientos orogénicos que han causado agrietamientos de gran tamaño. Estas anomalías han afectado el comportamiento mecánico de las rocas. Un gran número de investigadores han mostrado que las propiedades de fuerza y tensión son funciones de la orientación de la fractura con respecto a los planos de cobertura.

Otros investigadores creen que la teoría de falla de Griffith se aplica solo a pozos con materiales isotrópicos. Sin embargo, -- para materiales anisotrópicos una modificación en la teoría de Griffith, en la teoría de Walsh - Brace o en la teoría de Coulomb - Navier de falla envolvente lineal se puede hacer según los datos experimentales disponibles. Muchos datos experimentales para la teoría de la envolvente lineal son obtenidos por pruebas en arcillas y pizarras. Otros pequeños trabajos se han hecho en areniscas y calizas.

Un aspecto interesante del fracturamiento es ver si la forma actúa como material elástico, plástico, frágil o dúctil; sobre esto se han efectuado pruebas del laboratorio, algunos bajo presión atmosférica mientras que otros se han efectuado bajo esfuerzos triaxiales. Tectónicamente en las rocas relajadas, el último esfuerzo sería horizontal y produciría fallas normales.

La presión de inyección durante la formación de una fractura vertical debe ser menor que la presión de sobrecarga teórica -- (lpsi/ ft.). Teóricamente, para crear una fractura horizontal la presión de inyección debe ser igual o mayor que la presión de sobrecarga efectiva.

Los resultados de los estudios citados en este capítulo han servido para relacionar la presión de sobrecarga efectiva y la presión de inyección, y esto ha sido aplicado para prevenir la ruptura de la tubería y la barrena por la aplicación de presión interna. A lo largo de observaciones hechas, en cilindros de pared gruesa de roca de formación de pozos someros, se ha llegado a la conclusión de que las teorías, aquí expuestas, se pueden usar para predecir el fracturamiento o afallamiento de las roca de formación.

CAPITULO 3

MECANISMO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

3.1.- ANTECEDENTES

Se han escrito muchos artículos técnicos sobre el mecanismo de fracturamiento de las rocas al estar sometidas a la presión interna por un fluido. Howard y Fast (1) revisaron once teorías para predecir el fracturamiento de una formación y para calcular los esfuerzos principales en la roca (ver capítulo 2). Estos investigadores concluyeron que aún existe desacuerdo sobre la forma en que la roca es fracturada al aplicarle presión hidráulica.

En relación al cálculo de la geometría de la fractura, existen también múltiples procedimientos y controversias sobre su validez.

En la mayoría de los procedimientos para el cálculo de la geometría de la fractura, se supone la existencia de las siguientes condiciones:

- a) La formación es isotrópica, homogénea y elástica. Bajo estas condiciones las características de esfuerzo - resistencia de la roca pueden expresarse en función del módulo de Young y su relación de Poisson.
- b) La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme.
- c) Se crea una fractura que se extiende a ambos lados del pozo.
- d) La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.

3.2.- PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA

LEY DE HOOKE

Si una barra empotrada de acero de longitud C , se somete a una fuerza de tensión F , se observará que dentro de ciertos límites, su deformación longitudinal, δ / l , es proporcional a la fuerza aplicada e inversamente proporcional al área transversal, A , de dicha barra o sea:

$$\frac{F}{A} = E \frac{\delta}{l} \quad \dots(3.1)$$

Donde E es la constante de proporcionalidad, conocida como Módulo Young. Su valor es característico para cada material y debe obtenerse experimentalmente. En las siguiente Tabla se muestran los valores de E que pueden usarse para diferentes formaciones.

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG				(lb/pg ² x 10 ⁶)	
	R	A	N	G	O	VALOR PROMEDIO
Caliza y dolomía dura	8.0	-	13.0			10.50
Arenisca dura, densa	5.0	-	7.5			6.25
Arenisca de dureza media	2.0	-	4.0			3.00
Arenisca poco consolidada	0.5	-	1.5			1.00

COEFICIENTE DE POISSON

Si se observa la barra empotrada, sometida a la fuerza de tensión, se detectará también la presencia de una deformación transversal. Si E_v representa la deformación unitaria longitudinal (vertical), o sea:

$$E_v = \frac{\delta}{l} \quad \dots(3.2)$$

Y E_h es la deformación unitaria transversal:

$$E_h = \frac{D - D_0}{D} \quad \dots(3.3)$$

Entonces se define el coeficiente o relación de Poisson como el cociente de las deformación unitarias horizontales y vertical.

$$\gamma = \frac{E_h}{E_v} \dots (3.4)$$

Para predecir la geometría de la fractura, es necesario conocer el valor de γ . Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando -- los valores típicos enlistados a continuación:

<u>TIPO DE ROCA</u>	<u>RELACION DE POISSON</u>
Rocas Carbona tadas duras	0.25
Rocas Carbona tadas suaves	0.30
Areniscas	0.20

PERMEABILIDAD Y POROSIDAD BAJO ESFUERZO

Generalmente estas propiedades se determinan en núcleos a la presión atmosférica. Los valores medidos pueden estar muy cercanos o muy alejados de los existentes a condiciones del yacimiento. Las diferencias dependen de la naturaleza y tipo de roca, de su estructura y las fisuras que contenga, además de la presión efectiva a que está sometida (Presión efectiva = presión externa - presión interna). Al aumentar esta presión la permeabilidad de las rocas fisuradas disminuye rápidamente, variando después lentamente.

3.3.- INCLINACION DEL PLANO DE FRACTURA

Es importante predecir correctamente la inclinación de la fractura para poder: 1) determinar realmente el probable incremento de la productividad después del fracturamiento, 2) determinar si un fracturamiento múltiple es factible, y 3) prevenir fracturamientos inadvertidos dentro de zonas que contengan fluidos no deseables.

Daneshy (5), determinó que la fractura se inicia en una -

dirección arbitraria en la pared del pozo, esta orientación tenderá a seguir la dirección del mínimo esfuerzo que ofrezca para fallar la roca de formación.

Abov - Sayed (5) analizó el problema de la extensión de la fractura en un material elástico y homogéneo, y concluyó que fracturas de una longitud bastante grande, tendían a extenderse en una dirección que es aproximadamente perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo compresivo. Esta predicción es consistente con Daneshy (5), y con las pruebas de campo de Warpinshi (5).

Smith (5) indica que la importancia de conocer el azimut u orientación de la fractura radica en poder efectuar una buena planeación del comportamiento del yacimiento, así como para poder evitar la interferencia entre pozos.

Existen 3 tipos de fracturas: 1) horizontales, 2) verticales, y 3) inclinadas (Fig. 3.1), siendo las principales las horizontales y las verticales.

Las fracturas horizontales se presentan generalmente donde existen las siguientes condiciones:

- 1) Formación homogénea
- 2) La segregación gravitacional, es el tipo de empuje predominante y existen grandes canales con alta capacidad de drene.
- 3) Existe la inyección uniforme de fluido dentro de grandes áreas del yacimiento.
- 4) Se requieren múltiples fracturas para drenar varios estratos a la vez.

Por otra parte, las fracturas verticales se presentan generalmente bajo las siguientes condiciones:

- 1) Cuando se desea que la fractura facilite la inyección o el drene.
- 2) Cuando el fluido de inyección es distribuido apropiadamente en el intervalo productor.
- 3) Existen estratificaciones horizontales no permeables en el yacimiento productor.
- 4) Cuando se requieren varias fracturas de penetración considerable.

En algunas regiones la inclinación del plano de fractura depende de las condiciones geológicas y de la profundidad del --

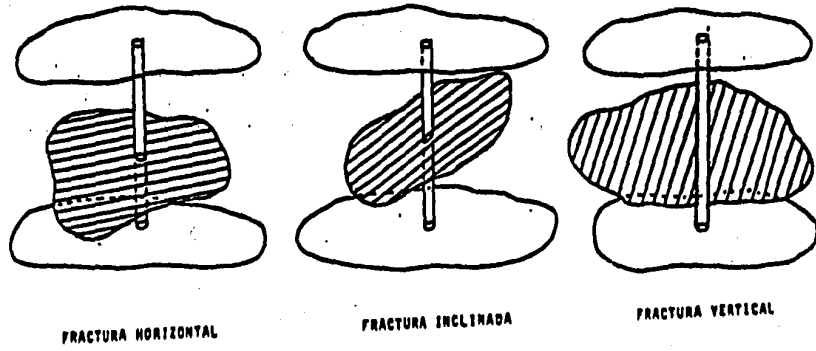


FIG. 3.1 TIPOS DE FRACTURAS

pozo; mientras que en otras, las fracturas en pozos poco profundos pueden ser orientadas vertical u horizontalmente dependiendo de la técnica de estimulación usada. En áreas donde se puede determinar la presencia de una fractura, la inclinación de ésta puede ser estimada con bastante precisión por medio de los datos de comportamiento del pozo después del fracturamiento.

Además, la obtención de datos como la presión de fondo y el gradiente de fractura puede ser útil para la planeación de otras fases del tratamiento de fractura, y más tarde en operaciones de recuperación secundaria.

3.4.- METODOS DE ORIENTACION Y COLOCACION DE LA FRACTURA

La profundidad y orientación a la cual una fractura es efectuada, en la mayoría de las veces es un factor importante para conseguir una máxima productividad y recuperación de aceite. Por ejemplo, en yacimientos con segregación gravitacional y que muestran un decremento en su producción, la colocación de una fractura horizontal en la base del intervalo productor, puede ampliar la vida económica del pozo. La conificación de agua o gas puede ser a menudo reducida con la colocación de fracturas horizontales en estratos apropiados de la formación.

Aunque es necesario escoger la mejor técnica para realizar fracturamientos selectivos o múltiples, es aún más importante tener una cementación efectiva entre los intervalos que van a ser tratados.

Se ha intentado, pero sin éxito, la colocación de fracturas horizontales en diferentes estratos de una misma formación, las fallas en estas operaciones han sido atribuidas erróneamente a defectos en las cementaciones o en el equipo mecánico de fondo; pero actualmente se sabe que los esfuerzos del yacimiento permiten inducir, la mayoría de las veces, fracturas verticales. Esto se cumple con mayor frecuencia en el caso de pozos profundos. Sin embargo, si fracturas verticales u horizontales son posibles y la separación de la formación a tratar puede ser lograda, se pueden seleccionar varias técnicas para el tratamiento selectivo de los diferentes estratos de la formación, esto muestra que el hecho de que una fractura sea iniciada en una dirección predeterminada no asegura que ésta continúe a través de la formación en la misma dirección, es decir, la fractura puede alterar su curso, dependiendo de los esfuerzos que ofrezca la roca.

A) CHORRO DEL LIQUIDO - ARENA

Este método es usado, la mayoría de las veces, para colocar fracturas horizontales en forma selectiva usando un chorro de arena y líquido con altos gastos recortando circunferencial-

mente la formación. Algunas fracturas son iniciadas con presiones de chorro bastante bajas, esta técnica en combinación con otros métodos puede ser usada en agujero abierto o en agujero ademado.

B) CARGAS EXPLOSIVAS

Este método consiste en utilizar cargas explosivas bien pulidas o lisas, para la colocación de las fracturas. Las cargas usadas efectúan cortes horizontales en forma de circunferencia en la formación. Estas cargas son diseñadas inicialmente para atravesar la tubería de revestimiento y además deben ser fácilmente recuperables; son generalmente ineficientes y raramente pueden cortar más de 2 pg. en formaciones de caliza dura o en formaciones de areniscas. La experiencia muestra que tienen poca eficiencia para colocar fracturas horizontales, además de que su limitada penetración y la gran cantidad de explosivos requeridos puede ser una dificultad para formar fracturas secundarias.

Existen también cargas para hacer cortes verticales y tratar con ello de colocar fracturas verticales; aunque este tipo de carga es más eficiente que las que efectúan cortes horizontales, su penetración es apreciablemente menor que la lograda mediante el método de chorro de arena - agua.

La densidad de disparos, en conjunción con operaciones de cementación forzada, fueron evaluados durante muchos años (1). Como resultado de esto se pudo perfeccionar este método para poder ser usado en la colocación de fracturas horizontales, tanto en agujero descubierto como ademado.

Cargas pulidas convencionales han sido usadas para tratar de colocar fracturas verticales, aunque estos experimentos no han sido reportados adecuadamente, se cree que es posible lograr colocar fracturas verticales en formaciones cuyos esfuerzos favorezcan a la colocación de este tipo de fracturas, además de que pruebas de campo y de laboratorio muestran que la colocación de fracturas, mediante este método, dependen tanto de los esfuerzos tectónicos en la formación como de la separación adecuada de los estratos que se vayan a tratar.

C) METODOS MECANICOS Y DE PENETRACION DE FLUIDOS

Los métodos mecánicos para la colocación de fracturas horizontales, han sido estudiadas tanto en el laboratorio como en el campo. Estos presentan desventajas entre las cuales las más importantes son sus altos costos y la limitada penetración que se logra en la formación.

Otra manera para colocar una fractura es mediante el uso -

de un fluido no penetrante para restringir la salida del fluido del pozo, además de que con el uso de un fluido penetrante se puede localizar y seleccionar la profundidad a la cuál se efectuará la fractura. La clave para la colocación de una fractura vertical u horizontal es una salida restringida de fluido en el plano y -- profundidad deseadas para debilitar la formación en la dirección deseada. En sí, la técnica de penetración de fluido puede ser -- usada solo si los esfuerzos de la formación in-situ son favorables para el tipo de fractura deseada.

3.5.- MECANISMO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación -- que permite aumentar considerablemente la producción de los pozos. El procedimiento consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica, denominado fluido fracturante, penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura (4).

La fractura se inicia y extiende en un plano normal a la -- dirección del mínimo esfuerzo. Se ha comprobado, por medio de registros de temperatura y empaque de impresión, que las fracturas son generalmente verticales.

La geometría de la fractura queda definida por su altura -- (H_f), su amplitud (W) y su radio de penetración (r_f). El corte -- transversal de la fractura es de apariencia elíptica, existiendo, para un radio de penetración dado, un valor máximo y un valor -- medio de la amplitud de la fractura. En la pared del pozo dicha -- amplitud tiene sus valores máximos, como se aprecia en la Fig. -- 3.2.

La consideración más importante en la selección de un fluido fracturante es su compatibilidad con la roca del yacimiento y sus fluidos. Si dicho flujo es incompatible puede dañar la formación y fracasar la estimulación. Además, el fluido fracturante debe -- permitir efectuar su inyección con bajas pérdidas de presión por fricción y su filtración a la formación debe ser mínima, a fin de confinarlo en su mayor parte dentro de la fractura.

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al -- terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo. Los sustentantes que se utilizan generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de -- nuez arredondados y perlas de vidrio de alta resistencia a la -- compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante, -- cuando la fractura en la pared del pozo es lo suficientemente -- amplia para permitir su introducción libremente, sin que se "arene"

el pozo. La velocidad de flujo de la lechada disminuye al penetrar ésta en la fractura, iniciándose la depositación del sustentante. La velocidad máxima que adquiere el sustentante, en su caída en el seno de un fluido, al igualarse la fracción con su peso, se define como velocidad final de asentamiento (v_g).

El sustentante se acumula en el fondo de la fractura, formando un banco que crece en longitud y en altura, (Fig. 3.3). A medida que la altura del banco aumenta, disminuye el área disponible al flujo de la lechada, aumentando su velocidad hasta alcanzar un valor que permite mantener en suspensión al sustentante, impidiendo su depositación y crecimiento del banco. La velocidad de la lechada que permite evitar la depositación del sustentante se define como velocidad de equilibrio (v_{eq}). En estas condiciones el sustentante se deposita a mayor distancia del pozo, incrementando la longitud del banco. La altura máxima del banco a la velocidad de equilibrio se denomina altura del banco en equilibrio (h_{eq}). El tiempo correspondiente a esta condición se define como el tiempo de equilibrio (t_{eq}).

El sustentante colocado en la fractura proporcionará y mantendrá, como ya se mencionó, un conducto altamente permeable para facilitar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo. Al terminar el tratamiento la formación presiona al sustentante y si éste no ha sido seleccionado adecuadamente, puede triturarse o incrustarse en la formación, disminuyendo la capacidad de flujo de la fractura.

Otro aspecto importante a considerar, en la mecánica del fracturamiento desde el punto de vista teórico; sobre esto Hubbert y Willis (4) demostraron que la orientación de una fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no puede controlarse por procedimientos mecánicos o hidráulicos. Los esfuerzos que actúan sobre la formación, pueden representarse por 3 esfuerzos normales entre sí, que son equivalentes al sistema de esfuerzos del cuál han sido derivados (Fig. 3.4).

Como la formación está saturada con fluidos a presión, constituye un sistema de esfuerzos roca-fluidos, el conjunto de esfuerzos existente en este sistema puede dividirse en dos esfuerzos parciales: 1) la presión que prevalece en el fluido y actúa sobre los componentes sólidos del sistema; y 2) un esfuerzo adicional que actúa exclusivamente sobre la parte sólida de la formación. El esfuerzo total es la suma de estos dos.

Si en estas condiciones se aplica localmente presión dentro de la roca, y se incrementa dicha presión, los esfuerzos en la matriz se reducirán igualmente en sus 3 direcciones principales. A medida que se reducen estos esfuerzos, el esfuerzo principal menor alcanzará un valor igual a cero y un incremento adicional en la

presión interna provocará el tensionamiento de la roca en esa dirección. Cuando se exceda la resistencia a la tensión de la roca, ésta se partirá a lo largo del plano perpendicular a su mínimo esfuerzo principal. La presión requerida para propagar la fractura será igual a la requerida para iniciarla, si se usa un fluido penetrante. Sin embargo, cuando el fluido usado es no penetrante (debido a sus propiedades de pérdida de filtrado o a la existencia de una zona dañada en la vecindad del pozo), se requerirá una presión adicional para iniciar la fractura como sucede cuando se perfora un pozo con lodo. En este caso existe interés en predecir la presión máxima que soportará la formación sin fracturarse, para no perder la circulación. La predicción del gradiente de fractura corresponde a la predicción requerida para iniciar la fractura. En los tratamientos de estimulación por fracturamiento, la presión que interesa es la requerida para propagar la fractura, presión que generalmente es menor que la anterior.

Aún no existe un procedimiento preciso para predecir la presión de iniciación de una fractura cuando se tiene una tubería de revestimiento cementada y perforada con disparos. Si estas perforaciones están taponadas, se tendrá una gran resistencia para iniciar la fractura.

La (Fig. 3.5) muestra variación de la presión registrada en la superficie, durante un tratamiento de estimulación por fracturamiento.

La presión instantánea de cierre es la presión medida inmediatamente después de parar las bombas y corresponde a la presión de inyección en la superficie a un gasto dado, desconectadas las pérdidas por fricción en la tubería y en las perforaciones, correspondientes a ese gasto. El valor de esta presión es un dato que se requiere para diseñar un fracturamiento.

Las ecuaciones siguientes se relacionan con la figura anterior y son útiles para diseñar los tratamientos por fracturamiento.

$$P_{wt} = P_{ts} + \Delta P_s - \Delta P_f - \Delta P_p = P_{ts} + \Delta P_s - (\Delta P_f + \Delta P_p) \dots (3.5)$$

Al suspender el bombeo ($i = 0$):

$$P_{ts} = P_i, \quad \Delta P_f \text{ y } \Delta P_p = 0 \dots (3.6)$$

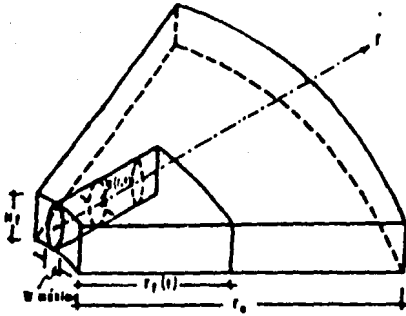


FIG. 3.2 : GEOMETRÍA DE LA FRACTURA CONSIDERADA EN EL MODELO MATEMÁTICO

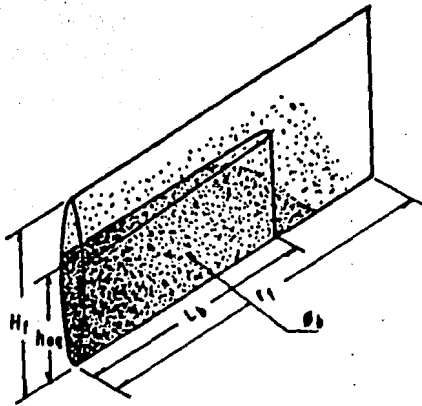


FIG. 3.3 : DISTRIBUCIÓN DEL AGENTE SUSTENTANTE EN UNA FRACTURA VERTICAL

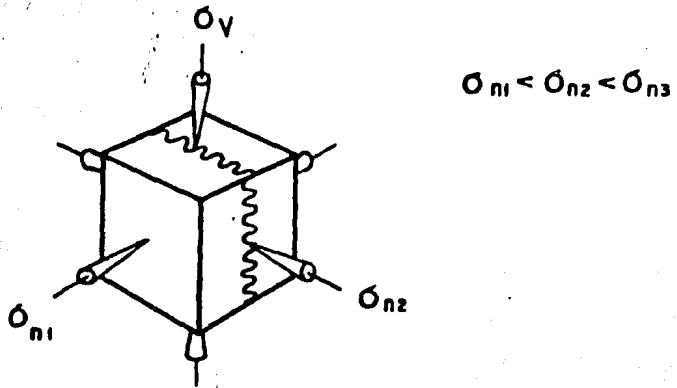


FIG. 3.4.- ESFUERZOS TRIAXIALES SOBRE LA ROCA

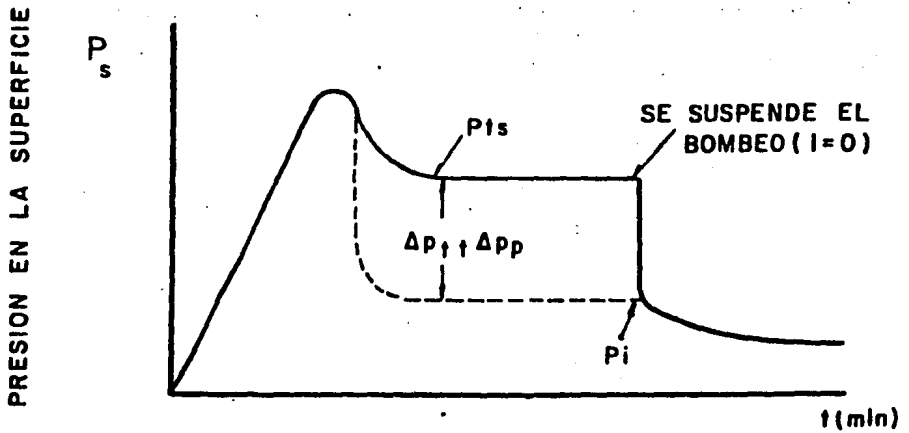


FIG. 3.5 - GRAFICA DE PRESION VS TIEMPO TIPICA DE UN FRACTURAMIENTO.

Sustituyendo en la ecuación (3.5):

$$P_{tw} = P_i + \Delta P_s \quad \dots(3.7)$$

De la (Fig.3.5) se observa que:

$$P_{ts} - P_i = \Delta P_f + \Delta P_p \quad \dots(3.8)$$

$$\therefore P_{ts} = P_i + \Delta P_f + \Delta P_p \quad \dots(3.9)$$

El gradiente de fracturamiento (FG), que interesa para diseñar los tratamientos, es:

$$FG = \frac{P_{tw}}{D} = \frac{P_i + \Delta P_s}{D} \quad \dots(3.10)$$

La presión de confinamiento o esfuerzo que tiende a cerrar la fractura es:

$$P_c = P_{tw} - P_r \quad \dots(3.11)$$

3.6.- GEOMETRIA DE LA FRACTURA

La geometría de la fractura durante el tratamiento queda definida por su altura, su longitud y su amplitud. Para predecir la geometría de una fractura estas dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante. La mayoría de los procedimientos de cálculo combinan las soluciones analíticas - de 3 problemas independientes que describen el desarrollo de la - - fractura cuando se resuelven simultáneamente. Esto incluye ecuaciones que describen lo siguiente:

a) La geometría de la fractura.- Estas ecuaciones relacionan la longitud y amplitud de la fractura con el volumen de la fractura, interviniendo el módulo de Young, la relación de Poisson para-

la roca de la formación, la presión en la fractura, y el esfuerzo de la formación que debe de vencerse para predecir la fractura.

b) Volumen de la fractura.- Las ecuaciones que relacionan el volumen del fluido perdido en la formación con las propiedades de la formación y el fluido, permiten predecir el volumen de la fractura, conocida como longitud.

c) Presión promedio dentro de la fractura.- La fuerza que mantiene abierta la fractura es generada por la resistencia al flujo fracturante a lo largo de la fractura. Esta presión se calcula usando una ecuación que relaciona el gradiente de presión con la viscosidad del fluido fracturante, la velocidad del fluido, y la longitud y amplitud de la fractura.

Para calcular la geometría de la fractura, las ecuaciones correspondientes (4), se resuelven simultáneamente, usando soluciones analíticas.

A continuación se indica el procedimiento de cálculo desarrollado por Geertsma y Klerk (4), que permite predecir con precisión razonable la geometría de la fractura sin utilizar una computadora.

Geertsman y Klerk (4) resolvieron simultáneamente las ecuaciones que relacionan:

- a) La relación de la amplitud de la fractura y la longitud de sus alas.
- b) La longitud de la fractura con las propiedades de la formación y el fluido fracturante. Para simplificar la solución de estas ecuaciones, los resultados fueron combinados y presentados en forma gráfica, como se muestra en la (Fig. 3.6). Esta gráfica relaciona la amplitud adimensional de la fractura, K_u , con tres parámetros dimensionales, que están definidos en las ecuaciones siguientes:

$$K_L = \frac{CLh}{i\sqrt{t}} \quad \dots (3.12)$$

$$K_u = \frac{C\sqrt{t}}{w_w} \quad \dots (3.13)$$

$$K_s = \frac{C \sqrt{t}}{v_{spt}} \quad \dots(3.14)$$

$$K_{nL} = 21.8 \left(\frac{i}{hc^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right) \quad \dots(3.15)$$

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo. Las variables y los datos de la formación son:

- Propiedad de la formación: Altura vertical de la fractura = 50 pie

- Módulo de Young = 6.45×10^6 lb/ pg².

Parámetros del tratamiento:

- Gasto = 10 lb/ min.

- Viscosidad del fluido = 60 cp.

- Pérdida del fluido inicial = 0.000935 pie.³/ pie².

- Coeficiente de pérdida del fluido = 0.002 pie / min^{1/2}.

Cálculo de los grupos adimensionales (deben usarse unidades-consistentes).

$$K_s = \frac{C \sqrt{t}}{v_{spt}} = \left[\frac{0.002 \text{ pie} / (\text{min})^{0.5}}{9.35 \times 10^{-4} \text{ pie}} \right] \sqrt{t (\text{min})} = 2.14 \sqrt{t} \quad \dots(3.16)$$

$$\frac{i}{h} = \frac{10 \text{ bl/ min}}{50 \text{ pie}} \times \frac{5.615 \text{ pie}^3}{\text{bl}} = 1.12 \frac{\text{pie}^2}{\text{min.}} \quad \dots(3.17)$$

$$\mu = 60 \text{ cp} \times 6.72 \times 10^{-4} \frac{\text{lbm}}{\text{pie seg} - \text{cp}} \times 60 \frac{\text{seg}}{\text{min}}$$

$$\mu = 2.42' \frac{\text{lbm}}{\text{min-pie}} \quad \dots(3.18)$$

$$E = 6.45 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \times 4.63 \times 10^3 \frac{\text{lbm}}{\text{pie} - \text{lb/pg}^2 \text{seg}^2} \times (60)^2 \frac{\text{seg}^2}{\text{min}^2}$$

$$E = 1.08 \times 10^{14} \frac{\text{lbm}}{\text{pie} - \text{min}^2} \quad \dots(3.19)$$

$$K_{nL} = 21.8 \left[1.12 \frac{\text{pie}^2}{\text{min}} \times \frac{1}{0.002 \text{ pie/min}^{1/2}} \right]^3 \times$$

$$\left[\frac{2.42 \text{ lbm-pie-min}^2}{\text{min-pie} \times 1.08 \times 10^{14} \text{ lbm}} \frac{1}{t} \right],$$

$$K_{nL} = \frac{2.18 (2.22 \times 10^{16}) (2.25 \times 10^{-14})}{t} = \frac{1.08 \times 10^4}{t} \quad \dots(3.20)$$

Donde t está ahora en minutos.

Rearreglando las ecuaciones (3.12) y (3.13), la longitud de la fractura y su amplitud pueden relacionarse con K_L y K_u , mediante las ecuaciones (3.21) y (3.22).

$$L = K_L \frac{i \sqrt{t}}{hc}$$

$$= 1.12 \frac{\text{pie}^2}{\text{min}} \times \frac{1}{0.002 \text{ pie}/\text{min}^{0.5}} K_L \sqrt{t}$$

$$L = 560 K_L \sqrt{t} \text{ , pie.} \quad \dots(3.21)$$

$$W_W = \frac{c \sqrt{t}}{K_u}$$

$$W_W = 12 \text{ pg/pie} (0.002 \text{ pie}/\text{min}^{0.5}) \frac{\sqrt{t}}{K_u}$$

$$W_W = \frac{0.024 \sqrt{t}}{K_u} \text{ , pg} \quad \dots(3.22)$$

La geometría de la fractura, en función del tiempo, se determina:

a) Sustituyendo el tiempo de interés, en las ecuaciones (3.10) y (3.20).

b) Entrando en la (Fig. 3.6) con los valores calculados de -- K_B y K_L .

c) Leyendo los valores de K_u y K_i .

- d) Calculando la amplitud y la longitud de la fractura con las ecuaciones (3.21) y (3.22). Estos cálculos se resumen en la Tabla siguiente para tiempos de 15, 30, 45 y 60 min. Los valores calculados de la amplitud y la longitud de la fractura pueden graficarse contra el tiempo, en un papel-doble logarítmico, para obtener la predicción continúa de la geometría de la fractura.

3.7.- DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Los métodos que se emplean para el diseño y predicción de resultados de un fracturamiento hidráulico se han derivado de la combinación: 1) la teoría del mecanismo del proceso; 2) los estudios de laboratorio y 3) el análisis de resultados obtenidos en innumerables fracturamientos. El método de diseño presentado aquí se ha desarrollado a partir de diversos modelos matemáticos, que representan varias fases del desarrollo. Las ecuaciones que constituyen estos modelos están basados en ciertas suposiciones, inherentes del método. En el apéndice A se enlistan dichas suposiciones.

En algunos casos los resultados que se obtengan en una aplicación de campo pueden diferir ligeramente de los calculados. Esto se debe a 3 causas principales:

- 1) El modelo matemático utilizado está formado por modelos parciales basados en ciertas suposiciones;
- 2) Los valores de los parámetros y de las variables utilizadas en los cálculos no pueden obtenerse con precisión absoluta, ya que en realidad presentan una distribución de probabilidad;
- 3) Las condiciones de operación en el campo, pueden diferir de las establecidas en el diseño.

A) CALCULO DE LOS DATOS BASICOS

Coefficiente Total del Fluido Fracturante, C_{Tff}

Este coeficiente es el único parámetro que indica la efectividad de un fluido fracturante. Fue introducido por Howard y Fast (4), refiriéndolo al efecto de la pérdida del fluido hacia la formación por las caras de la fractura. Esta pérdida es controlada por 3 tipos de mecanismos.

El primer mecanismo se refiere al efecto combinado de la viscosidad del fluido fracturante y la permeabilidad efectiva de la formación al mismo. Para cuantificar este efecto, se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_1 = 0.0469 \frac{k_{ff} (p_t - p_{ws}) \phi e}{1000 \mu_{ff}} \dots (3.23)$$

La permeabilidad efectiva al fluido fracturante, k_{ff} , debe obtenerse directamente en el laboratorio. Si no se dispone de los medios necesarios para esta determinación, puede estimarse su valor como propone Smith ⁽⁹⁾, corrigiendo la permeabilidad al aire por un factor de 0.6.

La porosidad efectiva, ϕ_e , se obtiene con la expresión:

$$\phi_e = \phi [1 - S_{or} - S_{wr}] \quad \dots(3.24)$$

El segundo mecanismo tiene lugar cuando los efectos de la viscosidad y de compresibilidad de los fluidos del yacimiento son los que controlan la pérdida del fluido fracturante. La ecuación utilizada para el cálculo de este coeficiente de pérdida de fluido es:

$$C_2 = 0.0374 (p_t - p_{ws}) \sqrt{\frac{K_r \phi C_t}{1,000 \mu_r}} \quad \dots(3.25)$$

En esta ecuación, K_r , C_t y μ_r se determinan con las siguientes expresiones:

$$K_r = \frac{(S_o - S_{or}) K_o + (S_w - S_{wr}) K_w + S_g K_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g} \quad \dots(3.26)$$

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad \dots(3.27)$$

$$\mu_r = \frac{(S_o - S_{or}) \mu_o + (S_w - S_{wr}) \mu_w + S_g \mu_g}{(S_o - S_{or}) + (S_w - S_{wr}) + S_g} \quad \dots(3.28)$$

La utilización de aditivos para evitar la pérdida del fluido, origina un tercer mecanismo que controla dicha pérdida. La evaluación de este efecto se basa en pruebas de laboratorio. De éstas, se obtiene una gráfica de volumen de filtrado contra la raíz cuadrada del tiempo de flujo. Esta gráfica generalmente es una recta y se ha demostrado que:

$$C_{3exp} = \frac{0.0164 m}{a} \dots (3.29)$$

El valor de C_{3exp} puede corregirse, de condiciones experimentales a reales, utilizando la siguiente ecuación:

$$C_3 = C_{3exp} \sqrt{\frac{(p_t - p_{ws}) K_{ff} T_y}{\Delta p_{exp} K_{exp} T_{exp}}} \dots (3.30)$$

La prueba experimental de la que se obtiene el valor de C_3 , debe efectuarse siguiendo los lineamientos propuestos por Howard y Fast (4).

En un tratamiento de fracturamiento, los mecanismos mencionados, que dan origen a las ecuaciones (3.23), (3.25) y (3.30) - - - actúan simultáneamente, en tal forma que la combinación de los mismos se complementa para incrementar la efectividad del fluido. Sin embargo, la ecuación en que se utiliza este concepto, para el - - - cálculo del área de la fractura, considera aisladamente cada mecanismo; por lo que se selecciona, como coeficiente total del fluido fracturante, C_{Tff} , el menor valor obtenido de los 3 coeficientes - (C_1, C_2, C_3) . En el caso de no disponer de datos suficientes para calcular los coeficientes C_1 y C_2 , el valor que se considera es el determinado experimentalmente.

Densidad de la Mezcla Fluido Fracturante - Agente Sustentante, ρ m.

Este parámetro, utilizado para determinar el número de - - - Reynolds en la fractura y en los cálculos hidráulicos, se obtienen de la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \frac{\rho_{ff} + c_g}{1 + \frac{c_g}{\rho_s}} \quad \dots(3.31)$$

te, μ Viscosidad de la Mezcla Fluido Fracturante - Agente Sustentante, μ

Se utiliza para determinar las dimensiones de la fractura y para el cálculo hidráulico. Su valor se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\mu_m = 1 + \frac{c_g}{\rho_s} \quad \dots(3.32)$$

B) VOLUMEN INICIAL DE INYECCION

En la etapa inicial de un tratamiento por fracturamiento se bombea contra la formación fluido fracturante sin sustentante. La presión de inyección debe ser lo suficientemente alta para provocar la falla de la roca y obtener así una fractura.

Una vez iniciada la fractura, la inyección del fluido fracturante amplía sus dimensiones. El volumen de fluido que se inyecta en esta etapa, debe aumentar la amplitud de la fractura en la pared del pozo, lo suficiente para permitir la libre entrada de la mezcla fluido fracturante - agente sustentante, sin que se "arene" el pozo. En el método de diseño se considera que la amplitud mínima de la fractura (W_1), requerida para evitar problemas de este tipo, debe ser igual a 3 veces el diámetro máximo del agente sustentante (4).

El cálculo del volumen necesario del fluido fracturante, libre del sustentante, se hace por ensayo y error. Se supone un tiempo de inyección inicial y se calcula con la ecuación desarrollada por R.D. Carter (4), el radio de penetración de la fractura;

$$r_f = \frac{q_1 W_1}{301.59 H_f (C_{Tff})^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + 1.28 x (-1) \right] \quad \dots(3.33)$$

donde:

$$ix = \frac{24 C_{Tff} \sqrt{\pi t}}{W_1} \quad \dots(3.34)$$

siendo:

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^{\infty} e^{-t^2} dt \quad \dots(3.35)$$

Conocida como función error complementaria.

El valor de H_f se estima considerando la presencia y posición de barreras en el intervalo por fracturar. En general se considera que la altura de la fractura es igual al espesor de la formación.

A continuación se calcula la amplitud de la fractura, en función del valor r_f , obtenido con la ecuación (3.33). Para ello se utilizan las siguientes expresiones desarrolladas por Perkins y Kern (4).

- Para el flujo laminar en la fractura:

$$W_c = 0.38 \left[\frac{q_i \mu_{ff} r_f}{5.615 E} \right]^{0.25} \quad \dots(3.36)$$

- Para flujo turbulento en la fractura:

$$W_c = 0.60 \left[\frac{q_i S G_{ff} r_f}{(5.615)^2 H_f E} \right]^{0.25} \quad \dots(3.37)$$

Las ecuaciones (3.36) y (3.37) se utilizan para fluidos - -

Newtonianos. Para fluidos no Newtonianos se emplea la siguiente ecuación, para el caso de flujo laminar:

$$W_c = 12 \left[\left(\frac{2}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \right. \\ \left. \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \left(\frac{q_i^{n'} K_{rf} H_f (1 - n')}{5.61^{n'} E} \right) \right]^{\frac{1}{2n' + 2}} \dots (3.38)$$

n' y K' son las constantes reológicas del fluido que interviene en el modelo matemático empírico conocido como Ley de Potencias (4). Los valores n' y K' pueden determinarse con un viscosímetro Fann (4).

Si el valor de W_c es diferente a W_1 , se supone otro tiempo de inyección y se calcula otro valor r_f , con el que se obtiene otra W_c . Este proceso se repite hasta que el valor de W_c sea igual a W_1 . Para el tiempo en que W_c resulta igual a W_1 , se calcula, con el gasto de inyección, el volumen inicial de fluido fracturante, sin sustentante, necesario para crear una amplitud de fractura, en la pared del pozo, suficiente para permitir la entrada del sustentante.

C) CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA DURANTE EL TRATAMIENTO.

Las dimensiones de la fractura a condiciones dinámicas, es decir, su penetración y su amplitud durante el tratamiento, difieren de las dimensiones finales de la fractura sustentada. Esto se debe al asentamiento del sustentante en la fractura. Sin embargo, las dimensiones dinámicas sirven para calcular la geometría de la fractura sustentada.

En el diseño considerado (4) se emplean las mismas ecuaciones establecidas en la sección anterior. Solo que el punto de partida en los cálculos, para este caso, es el volumen total del fluido fracturante, previamente fijado. Con este volumen y el gasto de inyección se obtiene el tiempo total de inyección del fluido fracturante. Con este tiempo y suponiendo una amplitud de fractura,

se calcula su radio de penetración, ecuación (3.33), con el cuál y mediante las ecuaciones (3.36), (3.37) o (3.38), se determina la amplitud correspondiente. Este valor se compara con el supuesto de la amplitud de la fractura. En el caso de que estos valores no sean iguales, se supone una nueva amplitud. Los cálculos se repiten hasta que la amplitud calculada sea igual a la supuesta. En esta forma se obtienen los valores de la amplitud y el radio de penetración de la fractura durante el tratamiento.

D) DIMENSIONES DE LA FRACTURA SUSTENTADA

Se considera que únicamente la fractura sustentada permanece abierta al flujo después que la presión hidráulica del tratamiento ha sido liberada. De aquí la necesidad de determinar las dimensiones de la fractura sustentada. Este cálculo se basa en un modelo matemático, obtenido a partir de estudios experimentales sobre la distribución de agentes sustentantes en fracturas verticales simuladas. El procedimiento de cálculo está basado en los lineamientos indicados por Babock, Prokop y Khle (4), y comprende la determinación de:

a) El coeficiente de correlación de arrastre:

$$C_{D_{ep}}^R = \frac{2.14 \times 10^8 D_p^3 \rho_{ff} (\rho_s - \rho_{ff})}{\mu_{ff}^2} \dots (3.39)$$

Si se utiliza en el tratamiento un fluido No Newtoniano no debe emplearse en esta ecuación, en lugar de ρ_{ff} , la pseudoviscosidad, definida como la relación del esfuerzo de corte correspondiente a una velocidad de corte de 1 seg.^{-1} .

b) El número de Reynolds de la partícula, R_{ep} . Su valor se obtiene en función de la raíz cuadrada del coeficiente de correlación de arrastre. (4)

c) La velocidad final de asentamiento del sustentante.

$$V_s = \frac{0.1292 \times 10^{-3} R_{ep} \mu_{ff}}{\rho_{ff} D_p} \dots (3.40)$$

d) la velocidad de la mezcla arriba del banco en equilibrio

- Para flujo turbulento:

$$V_{eq} = \left(\frac{U_{weq}}{0.2} \right)^{1.143} \left(\frac{15482 W \rho_{ff}}{\mu_{ff}} \right)^{0.143} \left(\frac{\rho_m}{8.345 \rho_{ff}} \right)^{0.571} \dots (3.41)$$

- Para flujo laminar:

$$V_{eq} = (0.289 U_{weq})^2 \left(\frac{1.855.04 W \rho_m}{\mu_{ff}} \right) \dots (3.42)$$

En estas ecuaciones U_{weq} es la "velocidad de fricción", se calcula con la siguiente ecuación:

$$U_{weq} = \frac{v_s}{0.054 \left[R_{ep} \sqrt{2 W/D_p} \right]^\beta} \dots (3.43)$$

Donde: $\beta = 0.5$ para fluidos Newtonianos
 y $\beta = 0.7$ para fluidos no Newtonianos.

e) La altura del banco de agente sustentante en la fractura a condiciones de equilibrio.

$$h_{eq} = H_f - \frac{0.09973 q_i}{W v_{eq}} \quad \dots(3.44)$$

f) La constante de formación del banco k^- . Esta constante - permite obtener la velocidad de despositación del agente, cuando - ésta es menor que la velocidad de equilibrio. Se utiliza para de- - terminar el tiempo necesario para alcanzar la altura del banco a - condiciones de equilibrio. Su valor se calcula con la ecuación:

$$k^- = 0.216 \left(\frac{0.1198 C}{\rho_s} \right)^{0.12} \left(\frac{\rho_{ff}}{\rho_s - \rho_{ff}} \right)^{0.45} \left(\frac{h_{eq}}{H_f - h_{eq}} \right)^{0.19} \left(\frac{v_s}{v_{eq}} \right)^{0.86} \quad \dots(3.45)$$

g) El tiempo necesario para alcanzar el equilibrio, t_{eq} . - Si este tiempo es mayor que el tiempo disponible de inyección de - la mezcla, se calcula para este tiempo, la altura, h_f , del banco, - aún cuando no se alcanzan las condiciones de equilibrio.

El tiempo de equilibrio se determina con la siguiente - - - ecuación:

$$t_{eq} = \frac{0.95 + 3 \left(\frac{H_f h_{eq}}{h_{eq}} \right) (H_f - h_{eq}) (h_{eq}) (W)}{6 k^- q_i} \quad \dots(3.46)$$

h) La longitud de la fractura sustentada, L_b . Esta longitud corresponde a la del banco de arena en la fractura y se calcula con la siguiente ecuación:

$$L_b = \frac{0.71894 V_{fm} c_g}{\int_s h_f W (1 - \phi_b)} \dots (3.47)$$

3.8.- INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD

El incremento de productividad se obtiene a partir de la -- relación de los índices de productividad del pozo, después y antes del fracturamiento (J/J_o). La dterminación de esta relación es -- esencial para establecer el análisis económico de un tratamiento -- por fracturamiento. El incremento de productividad depende princi-- palmente de la capacidad de flujo de la fractura, de las dimensio-- nes de fractura, del espesor de la formación, del radio de drene -- del pozo, de la permeabilidad de la formación y del radio del pozo-- (4).

La capacidad del flujo de la fractura, $k_f W$, es la permeabili-- dad de la fractura sustentada multiplicada por su amplitud. Su valor depende de las características de la formación y del agente susten-- tante, de las presiones de confinamiento y de la concentración del -- sustentante en la fractura. El único procedimiento que garantiza una determinación confiable de la capacidad del flujo de la fractura es-- mediante pruebas de laboratorio que simulen condiciones de la frac-- tura en el yacimiento. Además, estas pruebas permiten seleccionar el sustentante que proporcione la mayor capacidad del flujo. En caso de carecer de los medios requeridos para su evaluación experimental, se puede obtener este parámetro mediante correlaciones, como las presen-- tadas por Dunlop (4), Raymond (4) o las contenidas en la referencia.

La amplitud y la altura de la fractura sustentada se obtiene como previamente se indicó. Los otros parámetros de que depende el -- incremento de la productividad son datos.

La relación de índices de productividad, J/J_o , se determina-- a partir de expresiones matemáticas derivadas de modulos electrolíti-- cos (4).

Estas ecuaciones son:

$$X = \frac{5 X_f W h_f}{\pi K_o H_f} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \frac{\sqrt{10}}{\sqrt{A}} \quad \dots (3.48)$$

Para el caso en que $0.1 < x < 3$:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{B}{C} \left\{ 0.785 \left[\tan(1.83 \frac{L_b}{r_e} - 1.25) + 4.28 \right] - C \times D \right\} + D \quad \dots (3.49)$$

si $x > 3$:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{F [\tan(Y+Z) - \tan Z]}{C} + 1 \quad \dots (3.50)$$

En estas ecuaciones:

$$B = \frac{3.334 X - 0.334}{9.668} \quad \dots (3.51)$$

$$C = 0.08 \frac{H_f}{h_f} + 0.92 \quad \dots (3.52)$$

$$D = 1 + 0.75 \frac{h_f}{H_f} \quad \dots (3.53)$$

$$F = 4.84 X^{-2} - 6.40 X^{-1} + 2.38 \quad \dots (3.54)$$

$$Y = (2.27 - 1.32 X^{-1}) \frac{L_b}{r_e} \quad \dots(3.55)$$

$$Z = 1.24 X^{-2} - 1.64 X^{-1} - 0.84 \quad \dots(3.56)$$

Quando la formación por fracturar está dañada, la relación de productividad se calcula con las expresiones desarrolladas por -- Raymond (4). Cuando el pozo ha sido previamente fracturado, el valor obtenido de J/J_0 se corrige, de acuerdo con el criterio propuesto -- por Martin (4).

3.9.- CALCULO HIDRAULICO

El cálculo hidráulico comprende la estimación de la presión de inyección necesaria en el cabezal del pozo para efectuar el tratamiento; en el caso de que esta presión exceda la presión permisible en las conexiones superficiales y tuberías, el diseño correspondiente se excluye. Si la presión superficial resulta menor o igual a la permisible, se obtiene la potencia hidráulica necesaria para efectuar el tratamiento. El cálculo de esta potencia es necesario para la -- evaluación económica del diseño.

En el cálculo hidráulico se consideran los casos siguientes: 1) tratamiento de la tubería de producción o la de revestimiento, -- 2) tratamiento por el espacio anular y 3) tratamiento por el espacio anular y por la tubería de producción. Los cálculos pueden efectuarse para fluidos fracturantes Newtonianos o No Newtonianos. La presión superficial requerida para efectuar el tratamiento se obtiene con la siguiente ecuación (4):

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p - \Delta P_s \quad \dots(3.57)$$

La presión de tratamiento, P_t , se estima o calcula con el -- "gradiente de fracturamiento" de la formación en el área donde se -- localiza el pozo.

La caída de presión por fricción a través de la tubería, se -- determina con la siguiente ecuación:

$$\Delta p_f = \frac{f D f_m v^2}{2.8 (d_o^2 - d_i^2)} \quad \dots(3.58)$$

En esta ecuación, f , es el factor de fricción de Fanning que se obtiene en función del Número de Reynolds. Este factor puede determinarse de la correlación presentada en la (Fig.3.7).

La pérdida de presión por fricción a través de las perforaciones se calcula con la expresión (4):

$$\Delta p_p = \frac{0.00836 f_m q_i^2}{d_p^4 N_p^2} \quad \dots(3.59)$$

Finalmente la presión hidrostática se obtiene con la ecuación (4):

$$p_s = 0.1706 f_m D \quad \dots(3.60)$$

Una vez obtenida la presión superficial, el programa verifica si su valor es inferior al de la presión máxima permisible y si se tiene este caso, se procede al cálculo de la potencia hidráulica necesaria, mediante la expresión (4):

$$Hh = 0.00436 p_s q_i \quad \dots(3.61)$$

En caso contrario el diseño correspondiente se desecha.

3.10.- FRACTURAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS

La probabilidad de éxito en el fracturamiento de pozos profundos depende en gran medida de una adecuada planeación del tratamiento, así como de buenos programas de perforación y terminación. -

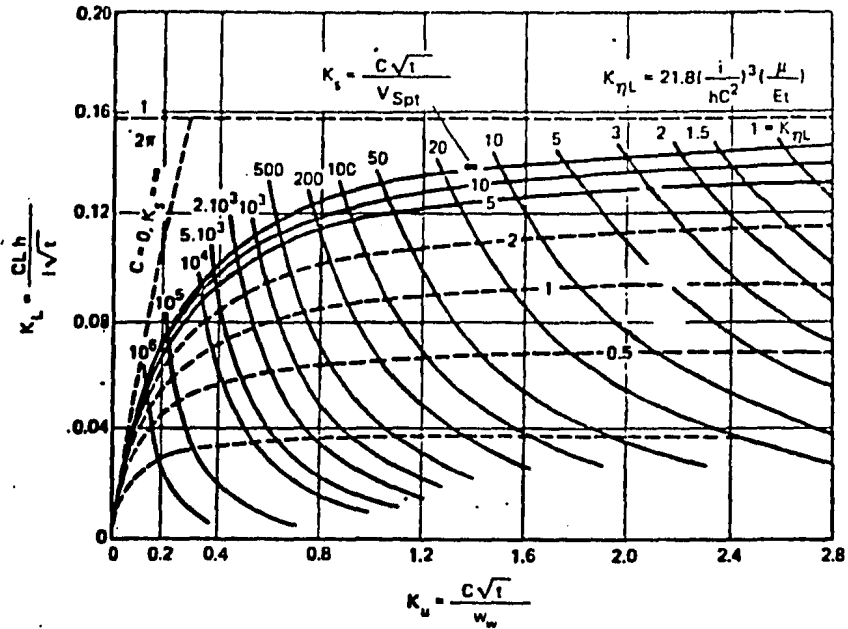


FIG. 3.6 - RELACIONES ADIMENSIONALES PARA FRATURAS VERTICALES.

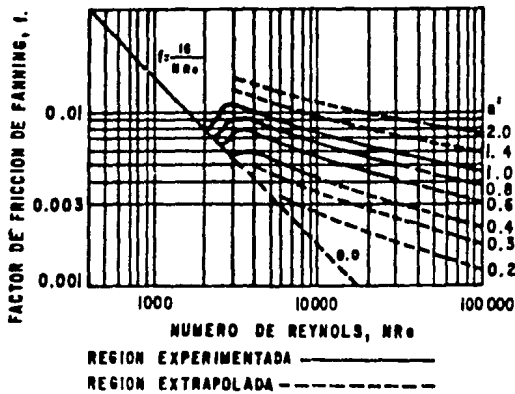


FIG. 3.7 - FACTOR DE FRICCIÓN PARA FLUIDOS NO-NEWTONIANOS

En algunos casos la formación seleccionada para el tratamiento es -- perforada extensivamente y se establece comunicación con otras formaciones no-productivas y esto hace que la iniciación de la fractura -- en la zona deseada sea imposible. En otros casos, la instalación de empacadores permanentes o de una mala selección del programa de tubería, puede ser una seria limitante para el gasto de inyección y -- con eso decrece la posibilidad de éxito del tratamiento de fractura.

A) FACTORES QUE AFECTAN A UN TRATAMIENTO POR FRACTURAMIENTO-HIDRAULICO.

El tipo de formación es un factor importante en la selección del tipo de fluido fracturante y del material sustentante a usar en el tratamiento de fractura. Si la formación es ácido-base puede ser usado para crear la fractura e inclusive para transportar el material sustentante. La dureza de la formación o la habilidad de la roca para evitar la incrustación del sustentante, son otros factores -- que afectan a un fracturamiento hidráulico.

La capacidad de la fractura requerida para lograr la productividad pre-determinada después del fracturamiento, es influenciado -- tanto por la fuerza del agente sustentante, como por la capacidad de éste para moverse fuera del pozo, es decir, dentro de la formación.

Cáscaras de nuez, albaricoque, o esferitas de plástico pueden ser usadas como agentes sustentantes, la densidad de estos es -- aproximadamente solo el 50% de la del vidrio o arena. Estos materiales ligeros son, por tanto, transportados más fácilmente a través de la fractura mediante el fluido fracturante y depositados más uniformemente dentro de la fractura. Sin embargo, si se usa vidrio, el cual es más resistente que las cáscaras de nuez, la capacidad de la fractura y la productividad después de la fractura son afectadas ligeramente, si una concentración óptima del sustentante no es conseguida.

Establecer un gasto de inyección adecuado es otro importante problema en las operaciones de fracturamiento en pozos profundos. Si el gasto de inyección es menor que un valor crítico, el agente sustentante puede no entrar en la fractura y acumularse en el pozo, cubriendo las perforaciones, y de este modo formando una especie de -- "cedazo de arena". En este caso el tratamiento puede darse por terminado. En otros casos, el gasto de inyección no puede exceder el -- gasto al cual el fluido es aceptado por la formación, así que el -- tratamiento se suspende y el sustentante se acumula en el pozo.

B) GASTOS DE INYECCION

La restricción de los gastos de inyección en pozos profundos, es debida básicamente a las altas presiones de fondo requeridas para iniciar y extender la fractura.

Este requerimiento de una alta presión de fondo se debe a las caídas de presión por fricción, tanto en el sistema de bombeo como en las tuberías.

El peso de la columna de fluido fracturante, interviene de manera importante en el propósito de lograr la ruptura de la formación, en combinación con la presión aportada por las bombas o presión de inyección. La presión de inyección no debe de sobrepasar la presión de trabajo de la tubería de revestimiento, para esto se usan procedimientos como lo es el aislar la tubería de revestimiento de presiones mediante un empacador. Por otro lado la instalación de diámetros pequeños de tubería de producción restringe, en gran medida, el gasto al cual el fluido fracturante puede ser bombeado. La presión requerida para bombear el fluido fracturante a través de la tubería de producción o de la tubería de revestimiento, se incrementa directamente con la profundidad del pozo; por tanto, en pozos profundos un gran porcentaje de los caballos de fuerza (Hp) disponibles de la bomba, son requeridos para compensar las caídas de presión por fricción, resultando con esto bajo gasto de bombeo.

Existen varias soluciones para resolver el problema de las caídas de presión en las tuberías. Una técnica es el uso de un aditivo que reduce en un 50 - 70% las caídas de presión por fricción. Una segunda técnica es la incorporación de una válvula de circulación en la tubería de producción, para que el fluido fracturante sea inyectado simultáneamente por la tubería de producción y por el espacio anular tubería de producción-tubería de revestimiento después de que la fractura es iniciada. La válvula de circulación puede ser exitosamente usada en el tratamiento de pozos a profundidades de 14,000 pie. y los resultados de estos tratamientos muestran claramente que el gasto de bombeo puede ser incrementado de 2-4 veces más, que cuando se usa el aditivo de reducción de fricción.

Otra técnica que puede ser usada para resolver el problema de la caída de presión, es inyectar, en el fluido bombeado por la tubería de producción, todo el sustentante que puede ser requerido para el tratamiento de fractura.

C) HIDRAULICA

Quando son bombeados líquidos a altos gastos y presiones a través de las tuberías, es importante que la hidráulica sea bien planeada. Esto se hace para determinar si un gasto bastante alto puede ser alcanzado para manejar la concentración necesaria de material sustentante que pueda cubrir nuestras necesidades.

D) EL NITROGENO Y BIOXIDO DE CARBONO

Los gases son una gran ayuda para los tratamientos de estimulación y son usados desde hace muchos años ⁽¹⁾. Esta técnica con-

siste en la inyección de gas natural dentro de la formación, junto con un líquido químico, para mejorar la productividad del pozo.

El uso de nitrógeno líquido o dióxido de carbono, en conjunción con los tratamientos de fracturamiento, son de gran ayuda para aumentar la producción especialmente en yacimientos con baja -- presión de fondo. Los resultados obtenidos mediante el empleo de -- estas técnicas es bastante alentador, pues en el 75% de los tratamientos, los fluidos de estimulación son regresados a la superficie sin el uso de ayudas mecánicas.

Las diferentes propiedades físicas y químicas del dióxido de carbono y del nitrógeno, hacen que ambas tengan aplicaciones -- específicas, por ejemplo el nitrógeno es mejor cuando los gastos -- de inyección son bajos y cuando el control del volumen inyectado -- es crítico. En cambio, el dióxido de carbono es útil cuando los -- gastos de inyección son altos, además de que las propiedades físicas del dióxido de carbono lo hacen muy manejable.

El dióxido de carbono puede usarse junto con agentes espumantes para remover los fluidos de la formación, además puede reducir el hinchamiento de arcillas.

3.11.- ANALISIS ECONOMICO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

En todo diseño de un fracturamiento, deben distinguirse 2 -- aspectos de suma importancia: el técnico y el económico. En las -- secciones anteriores se ha tratado el primer aspecto, en esta -- sección se tratará la fase económica. 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 está basado en la determinación de 5 factores de evaluación (4), -- que son:

- 1.- Costo del tratamiento
- 2.- Índice del costo
- 3.- Ganancia
- 4.- Período de cancelación
- 5.- Período de restitución

En el apéndice B se define cada uno de estos conceptos.

Los cálculos que se incluyen en la evaluación, económica se basan en las consideraciones siguientes:

- a) La declinación del pozo es de tipo exponencial
- b) La recuperación total del pozo antes y después del fracturamiento es la misma.

Con estas consideraciones, se determina el rendimiento económico obtenible de un fracturamiento. Este rendimiento se obtiene descontando el costo del tratamiento al valor actual del ingreso adicional proporcionado por efectos del incremento en el ritmo de producción. La estimación de los costos del tratamiento está basada en datos obtenidos del campo, de compañías de servicio o bien de la referencia (4).

El índice del costo se determina con el costo del tratamiento y la relación de productividad obtenida para el diseño analizado.

Con los datos de producción antes del fracturamiento y a condiciones de abandono, se calcula el ingreso obtenible sin estimular el pozo. Con el incremento de productividad determinado, se calcula el ingreso que se obtiene considerando la estimulación. Estos ingresos se determinan con la siguiente expresión (4):

$$I = \frac{\alpha q(1 - e^{-(b + j) T})}{b + j} \dots (3.62)$$

La diferencia entre los ingresos anteriores, proporciona el ingreso debido al incremento de productividad del pozo como consecuencia del fracturamiento. La ganancia queda determinada por la diferencia entre el ingreso adicional y el costo del tratamiento.

A continuación, utilizando la ecuación anterior, se determinan los tiempos para los cuales los ingresos se igualan con los costos. El primero, considerando la producción total, proporciona el período de restitución y el segundo, considerando la diferencia de producción total menos la producción obtenible sin estimular el pozo, da el período de cancelación.

3.12.- OTROS TIPOS DE FRACTURAMIENTO

Dentro de las técnicas de fracturamiento para la estimulación de pozos petroleros, existen algunos que por su uso más especializado se pueden denominar "TECNICAS ESPECIALES DE FRACTURAMIENTO", entre las cuales se encuentran:

- A) Tratamiento por etapas
- B) Entrada limitada
- C) Pseudo entrada limitada
- D) Fracturamiento con espumas

A) TRATAMIENTO POR ETAPAS

Los tratamientos de este tipo se usan para remover el daño ocasionado en la vecindad del pozo. Se usan volúmenes pequeños de ácido (50 - 200 galones por pie de intervalo), inyectados a gastos altos. Las fracturas creadas serán solo de unos cuantos pies, y el incremento de productividad corresponderá al obtenible por la remoción del daño.

El pozo se trata con un volumen determinado de ácido, seguido de algún material que desvía el fluido del intervalo ya fracturado hacia otra zona. El tratamiento se efectúa usando el mismo -- volumen en cada etapa, separando las etapas con bolas selladoras -- o material desviador. Después de cada etapa se debe inyectar una -- cantidad suficiente de bolas o del agente desviador para obturar -- las perforaciones en un intervalo. Generalmente el volumen de -- ácido que se utiliza es de 50 - 200 gal/pie del intervalo total.

Por ejemplo, si un pozo va a ser terminado en una formación carbonatada de 500 pie de espesor, en la que los registros muestran 5 zonas con espesor promedio de 25 pie, se puede seguir la -- técnica siguiente: 1) revista el pozo y perfore cada intervalo con 10 cargas; 2) diseñe el tratamiento de estimulación para una zona -- promedio y bombee 5 etapas iguales separadas por bolas (o el agente desviador). El daño puede removerse con un diseño similar al -- siguiente:

PASO 1.- Inyectar 2,500 gal (100 gal/pie x 25 pie) de HCl -- al 15% al máximo gasto permisible (sin exceder la -- presión superficial límite). Durante los últimos -- 1,500 galones lance una bola cada 150 galones (10 -- bolas en total).

PASO 2.- Se repite el PASO 1 hasta llegar al paso 4.

PASO 5.- Repita el paso 1 iniciando el lanzamiento de las -- bolas después de inyectar 1,000 galones y deje --- caer una bola por cada 300 galones (total 5 bolas).

PASO 6.- Sobredesplace con 500 galones de un fluido apropia -- do.

PASO 7.- Ponga a producir el pozo.

B) ENTRADA LIMITADA

Para tratar más de un intervalo disparado, la presión de -- tratamiento en el fondo del pozo debe ser superior a la presión de -- iniciación de la fractura de cada zona que va a ser tratada en forma sucesiva. Esto puede efectuarse limitando el número y el diáme--

tro de las perforaciones en la tubería de revestimiento. Como la caída de presión por fricción a través de una perforación varía proporcionalmente con el gasto, al aumentar este gasto se incrementará esta pérdida de presión. En estas condiciones las perforaciones actúan como estranguladores de fondo desarrollando un incremento en la presión en el fondo del pozo a medida que se aumenta el ritmo de inyección. Este incremento de presión inicia una fractura en el intervalo siguiente.

El proceso de fracturamiento de cada zona en forma sucesiva ocurre rápidamente, ya que la presión máxima y los gastos se establecen desde que se inicia el tratamiento. Con un gasto adecuado el proceso continuará hasta que se fracturen todas las zonas disparadas o se alcance la presión máxima permisible por tubería.

El diseño de un tratamiento de entrada limitada consiste en determinar la presión superficial y la potencia requerida, considerando diversos gastos y números de perforaciones. La combinación más apropiada de estas dos variables, se seleccionan para tratar el pozo, sin sobrepasar la presión permisible en la superficie por las condiciones de las tuberías. También se toma en cuenta la potencia disponible.

Existe un trabajo sobre el diseño de un fracturamiento con entrada limitada. El procedimiento comprende, en resumen, el cálculo de la presión superficial y la potencia requerida con las ecuaciones siguientes:

$$\begin{aligned}
 p_s = & \underbrace{\left(\frac{8.33 \int_{ff} + C}{1 + \frac{C}{22.1}} \right) \left(\frac{i^2}{N_p} \right) \left(\frac{0.2625}{d_p^4} \right)}_{\Delta P_p} + \underbrace{0.0328D \Delta p_t}_{\Delta P_t} \\
 & + 14.2(0.067 D_+ 20) \\
 & + Pwt - \Delta P_s \dots(3.63)
 \end{aligned}$$

$$HP = 0.0306 p_{si} \quad , \quad \{ HP \}$$

C) PSEUDO ENTRADA LIMITADA

Para estimular y fracturar en forma efectiva varios horizontes se estableció este procedimiento, que combina las ventajas de la entrada limitada y del tratamiento por etapas (4).

Consiste en: 1) asegurar que las perforaciones estén abiertas antes de fracturar; para esto se usa ácido y bolas selladoras; 2) emplear un número limitado de disparos, para proporcionar una caída de presión del orden de 300 lb/pg^2 a través de cada perforación, con el objeto de tratar simultáneamente los horizontes con presiones de -- fracturamiento aproximadamente iguales, y 3) la utilización de ta-- pones puente, cuando se considera necesario, para asegurar la estimulación de zonas con presiones de fracturamiento significativamente diferentes.

La técnica expuesta ha permitido: 1) eliminar prácticamente el arenamiento de los pozos; 2) lograr la estimulación y producción efectiva de varios horizontes; 3) eliminar el problema de tratamientos con altas presiones y gastos bajos; 4) incrementar la productividad, de los pozos tratados, en forma substancial.

D) FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS

A fines de 1973 se propuso el fracturamiento con espumas (4). Esta técnica constituye ahora una de las innovaciones más significativas en el área de la estimulación de pozos. El fluido fracturante está constituido por agua, un agente espumante y nitrógeno o CO_2 , -- que forman una emulsión homogénea de gas en agua al mezclarse en -- proporciones predeterminadas.

Por sus propiedades, la espuma es un fluido ideal para el -- fracturamiento de formaciones poco permeables, productoras de gas -- y/o sensibles al agua. Estas propiedades son: 1) alta capacidad de -- acarreo por el sustentante; 2) baja pérdida de filtrado; 3) baja -- pérdida de presión por fricción; 4) alta viscosidad en la fractura -- inducida; 5) el daño prácticamente nulo a la formación, debido a que el líquido filtrado es muy bajo y sin residuos; y 6) limpieza rápida después de terminar la intervención.

A pesar de las características mencionadas las espumas se -- tornan inestables a temperaturas mayores de 80°C lo que limita su -- aplicación. Por otra parte el nitrógeno requerido se incrementa -- exponencialmente con la presión, llegando a ser generalmente altos -- los costos cuando la presión superficial es superior a 300 Kg/cm^2 . -- Adicionalmente la pérdida de gas a la formación puede ser alta, aunque la del líquido sea baja, por lo que la permeabilidad de la forma-

ción debe ser baja (10 md o menor).

Durante el fracturamiento el agua contenida en un tanque se mezcla continuamente con arena en un mezclador, a relaciones agua-arena crecientes hasta 8 lb/gal. A esta lechada se agrega el agente-espumante (0.2 a 1%), pasando el fluido a una bomba triple de alta presión, formándose la espuma. Al agua se le agrega KCl, un surfactante o cualquier otro aditivo que se requiera para mejorar su compatibilidad con la roca y los fluidos de la formación.

Los gastos de inyección de espuma al pozo son 4 a 5 veces -- mayor que los manejados en el mezclador y la bomba, debido a la introducción del nitrógeno. Por ejemplo, si se usa espuma de 75% de -- calidad (75% de nitrógeno y 25% de líquido) el gasto de espuma inyectado será 4 veces mayor que el del fluido en el mezclador. La relación arena-líquido de 8 lb/gal se reduce a 2 lb/gal en la espuma. -- La calidad de la espuma usada es del 70 al 90%, ya que en este rango su viscosidad es alta. Abajo del 65% de calidad la espuma es propiamente agua con gas atrapado irregularmente; arriba del 95% se convierte en niebla.

Las formaciones carbonatadas pueden también fracturarse utilizando espumas ácidas, generalmente formadas con HCl del 20-28%. -- Además de las propiedades mencionadas para la espuma utilizada en -- fracturamiento con sustentante, el ácido espumado exhibe un efecto de retardación del ritmo de reacción del ácido, que es favorable para lograr fracturas con alta penetración. El equipo utilizado es -- relativamente simple. El espumante se premezcla con el agua y con el ácido en sus tanques correspondientes. El nitrógeno líquido, almacenado en un tanque criogénico portátil a -346°F , se expande y calienta a $80-100^{\circ}\text{F}$ para mezclarlo con el líquido en la línea de inyección.

CAPITULO 4

EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MASIVO (FHM)

4.1.- CONSIDERACIONES GENERALES

Como consecuencia de la creciente demanda de energía, se ha visto en la necesidad de desarrollar y explotar yacimientos -- de gas de baja permeabilidad ($K \leq 0.1$ md). Esto ha sido posible -- gracias a avanzadas técnicas de estimulación de pozos como el -- FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MASIVO (FHM). La aparición de esta nueva provee de una útil herramienta para el desarrollo comercial -- de pozos de gas de baja permeabilidad en formaciones "densas".

Una definición concreta de un FHM establece que es una -- fractura vertical (comúnmente) de longitud media mayor o igual a 1,500 pie, donde se emplean grandes volúmenes de fluido fracturante que van desde 50,000 hasta 500,000 gal; así como enormes cantidades de sustentante que varían entre 100,000 hasta 1'000,000 de lbs.

El propósito de un FHM es exponer una gran área de superficie de la formación de baja permeabilidad a que fluya dentro -- del pozo; entendiéndose por formación de baja permeabilidad aquellas que tienen una permeabilidad in-situ de 0.1 md o menores -- (Fig. 4.1).

Existen algunos factores sobre los cuales se tiene cierto control dentro del diseño de un FHM y son: 1) una selección adecuada de los materiales (fluidos, aditivos, sustentantes, etc.), 2) cálculo de los volúmenes apropiados de los materiales, 3) los gastos de inyección para bombear estos materiales, y 4) el tiem---

po de inyección de los materiales.

Hoy en día para lograr un procedimiento de diseño bastante completo se utilizan datos lo más precisos posibles para lograr un buen fracturamiento y además para poder fijar un óptimo ritmo de producción, los datos más importantes que se requieren son:

- 1.- Magnitud y forma del área de drene del pozo.
- 2.- Extensión vertical de la formación.
- 3.- Permeabilidad de la formación, porosidad y saturación de hidrocarburos y distribución vertical de los perfiles de estos parámetros.
- 4.- Propiedades de los fluidos de formación, incluyendo viscosidad, factores de volumen, etc.
- 5.- Presión estática del yacimiento.
- 6.- Temperatura de formación.
- 7.- Conductividad térmica de la formación penetrada por la fractura.
- 8.- Parámetros para la altura de la fractura que puedan ocurrir durante el tratamiento.
- 9.- Presión de extensión de fractura y la presión de cierre de fractura.
- 10.- Presión crítica de fracturamiento.
- 11.- Módulo efectivo de la formación.
- 12.- Viscosidad aparente del fluido fracturante o valores reológicos n y k para el índice de comportamiento de flujo e índice de consistencia.
- 13.- Pérdidas de presión del fluido fracturante a lo largo de la tubería, y si es necesario su dependencia en función de la temperatura.
- 14.- Diámetro de la tubería de inyección del fluido fracturante.
- 15.- Coeficiente de pérdida del fluido fracturante.
- 16.- Conductividad térmica del fluido.
- 17.- Distribución del tamaño de sustentante.
- 18.- Densidad del sustentante.
- 19.- Conductividad de la fractura sustentada como una función de los esfuerzos de cierre de fractura tipo desustentante, concentración del sustentante en la fractura y del enjarre de la formación.
- 20.- Configuración y datos de los cabezales de pozo, así como un buen programa de tuberías.
- 21.- Configuración de los disparos (intervalos, tamaño de disparos, etc.).
- 22.- Presión de entrada de la formación.

Una buena predicción de los resultados de un tratamiento de fracturamiento depende de dos aspectos que son: a) el costo -

relativo de los tratamientos y b) la experiencia y capacidad del individuo. En la mayoría de los casos los operadores pueden probar varias alternativas de fluidos, tamaños de tratamientos, y procedimientos de inyección para llegar a encontrar el tratamiento que dé resultados más óptimos. En áreas donde los tratamientos de fractura constituyen una pequeña porción del total de costos de perforación y terminación; y existen formaciones de alta permeabilidad donde fracturas pequeñas son las más adecuadas, se puede, en base a lo anterior, obtener gran rapidez y resultados efectivos en los tratamientos. Sin embargo en formaciones de baja permeabilidad donde se requieren fracturas con gran penetración, a diferencia del caso anterior, el conocimiento de todos los parámetros del fracturamiento es muy importante. Por otra parte, donde los tratamientos de FHM representan más de la mitad del total de costos del pozo, la importancia del fracturamiento es igual o tan grande que es desarrollo de la perforación, por el incremento de reservas recuperables. En este caso esencial conocer los pasos necesarios para determinar los datos requeridos con un alto grado de precisión.

Existen métodos para cuantificar con precisión los parámetros esenciales del fracturamiento tales como la longitud de la fractura, anchura, conductividad, altura, azimuth, forma o simetría sobre el pozo, etc; aunque aún muchos de estos métodos están en etapa de experimentación; ésto hace bastante difícil la predicción del comportamiento y efectividad del fracturamiento. Por otra parte, los datos de entrada del problema no se limitan a los parámetros de la formación in-situ o a la de la roca fracturada, además de que comúnmente los procedimientos de laboratorio y los datos para predecir el comportamiento del sustentante durante el tratamiento para poder seleccionar el fluido de tratamiento son inadecuados.

Sin embargo se han hecho progresos significantes en muchas áreas. Recientes trabajos presentados por varios autores (6) describen programas para mejorar el diseño de tratamientos de FHM.

Durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico puede darse un número infinito de posibles configuraciones de la fractura; además, se ha visto que la mayor parte de las fracturas se orientan más o menos en un plano vertical y se propagan al exterior en dirección opuesta del pozo.

Generalmente se piensa que las fracturas se propagan en dirección radial o predominantemente en dirección lateral con poca frecuencia en dirección vertical alrededor de los planos de estratificación.

Aunque se sabe que muchos factores afectan la propagación

de la fractura, muy pocos son los que han podido ser identificados teóricamente, entre ellos se incluyen: 1) variaciones en -- los esfuerzos in-situ existentes en las diferentes capas de la roca; 2) los relativos al espesor de los estratos de la formación en las vecindades de la fractura; 3) las relaciones existentes entre las diferentes formaciones; 4) las variaciones en las propiedades mecánicas de la roca (incluyendo módulo elástico, dureza, ductibilidad, etc.) 5) los gradientes de presión de fluido en la fractura y 6) las variaciones en la presión de poro de una zona a otra.

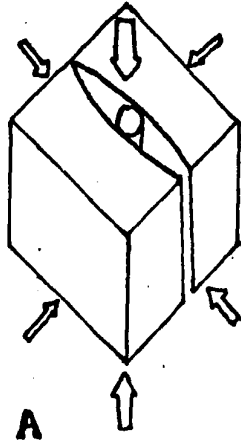
Los esfuerzos existentes en el campo en estudio y las -- variaciones en los esfuerzos existentes en las formaciones adyacentes se piensa que tienen efectos dominantes en el control de orientación de la fractura y la tendencia de desarrollo de fracturas verticales; así mismo los esfuerzos regionales pueden -- afectar la tendencia de orientación de la fractura.

La Fig. 4.1 muestra cómo las diferencias en los esfuerzos horizontales y verticales pueden afectar el plano de orientación de la fractura, aquí los esfuerzos son proporcionales al tamaño de las flechas.

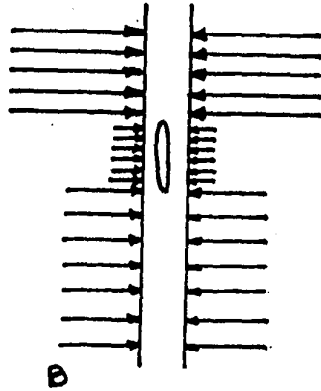
A profundidades pequeñas, fracturas horizontales han sido reportadas (9), tales son consecuencia de fuerzas como la -- descrita en la Fig. 4.1-c. A profundidades de 1,000 - 2,000 ft la experiencia indica que la mayor parte de las fracturas son orientadas verticalmente como se observa en la Fig. 4.1-a. El desarrollo de fracturas verticales puede ser controlado por -- grandes esfuerzos laterales existentes en las formaciones arriba y abajo de la zona de iniciación de la fractura, tal como se muestra en la Fig. 4.1-b.

La teoría usada comúnmente para predecir la forma y propagación de la fractura indica que adoptará una configuración -- como la mostrada en la Fig. 4.2 (izquierda) y además la experiencia con tratamientos de FHM indican que se presentan configuraciones complicadas como la mostrada en el lado derecho de la -- Fig. 4.2.

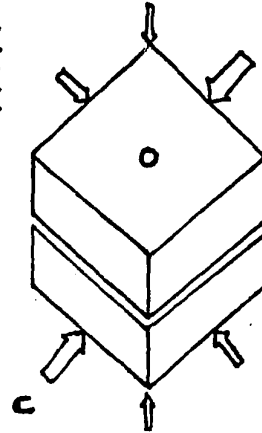
El conocimiento de la altura de la fractura es de primordial importancia en el diseño de un tratamiento de fracturamiento; la altura de la fractura tiene un efecto significativo en la longitud de la misma. La Fig. 4.3 muestra dos resultados de -- cálculos de longitud de fractura para un número diferente de -- alturas de fractura. Con estos datos se deduce que la longitud de fractura es inversamente proporcional a la altura de esta. -- Comúnmente la mayoría de los métodos para investigar el desarrollo vertical de la fractura son efectuados después del tratamiento.



Fractura Vertical Perpendicular al mínimo esfuerzo



Fractura Vertical confinada por dos grandes esfuerzos



Una Fractura horizontal es posible donde los esfuerzos verticales (Presión de sobrecarga) son menores que los esfuerzos laterales

FIG. 4.1 EFECTOS DEL SENTIDO DE LOS ESFUERZOS EN LA PROPAGACION DE LA FRACTURA.

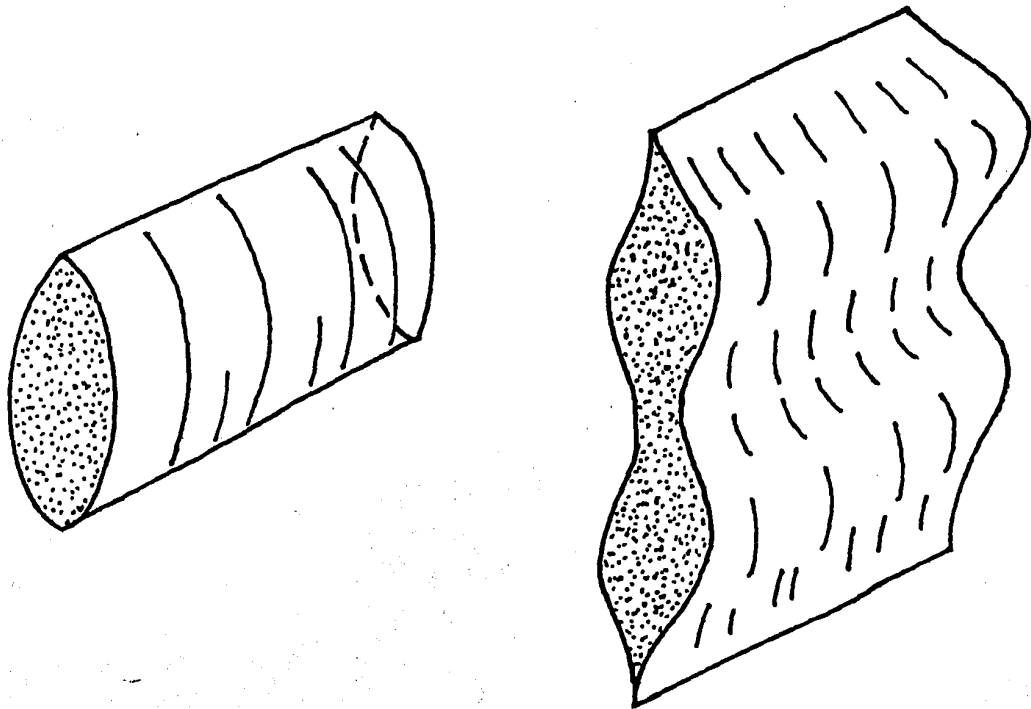


FIG. 4.2 MODELOS TEORICOS DE LA PROPAGACION DE LA FRACTURA CONTRA EL POSIBLE COMPORTAMIENTO ACTUAL IN-SITU.

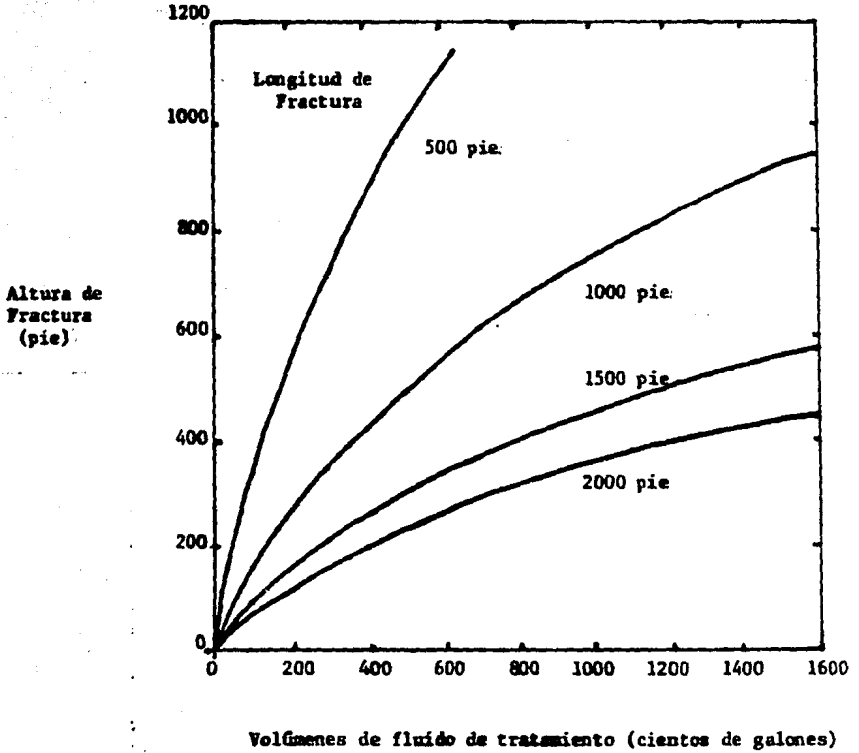
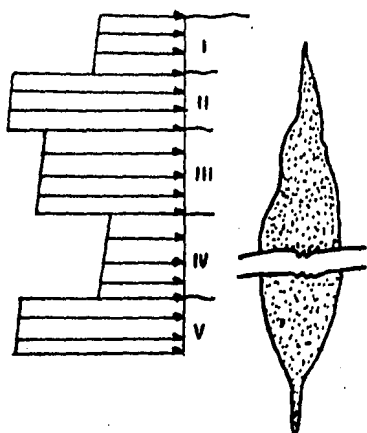


FIG. 4.3 MODELO SIMULADO DE LONGITUD Y ALTURA DE FRACTURA

Esfuerzos derivados del Registro, (lb/pg²)

Profundidad, (pie)



- 9470

- 9495

- 9525

- 9595

- 9635

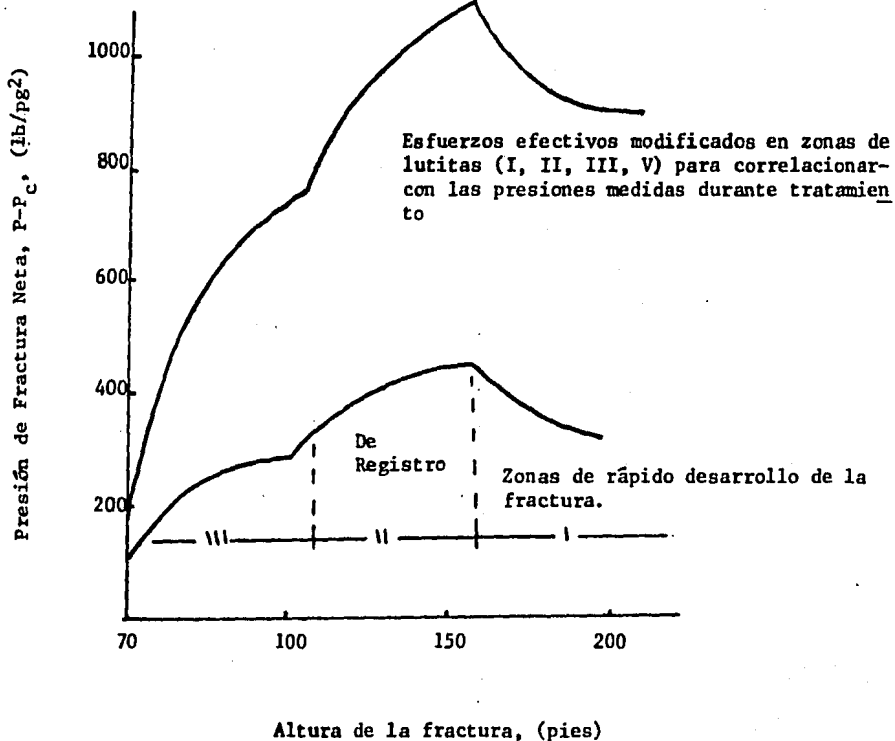


FIG. 4.4 GRAFICAS DE PERFILES DE ESFUERZOS IN-SITU Y DE ALTURA DE FRACTURA CONTRA PRESION

En muchos casos las alturas de fractura siguen incrementándose a través del tratamiento; cuando esto ocurre se pueden desarrollar métodos para estimar el desarrollo de la fractura, éstos requieren un manejo especial de la mecánica de la fractura (6) con esto se puede llegar a perfiles como se muestran en la Fig. 4.4. Esta gráfica muestra la relación entre la altura - de fractura contra presión de fractura, tales datos pueden ser usados para mejorar los tratamientos de fractura en formaciones que se sabe tiene tendencia a desarrollar fracturas verticales.

Aunque algunas veces es muy difícil inferir los perfiles de los esfuerzos in-situ bajo la superficie muchos investigadores (6) recientemente han publicado trabajos dirigidos a solucionar este tipo de problema.

4.2.- CARACTERISTICAS DE UN FHM

A) SELECCION DEL INTERVALO ADECUADO

Para la selección de la zona o intervalo adecuado para - efectuar un FHM intervienen muchos factores de gran importancia como son: 1) la porosidad, 2) saturación de agua, 3) localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite y 4) las barreras impermeables existentes en la zona. La permeabilidad generalmente no es usada en la selección de la zona dado los bajos valores (del orden de 0.1 - 0.001 md) que deben de existir en la formación para que se piense en la posibilidad de aplicar un FHM.

Un estudio realizado (7) mostró que el daño a la permeabilidad que ocasionan los fluidos usados en el fracturamiento es muy grande en rocas que tienen una permeabilidad inicialmente grande. Esto también ocurre en arenas densas que presentan variación en la permeabilidad, este daño puede dar resultados erróneos al probar la efectividad de la fractura.

Aunque algunas veces las pruebas para seleccionar el intervalo adecuado se hacen de acuerdo al flujo del pozo (con - - antecedentes de acidificación o sin tratar), los métodos de - - selección del intervalo deben basarse en la evaluación de los - registros de agujero abierto y en los antecedentes de comportamiento del pozo.

Los resultados de pruebas de fracturamiento requieren de un cuidadoso análisis antes de poder tomar decisiones. Aunque - generalmente existen relaciones entre los flujos pre y post- - fracturamiento, los resultados de estas pruebas pueden crear - una incertidumbre porque otras variables, tales como el diseño de fractura, el fluido de la formación dañada, las característi

cas, de la zona y los procedimientos de terminación, tienen un efecto significativo en la capacidad de producción.

Las consideraciones iniciales en la selección de la zona están dadas por la porosidad; en general, los registros de densidad y de neutrón compensado aplicando corrección a lutitas, - constituyen el método de evaluación más comúnmente aplicado.

Probablemente el parámetro que implica mayor dificultad en la selección del intervalo es la saturación de agua congénita. Esto puede ser un problema porque la producción de agua, la mayoría de las veces, no corresponden a la esperada de acuerdo a la interpretación de los registros. Zonas que aparecen virtualmente identificadas de acuerdo a la porosidad y a la saturación de agua calculadas pueden exhibir en los volúmenes de saturación de agua. Aunque tales resultados pueden atribuirse a fracturamientos fuera de la zona seleccionada, éstos no pueden ser detectados por los registros post-fractura y las variaciones en la porosidad y la saturación de agua son inexplicables.

También se pueden emplear núcleos, pues algunas veces se detectan pequeñas cantidades de piritita en la zona de importancia y, que no son generalmente estudiadas en el análisis de los registros de resistividad.

La saturación de agua óptima que debe de existir para -- que una zona dada pueda ser considerada para la aplicación de un FHM varía entre un 40 - 50%. Valores arriba del 60% ocasionalmente son usados en zonas con capacidad productora de gas conocida.

En sí, el problema de saturación de agua en la zona -- seleccionada es básicamente la proximidad de una zona potencialmente productiva de hidrocarburos a una conocida o supuestamente zona productora de agua y la diferencia de barrido entre -- esas zonas. Un barrido consistente de 10 a 30 pie de arcilla limpia generalmente se considera como bueno, este criterio es -- considerado en ocasiones para calcular los gastos de bombeo durante la fractura. En resumen, el análisis de los registros -- geofísicos para la óptima selección del intervalo en donde se -- efectuará un FHM, es sumamente importante, se recomienda tomar y analizar registros de potencial espontáneo, sónico y de densidad.

B) FLUIDOS FRACTURANTES

El fluido fracturante es usado básicamente para: 1) abrir y extender la fractura hidráulicamente y 2) transportar y distribuir el sustentante a lo largo de la fractura.

El fluido (o los fluidos) seleccionado para el tratamiento

to tiene una influencia significativa, porque de él depende una óptima sustentación de la fractura, así como una buena conductividad de la misma; no olvidando también cómo influye en el costo total del tratamiento.

Los fluidos que se pierden rápidamente dentro de la formación tienen una baja eficiencia en lo que corresponde a apertura y extensión de la fractura, además de que dejan una concentración indeseable de partículas dentro de la fractura que disminuyen su conductividad.

La efectiva viscosidad del fluido fracturante controla la presión interna de fractura y el transporte del agente sustentante.

Algunas características deseables en el fluido fracturante para realizar un mejor tratamiento son:

- 1.- Baja pérdida de fluido para obtener la penetración deseada con un mínimo de volumen de fluido.
- 2.- Una viscosidad efectiva para poder lograr la anchura de fractura deseada y para transportar y distribuir el sustentante en la fractura como se requiere.
- 3.- Que no ejerza una excesiva fricción en la fractura.
- 4.- Una temperatura estable antes de comenzar el tratamiento.
- 5.- Que proporcione un buen corte (esfuerzo cortante).
- 6.- Mínimos efectos de daño a la permeabilidad de la formación.
- 7.- Mínimos efectos de taponamiento sobre la conductividad de la fractura.
- 8.- Mínimos con la tubería.
- 9.- Buenas características de rompimiento después del fracturamiento.
- 10.- Buenas características de limpieza y reflujo postfracturamiento.
- 11.- Bajo costo.

C) TIPOS DE FLUIDOS FRACTURANTES

Se cuenta en la actualidad con diferentes tipos de fluidos

para los tratamientos de fractura.

Los detalles para la comprensión de los fluidos, así como la información para su diseño están fuera del enfoque de este -- trabajo.

En la Tabla 4.1 se enlistan varios tipos de fluidos o sistemas de fluidos que se usan más comúnmente hoy en día. Los sistemas generalmente están formados por muchos aditivos que cumplen diferentes funciones. La Tabla 4.2 presenta una lista de los aditivos más comunes.

TABLA 4.1.- SISTEMAS DE FLUIDOS COMUNMENTE USADOS PARA EL FRACTURAMIENTO.

- Soluciones de polímeros base agua de:
 - Goma guar natural (guar)*
 - Hidroxietil Celulosa (HEC) o poliacrilamina
 - Carboximetil Hidroxietil Celulosa (CMHEC)*
 - Hidroxipropil guar (HPG)*
- Emulsiones agua - aceite:
 - 2/3 hidrocarburos** + 1/3 Solución de polímero base- -- agua*.
- Geles de hidrocarburos:
 - Petróleo destilado, diesel, kerosena, petróleo crudo.
- Gel de alcohol (metanol).
- Gel de CO₂
- Gel ácido (HCl).
- Espumas acuosas:
 - Fase agua: guar, soluciones de HPG
 - Fase gas: nitrógeno, CO₂

* Puede estar eslabonado para incrementar viscosidad.

** Petróleo destilado, diesel, kerosena, petróleo crudo.

+ Usualmente guar o HPG.

TABLA 4.2.- TIPOS DE ADITIVOS MAS COMUNES USADOS EN LOS FLUIDOS FRACTURANTES.

- Agentes antiespumantes.
- Agentes de control bacterial.
- Reductores de viscosidad.
- Amortiguadores.
- Agentes estabilizadores de arcilla.
- Agentes eslabonadores o activadores.
- Agentes desemulsificantes.
- Agentes emulsificantes.
- Agentes desviadores o bloqueadores de flujo.
- Agentes para controlar pérdida de fluido.
- Agentes espumantes.
- Agentes reductores de fricción.
- Inhibidores para yeso (CaSO_4).
- Agentes para controlar pH.
- Inhibidores de escala.
- Agentes secuestrantes.
- Inhibidores de lodo.
- Surfactantes.
- Agentes estabilizadores de temperatura.

Las principales consideraciones para seleccionar un fluido o sistema fracturante son:

- 1.- La temperatura de la formación, el perfil de temperatura del fluido y la duración del fluido en la fractura.
- 2.- El volumen de fluido propuesto para el tratamiento y los gastos de bombeo.
- 3.- Tipo de formación (arena, caliza, etc.).
- 4.- Los requerimientos del control de pérdida de fluido.
- 5.- La sensibilidad de la formación a los fluidos.

6.- Presión de fondo.

7.- La presión de bombeo y las pérdidas de presión en la tubería.

8.- El tipo (s) y cantidad de sustentante que serán bombeados.

9.- Los requerimientos de ruptura con el fluido.

En la mayor parte de los tratamientos se usan los polímeros base agua, estos cubren un amplio rango de tipos de formaciones, profundidades, presiones y temperaturas, etc. y son relativamente bajos en costo. Algunos (HPG) pueden ser tratados para - - aumentar viscosidad y así expandir su rango de aplicación de - - temperatura. El rango de estabilidad de temperatura puede ser incrementado por la adición de barredores de oxígeno como sales de tiosulfato, metanol, etc.. Una mejora significativa en la pérdida de fluidos es lograda por la adición de 5% de hidrocarburos, dispersantes en varias concentraciones o cloruro de calcio o potasio al 0.5%.

Las emulsiones de polímeros generalmente ayudan de algún modo a un mejor comportamiento en lo referente a la pérdida de fluidos, al potencial de la formación o a minimizar el daño a la conductividad de la fractura, y, en algunos casos, a mejorar el transporte del sustentante. Sin embargo, cuando se tienen temperaturas arriba de los 250°F (121°C), se tienen dificultades para romper o para bajar la temperatura, en estos casos estos fluidos resultan costosos.

Las geles de hidrocarburos son usados principalmente en formaciones que son sensitivas al agua, donde fluidos acuosos invaden la fractura y dañan la permeabilidad de la formación.

Las geles de alcohol se consideran para formaciones con bloqueo o invadidos por agua.

Las geles de CO₂ son usadas cuando se desea tener un - - mínimo daño a la formación potencial y un buen reflujo del pozo.

Los geles ácidos se proponen cuando se desea tener una - - efectiva estimulación en formaciones carbonatadas.

Un problema común para las geles de hidrocarburos, alcoholes, CO₂ y ácidos es que usualmente son más caras que los polímeros base agua.

Las espumas acuosas generalmente tienen un buen comporta-

miento de limpieza post-fracturamiento, es decir, son fáciles de limpiar; son usadas en yacimientos con presiones anormales o en yacimientos que presentan problemas de limpieza post-fractura con sistemas de fluidos densos. Los sistemas de espuma se están empezando usar más frecuentemente cada día, aunque la --compresibilidad de la fase gaseosa (N_2 o CO_2) a altas presiones y sus aplicaciones en formaciones profundas puede ser costosa.

En algunas instancias se pueden usar etapas de diferentes fluidos en el tratamiento. Por ejemplo, en formaciones de dolomita o caliza se pueden inyectar pequeñas etapas o baches de gel ácida y gel de agua. En formaciones de baja presión se usan baches de agua gelatinizada con N_2 , espuma o gel de CO_2 - para aumentar la limpieza.

D) DISEÑO DE FLUIDOS FRACTURANTES.

Para un óptimo diseño del fluido fracturante se deben tomar en cuenta los aspectos básicos siguientes: 1) la pérdida de fluido y 2) la reología del fluido.

PERDIDA DE FLUIDOS.

El comportamiento de la pérdida de fluidos tiene un --gran efecto en la penetración de la fractura, así como en el desarrollo de su altura.

El comportamiento de la pérdida de fluidos depende de --factores como: 1) el tipo y la cantidad de agente gelatinizante, 2) el tipo y la cantidad de aditivos para la pérdida de --fluidos (FLA), 3) la presión diferencial entre la fractura y la formación, 4) la permeabilidad y la porosidad de la forma--ción, 5) el comportamiento del flujo de fluidos de la forma--ción, así como su compresibilidad, 6) el comportamiento temperatura-viscosidad del fluido y del fluido fracturante, 7) la --temperatura de la formación o del fluido de formación, y 8) el comportamiento de las fracturas naturales existentes en la for--mación.

La pérdida total de fluidos generalmente se presenta en dos fases: bajo chorro y un alto coeficiente de pérdida de ---fluidos. Un bajo chorro representa la pérdida instantánea - --cuando el primer fluido es expuesto a la cara de la fractura; y el coeficiente de pérdida de fluidos nos indica la pérdida - de fluido durante el tiempo de duración del tratamiento.

El coeficiente de pérdida de fluido usualmente se repre--senta por tres componentes, a saber:

- C₁ - Viscosidad del fluido fracturante y efectos de permeabilidad relativa.
- C₂ - Efectos compresibilidad-viscosidad del fluido -- del yacimiento.
- C₃ - Efectos de obstrucción del fluido fracturante.

Los valores de C₁ y C₂ pueden ser calculados de la roca y las propiedades del fluido, los valores de C₃ generalmente son obtenidos de pruebas de laboratorio. Varios métodos para calcular y combinar el coeficiente de pérdida de filtrado, C, con C₁, C₂ y C₃ son discutidos por Howard y Fast (8) y Settari (8).

Se han efectuado pruebas del tipo API, para calcular -- las pérdidas de fluido en fluidos estáticas a presiones diferenciales de 1000 psi; así como pruebas bajo condiciones dinámicas, que es como realmente ocurre en el fracturamiento; y -- los resultados han sido enteramente diferentes a los de pruebas bajo condiciones estáticas. Los resultados de prueba dinámicas han sido publicados por McDaniel, King, Williams, Hall y -- Dollahide, y Harris (8).

REOLOGIA DEL FLUIDO

La gran variedad de diferentes tipos de fluidos fracturantes es acompañada también por una gran variedad de diferentes comportamientos reológicos. Algunos exhiben comportamiento de flujo Newtoniano, otros presentan flujo No-Newtoniano y se comportan como un fluido de "ley de potencias". Otros fluidos, tales como los polímeros enlazados, comúnmente usados para tratamientos de FHM, pueden ser muy complejos y no se enmarcan dentro de los fluidos que cumplen con la "ley de potencias".

Para fluidos que se comporten como Newtonianos y que -- cumplan con la "ley de potencias", las expresiones para calcular su reología están basados en la relación de la "ley de potencias",

$$\tau_w = K_e' n' \dots(4.1)$$

La viscosidad aparente, μ_a , es calculada por:

$$\mu_a = \frac{47,880 K}{e_w^{(1-n)}} \quad \dots(4.2)$$

donde μ_a se expresa en centipoises(cp).

Para fluidos que cumplen con la "ley de potencias", el comportamiento viscoso se determina por especificaciones API(8), usando un viscosímetro tipo Couette o un tipo Fann.

Se pueden correr reogramas para desarrollar curvas de flujo, trazando en papel log-log el esfuerzo cortante de pared (τ_w) contra el gasto cortante nominal (e_c), donde

$$e_c = \frac{2 V_r}{1 - F_r^2} \quad \dots(4.3)$$

$$F_r = rb/rs \quad \dots(4.4)$$

Las pendientes y las intercepciones de las curvas son -- tomadas para determinar los valores de n y Kc, donde Kc está -- relacionada con K por:

$$Kc = \left[K \frac{1 - F_r^2}{n(1 - F_r^{2/n})} \right]^n \quad \dots(4.5)$$

con un gasto cortante nominal $e_c = 1.0$

Los gastos cortante de pared y cortante nominal están -- relacionados por:

$$e_w = e_c \left[\frac{1 - F_r^2}{n(1 - F_r^{2/n})} \right] \dots(4.6)$$

Para el flujo en tubería, el modelo del comportamiento - reológico comúnmente usado es expresado por,

$$\frac{dp' \Delta p}{4L} = K_p (8v/dp)^n \dots(4.7)$$

K_p es relacionada con K por la "Ley de Potencias" por:

$$K_p = K \left(\frac{3n + 1}{4n} \right)^n \dots(4.8)$$

Para el flujo en la fractura, el comportamiento reológico usualmente es dado por:

$$\frac{w \Delta p}{2x} = K_{f'} (6v_f / b)^{n_{f'}} \dots(4.9)$$

y la relación de $K_{f'}$ con K está dada por:

$$K_f = K \left(\frac{2n + 1}{3n} \right)^n \quad \dots(4.10)$$

Todos los fluidos fracturantes muestran dependencia de la temperatura, esta dependencia está en función del tipo de sistema de fluido que se trate.

Para muchos líquidos Newtonianos, la viscosidad puede ser relacionada con la temperatura por la relación de Arrhenius,

$$\mu = F' e^{Ea/RT} \quad \dots(4.11)$$

Esta ecuación se puede emplear en algunos fluidos de -- "ley de potencias" y aún en algunos que no cumplen con la "ley de potencias" con la condición de que la viscosidad aparente cumpla el criterio de la relación de Arrhenius en cierto rango de -- temperaturas.

Muchos fluidos del tipo "ley de potencia" degradan con el tiempo y esto acelera la elevación de temperaturas, mostrando -- también signos de degradación en la gel y elevando el esfuerzo -- cortante, todo esto depende del tipo de sistema. Sin embargo, -- todo esto puede ser identificado con relativa facilidad, al medirle constantemente las propiedades al fluido en el pozo.

Una mezcla de fluidos es lo más comúnmente usado en el -- fracturamiento, porque proporciona un mejor acarreo de sustentante y una mejor estabilidad de la temperatura; estos fluidos son -- en su mayor parte, goma guar y/o HPG ligadas con algún tipo de -- compuesto metálico como puede ser, borato o algún compuesto de -- titanio.

El comportamiento de la gel es afectado por un gran número de factores incluyendo, la temperatura, el comportamiento de la temperatura, el tiempo de degradación y la contaminación química, en la actualidad, no se han podido establecer técnicas para -- caracterizar el comportamiento reológico de la gel.

E) SELECCION DEL GASTO DE INYECCION.

La determinación del gasto de inyección está basada en el conocimiento de la altura proyectada de la fractura, limitaciones de presión debidas a la fricción, transporte del sustentante y efectividad del fluido fracturante.

La relación del gasto de inyección es afectada por la altura de la fractura y es inconsistente e impredecible; sin embargo, generalmente es aceptado por el gasto de inyección puede afectar la altura de la fractura. En el diseño de un FHM, el gasto de inyección también es referido a la altura de la fractura y es seleccionado en base a dos consideraciones:

- 1) Es el gasto de inyección lo bastante alto para fracturar la zona deseada? Gastos de inyección altos son generalmente mejores para zonas grandes. El único factor limitante para gastos de inyección altos es la pérdida por fricción. También hay que considerar como ventaja que con gastos de inyección altos es mucho más fácil el transporte del sustentante.
- 2) Es el gasto de inyección lo bastante bajo como para no poder lograr la altura de fractura deseado? Mantener una altura de fractura mínima con un gasto de inyección mínimo es la situación más crítica. Problemas tales como, formaciones impermeables y conificaciones de agua, no pueden ser resueltos mediante gastos de inyección bajos; además de que el transporte del sustentante se dificulta y se reduce la eficiencia del fluido fracturante.

Por tanto, el gasto de inyección es probablemente el factor más importante que afecta la altura de la fractura. La selección del gasto de inyección está basada en registros, análisis de núcleos, mediciones de altura post-fractura y experiencias anteriores.

En algunos casos, un gasto de inyección establecido con anterioridad, puede ser reducido por limitaciones de presión; con este caso, el gasto, de inyección se encarga de mantener lo más alto posible para poder lograr la altura de fractura deseada.

F) HIDRAULICA PARA UN FHM:

La hidráulica de un fracturamiento vincula la transmisión de energía de la superficie a la formación del fluido fracturante. Las presiones resultantes de la hidráulica de un fracturamiento son: la presión de fracturamiento de fondo, la presión hidrostática, las presiones de fricción de fluido y arena y las presiones resultantes en el fondo y en la superficie.

Presión de fractura de fondo (BHFP) es definida como:

$$BHEP = FG (lb/pg^2/pie) D (pie) \dots (4.12)$$

El gradiente de fractura puede ser calculado de la presión estática de fondo instantánea (P_{isi}), dada inmediatamente es detenida la inyección del fluido.

El gradiente de fractura es calculado como:

$$FG = \frac{P_{isi} + P_f}{D} \dots (4.13)$$

La presión hidrostática es definida como la cinética de energía o la presión ejercida por una columna de material que puede ser masa. Para nuestros fines la definiremos como la presión ejercida por una columna de fluido (puede ser cemento). La presión hidrostática se define como:

$$P_h = FDG (lb/pg^2/pies) \times D (pie) \dots (4.14)$$

Las presiones de fricción (P_f) son las fuerzas resultantes del movimiento de fluidos a través de la TP o la TR; estas presiones varían con los diámetros de tubería, gastos de inyección, concentración de sustentante y tipo de fluido fracturante.

Las presiones de fricción tubulares son obtenidas de las compañías de servicios para cada fluido específico. La fricción-tubular para cada sistema de fluido es caracterizado con variables de presión, gasto de inyección y tamaño de tubería.

La presión por fricción puede ser resultado de la presión diferencial alrededor de los disparos. La presión por fricción en los disparos depende del gasto de inyección, diámetro de disparos, número de disparos y gravedad específica del fluido. La presión por fricción en los disparos es definida por:

$$\Delta p_p = \frac{Q^2 \rho}{N_p^2 d_p^5 (0.323)} \dots (4.15)$$

Por otro lado, la presión de tratamiento en la superficie (p_w) puede ser calculada con la siguiente expresión:

$$P_{ts} = BHFP - p_h + (p_f + \Delta p_p) \dots (4.16)$$

Las presiones hidrostáticas son importantes porque permiten medir "in-situ" las fuerzas del campo y del yacimiento.

Notle⁽⁷⁾, formuló un método para interpretar la presión de fractura.

G) SELECCION DEL SUSTENTANTE

El objetivo principal de un FHM es el establecimiento de un canal de flujo con la suficiente capacidad de flujo para permitir un gasto de producción deseada. La capacidad de flujo generalmente debe ser varios miles de veces más grande que la permeabilidad de la formación. La capacidad de flujo o conductividad de la fractura es el producto de la permeabilidad del sustentante y la anchura de la fractura sustentada.

Las propiedades físicas del sustentante que afectan la -- conductividad de la fractura son: 1) tipo, 2) tamaño, 3) distribución del tamaño, 4) resistencia, 5) densidad, 6) redondez y 7) calidad.

Todos estos factores son probados en conjunto mediante la presión de cierre de fractura, la permeabilidad horizontal de la formación, la longitud de la fractura, el espaciamiento entre pozos y el tipo de estimulación deseada. El efecto de la colocación del sustentante también debe ser considerado.

Una arena malla 20 -40 es la que se usa más comúnmente --

como sustentante. La arena tiene una gran efectividad cuando -- las presiones de cierre de fractura se encuentran arriba de los 5000 lb/pg² para presiones de cierre abajo de 5000 lb/pg² permeabilidad de la arena decrece rápidamente como se muestra en la Fig. 4.5; la bauxita puede ser considerada para presiones de -- cierre altas.

El siguiente método puede ser usado para seleccionar el sustentante.

- 1.- Conocer o en su caso calcular la permeabilidad que se desea obtener con el sustentante; esto puede ser determinado de curvas de incremento de producción o de la ecuación de conductividad de fractura adimensional como sigue:

$$F_{CD} = \frac{K_f W}{K X_f} = 30 \text{ ó más} \quad \dots (4.17)$$

- 2.- Determinar la presión de cierre de fracturas cuando la fractura se cierra, el sustentante se sujeta a -- una presión de cierre máxima que puede ser calculada por:

$$P_c = FG \times \text{profundidad} - BHPP$$

....(4.18)

- 3.- Establecer por medio de curvas, el tamaño y tipo -- adecuado de sustentante, con el cual se pueda obtener la permeabilidad requerida para la presión de -- cierre esperada. Las curvas son del tipo de la Fig. - 4.5.
- 4.- Considerar el "efecto de selección", esto es, la disponibilidad en el mercado del tipo del sustentante -- seleccionado, de unidades de bombeo, de personal, etc.

H) TRANSPORTE DEL SUSTENTANTE

Uno de los principales objetivos en un tratamiento de -- FHM, es la colocación idónea del sustentante a todo lo largo y ancho de la fractura, tratando de lograr una adecuada conductividad de fractura.

Los principales factores que influyen en el transporte - del sustentante son:

- 1) La viscosidad del fluido.
- 2) La eficiencia del fluido.
- 3) La anchura de la fractura hidráulica.
- 4) Longitud y altura de fractura.
- 5) Gasto de bombeo.
- 6) Temperatura del fluido.
- 7) Tamaño, densidad y concentración del sustentante. La interrelación de estas variables es complejo y se discute en trabajos presentados por varios autores (8).

Fluidos con viscosidades altas son una solución para efectuar un eficiente transporte del sustentante. Sin embargo, las fracturas hidráulicas sea corta, o que se fracture fuera de la zona deseada. De este modo, lo más recomendable es un balanceo de la viscosidad, ésto se puede lograr con el uso de programas de cómputo. Sin embargo, se debe tener precaución, porque algunos programas asumen un transporte perfecto de sustentante, cosa que la mayoría de las ocasiones no ocurre.

Un ejemplo del resultado de un programa cómputo es dado en la Tabla 4.3, la cual muestra las diferentes etapas de inyección del sustentante y la distribución como una función de la longitud y la altura de la fractura. La distribución del sustentante al final del trabajo (EOJ) y después del cierre de fracturas son las dos condiciones que se tabulan.

TABLA 4.3

RESULTADO DE UN PROGRAMA DE COMPUTO MOSTRANDO LA DISTRIBUCION POR ETAPAS DEL SUSTENTANTE.

País	E.U.A.
Condado	Panola
Estado	Texas
Campo	Carthage
Formación	Cotton Valley
Bache espaciador	SF 400-4 a 20 ^{bl} /min.
Fluido de tratamiento	SF 400-4 a 12 ^{bl} /min.
Radio de drene, pie.	2,628.6
Espesor de formación, pie.	150.0
Espesor neto (disparado), pie.	80.0

Continuación Tabla 4.3

<u>SUSTENTANTE</u>	<u>MALLA</u>	<u>CONCENTRACION</u>	<u>GRAVEDAD ESPECIFICA</u>	<u>SUSTENTANTE (lbm)</u>	<u>LIQ (gal)</u>
Arena	20-40	1.0	2.65	10,159	10,159
Arena	20-40	2.0	2.65	20,190	10,095
Arena	20-40	3.0	2.65	32,552	10,851
Arena	20-40	4.0	2.65	140,014	35,003
Arena	20-40	5.0	2.65	155,944	31,183
Arena	20-40	6.0	2.65	73,020	28,837

<u>ALTURA DEL SUSTENTANTE EN EL POZO, (pie)</u>	<u>PENETRACION (pie)</u>
0.4	180
1.3	320
2.7	450
8.9	790
15.9	1,040
24.0	1,249

- Total del espaciador, gal.	45,000
- Total del fluido de tratamiento, gal	
Lechada	150,188
Líquido	126,133
- Penetración máxima del sustentante, pie.	1,249
- Altura del empacamiento, pie.	
En el pozo	24.1
Máximo	0.0
Después del cierre	
En el pozo	27.9
Máximo	3.8
- Altura de la lechada, pie.	
Al final del trabajo (EOJ)	
En el pozo	150.0
Máximo	117.8
Después del cierre	
En el pozo	139.5
Máximo	107.6
- Anchura de la fractura hidráulica, pg.	
En el pozo	0.502
Promedio	0.402

Continuación Tabla 4.3

Distr. del Sust. Intervalo de Penetración (pie)	Al final del trabajo (EOJ)				Después del Cierre	
	Altura del Empacamiento	Concentración	Sustentante	Altura de Lechada	Altura del Empacamiento	Altura Sustentada
	(pie)	(lb/gal)	(lb/ft ²)	(pie)	(pie)	(pie)
40 a 50	23.1	6.00	1.48	148.6	26.9	138.0
90 a 100	22.1	5.99	1.47	147.1	25.8	136.6
140 a 150	21.0	5.99	1.47	145.7	24.7	135.2
190 a 200	20.0	6.00	1.47	144.3	23.7	133.8
240 a 250	19.0	6.01	1.47	142.9	22.7	132.4
290 a 300	18.0	6.03	1.46	141.5	21.7	131.0
340 a 350	17.0	6.05	1.46	140.1	20.7	129.7
390 a 400	16.0	6.00	1.44	138.7	19.7	128.3
440 a 450	15.0	5.84	1.39	137.4	18.6	127.0
490 a 500	14.1	5.63	1.34	136.0	17.6	125.7
540 a 550	13.2	5.49	1.29	134.7	16.7	124.4
590 a 600	12.4	5.46	1.27	133.5	15.8	123.1
640 a 650	11.5	5.53	1.25	132.2	15.0	121.9
690 a 700	10.7	5.64	1.24	131.0	14.2	120.7
740 a 750	9.8	5.75	1.23	129.8	13.3	119.5
790 a 800	8.9	5.80	1.21	128.6	12.5	118.3
840 a 850	8.0	5.72	1.16	127.5	11.5	117.2
890 a 900	7.1	5.60	1.09	126.3	10.6	116.1
940 a 950	6.3	5.62	1.05	125.3	9.7	115.0
990 a 1000	5.4	5.84	1.03	124.2	8.9	114.0
1040 a 1050	4.4	6.22	1.03	123.1	8.1	113.0
1090 a 1100	3.3	6.66	1.02	122.1	7.3	112.0
1140 a 1150	2.2	6.80	0.97	121.2	6.2	111.0
1190 a 1200	1.0	6.40	0.85	120.2	4.8	110.1
1240 a 1250	0.0	6.32	0.76	117.8	3.8	107.6

El cierre de la fractura está basado en el fluido que -- escapa de la fractura después del trabajo. Esto es, una reducción en la altura de la fractura sustentada desde el final del trabajo hasta el cierre de la fractura. En realidad, la reducción en la altura de la fractura puede ser más grande porque se pierde la viscosidad de la gel debido a la degradación. Nottle⁽⁷⁾ ha mostrado métodos para calcular el tiempo de cierre. Una regla que se aplica, es que el tiempo de cierre puede ser 2 ó 4 veces el tiempo de trabajo. Un método simple para alargar el tiempo de -- cierre es mantener un flujo lento inmediatamente después de que el tratamiento concluye, hasta que el cierre tenga lugar, el pozo entonces es cerrado de la noche a la mañana, permitiendo que el gel se rompa.

Otro factor concerniente al transporte del sustentante -- es el efecto de la arena en la viscosidad del fluido, la corrección de viscosidad por efecto de la concentración de arena se ha hecho por medio del método de Perkins y Kern⁽⁷⁾. En base a los resultados de campo, se ha encontrado que la máxima corrección por cada 7 lb/gal de arena, es de 1.7 - 2.0 cp de incremento sobre la viscosidad neta del fluido, esta corrección es casi 2/3 del valor calculado por método de Perkins y Kern⁽⁷⁾.

4.3.- MEDICION DE LA ALTURA DE LA FRACTURA

Los registros de temperatura post-fractura (PFTDP) es -- uno de los métodos más ampliamente usados para determinar la altura de la fractura en el pozo. Sin embargo, algunas veces la interpretación de estos registros se dificulta por las anomalías en la temperatura usualmente de la forma de una "nariz", que se presentan cerca de los 9,700 pies (2960m). El uso de registro de temperatura durante la perforación puede mejorar significativamente la interpretación de los datos de un PFTDP para el cálculo de la altura de la fractura.

Los procedimientos y resultados de muchas pruebas fueron reportados por Dobkins⁽⁸⁾, pruebas subsecuentes⁽⁸⁾ reforzaron sus conclusiones.

Una posible causa de las "narices" puede ser que el fluido "calentado" es devuelto al pozo, después de que el bombeo ha cesado y el trabajo ha sido terminado, es decir, teóricamente la extensión de la fractura continúa en uno o varios puntos de la fractura después del cierre, causando una distribución del fluido en la fractura, transportando calor alrededor del pozo y -- ocasionando el desarrollo de las "narices".

Los registros radioactivos empleando "trozadores", corridos junto con los PFTDP pueden ayudar a mejorar la interpretación de los datos de altura de la fractura.

4.4.- DECLINACION DE LA PRESION POST-FRACTURAMIENTO.

Un gran número de parámetros puede ser inferido de la -- declinación de presión siguiendo las presiones de cierre instantáneas, entre estos parámetros se incluye p_c , h_0 , C , E , h_f y X_f .

El desarrollo y aplicación de la teoría, así como la -- técnica de curvas tipo para la declinación de presión post-fractura (PFFF) usando datos obtenidos en la parte inicial de la -- prueba son presentadas por Nolte (8). El procedimiento de análisis se hace usando la curva tipo para declinación de presión -- mostrando la Fig. 4.8, esta curva se puede usar junto con un -- registro de calibración de minifracturamiento (MFC) para obtener C , E , h_0 , p_c y p_f en un pozo dado, antes de un FHM para usarse -- en el diseño del tratamiento.

Los datos de un PFPD son fáciles de obtener, ya que no -- se requiere un equipo de alta resolución.

4.5.- METODOS PARA EL MAPEO DEL AZIMUT DE LA FRACTURA

Estos métodos sirven para la medición del azimut de la -- fractura, simetría y el comportamiento (incremento) del gasto, -- creado por tratamientos de FHM.

El conocimiento de los datos anteriores es muy importante para la selección del radio de separación entre pozos, y así -- minimizar la interferencia de la longitud de las fracturas.

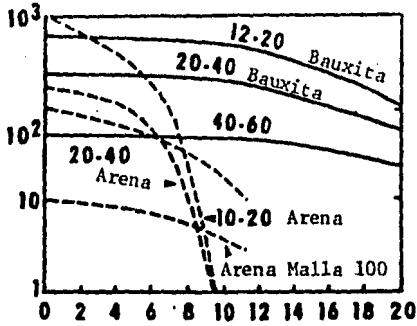
Pruebas de mapeo fueron efectuadas a 8,000 pie (2,400 m)-- en la formación Wattenberg en Colorado, E.U.A. (8); otras pruebas fueron efectuadas en horizontes profundos de Wyoming; los -- resultados obtenidos en esta última prueba pusieron en duda los -- métodos de mapeo, después de estudiarse los resultados de las -- pruebas se concluyó que el tilímetro (aparato para medir la inclinación de la fractura), tiene limitaciones al aumentar la -- profundidad.

Sin embargo, otros métodos incluyendo mediciones con -- geófono de la dirección del pozo, datos del tirante de marea -- (en pozos marinos) (8), datos de mecánica de rocas aplicadas a -- núcleos (8), datos de la elipticidad del pozo y mediciones magnéticas (8) proveen de medios para medir o inferir el azimut -- de la fractura.

4.6- EL DISEÑO DE UN FHM

Considerando las diferentes etapas del diseño de un FHM, se puede efectuar dicho diseño mediante los siguientes pasos:

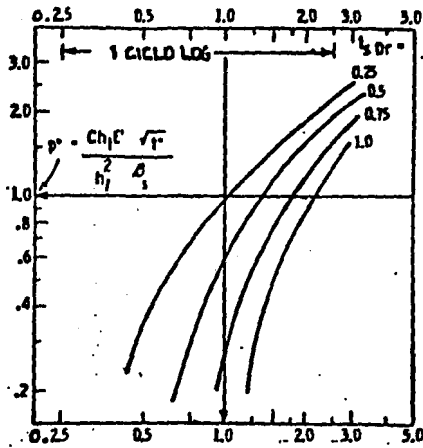
Permeabilidad
(DARCY)



Presión de cierre - (1000 psi)

FIG. 4.5 CURVA DE CONDUCTIVIDAD

$p(t_{SD}, t_{SDr})$,
Función de presión



p^* , lb/pg²
C, pie/√min.
E, lb/pg²
 t^* , min.
 hE , pie
 h_l , pie

t_{SD} - Presión de cierre adimensional

FIG. 4.6 CURVAS TIPO PARA LA DECLINACION DE PRESION DE CIERRE POST-FRACTURA

- 1) Elegir la altura y la longitud de la fractura deseada.
- 2) Seleccionar el gasto en base a la altura, a la proximidad del agua y al límite de presión permitido por -- las tuberías.
- 3) Seleccionar el agente sustentante.
- 4) Seleccionar el sistema del fluido a usar.
- 5) Seleccionar el volumen total y por bache de fluido de tratamiento. Por ejemplo, en los tratamientos del -- Cotton Valley, Tex., los volúmenes por bache fueron -- del 30 al 40% del volumen total de fluido. Una estimación empírica del volumen total del tratamiento está -- dada por:

$$\text{Vol. Total de fluido fracturante (gal)} = 1.2 \times \begin{pmatrix} \text{altura del} \\ \text{espesor} \\ \text{fracturado} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \text{longitud} \\ \text{sustentada} \end{pmatrix}$$

Esta ecuación asume aproximadamente un 50% de eficiencia del fluido y una anchura de fractura de 0.5 pg.

- 6) Calcular el tiempo de trabajo.
- 7) Considerar tiempo y temperatura de exposición.
- 8) Seleccionar las concentraciones para la gel de los baches, basándose en la viscosidad deseada.
- 9) Seleccionar las etapas de inyección del sustentante.
- 10) Verificar el transporte del sustentante mediante cálculos o si es posible por medio de un programa de computadora.

Los baches a menudo no son considerados en los cálculos -- del diseño puesto que su eficiencia es pobre.. No usar los baches significa un margen de error, ya que usualmente los baches son un 5 a 15% del volumen total del tratamiento.

Si siguiendo estos pasos se podrá lograr una reducción en -- los costos del diseño de un FHM.

Existen modelos de simulación que son comúnmente usados -- en toda la industria. La complejidad de los modelos varía desde -- simples esquemas que solo manejan una altura de fractura constante y propiedades de fluidos constantes hasta sofisticados métodos que relacionan el desarrollo vertical de la fractura durante el tratamiento, variaciones en las propiedades reológicas de los fluidos -- con la temperatura, gasto y tiempo, variaciones en las pérdidas de fluido con la presión y la temperatura, etc. Altos grados de sostificación son usualmente requeridos por una mayor compresión de los

datos de entrada de las propiedades de formación, comportamiento -- de fluidos, etc.

(6) La mayoría de los modelos usan procedimientos clásicos -- para determinar las pérdidas de fricción en la tubería, la -- anchura de fractura debido a la pérdidas de fricción y los requerimientos de potencia hidráulica.

La gran mayoría de los fluidos fracturantes de hoy día -- son No-Newtonianos, debido a esto es práctica común sustituir una -- viscosidad aparente, μ_a , por el término de la viscosidad Newtoniana, μ , en las expresiones de flujo. Así, la viscosidad aparente se -- calcula como:

$$\mu_a = \frac{47,800 K}{e_w^{(1-n)}} \quad \dots(4.19)$$

En la ecuación 4.18 μ_a , e_w y K se expresan en cp, seg^{-1} y lbf-seg/ pie^2 ; n es adimensional.

La fricción en la perforación normalmente es calculada -- por:

$$\Delta P_p = \frac{0.2369 q_i^2 f_{ff}}{\alpha_p^2 N_p^2 d_p'^4} \quad \dots(4.20)$$

Donde P_{fp} , q_i , f_{ff} y d_p' se expresan en psi, bl/min, lbm/gal y pg, respectivamente. Usualmente en la práctica se emplean valores de α del rango de 0.8 - 0.9.

4.7.- OPTIMIZACION Y ECONOMIA DE UN FHM.

El diseño de tratamiento de fracturamiento generalmente -- tiene tres requerimientos básicos. Uno es determinar qué producción de aceite y/o gas, así como que potencial de recuperación puede ser esperado con varias longitudes y conductividades de fractura para -- un yacimiento dado. El segundo es determinar los requerimientos del diseño del tratamiento de fractura para lograr las longitudes y --

conductividad de fractura deseadas. El tercero es maximizar las ganancias económicas. Estos conceptos se ilustran en la Fig. 4.7

Idealmente, un simulador del comportamiento de un yacimiento puede proporcionar predicciones de los gastos de producción y las recuperaciones para varias longitudes y conductividades de fractura. Para estos datos se puede estimar la rentabilidad para varias longitudes de fractura, como se muestra en la parte superior de la Fig. 4.7-a. La estimación de la rentabilidad es una función de la longitud de la fractura y no es lineal generalmente, es decir, el incremento de la rentabilidad aumenta conforme se incrementa la longitud de fractura (Fig. 4.7-b).

Un simulador de fracturamiento hidráulico generalmente se requiere para determinar los volúmenes de tratamiento, tipos de materiales y etapas de bombeo necesarias para lograr varias longitudes de fractura y conductividades. (Fig. 4.7-c).

Con estos datos una relación entre la longitud de la fractura (y conductividad) y el costo del tratamiento pueden generarse. Un ejemplo de esto se describe en la Fig. 4.7-d. Se puede observar que los costos de tratamiento usualmente aumentan con el incremento de la longitud de la fractura.

El paso final es investigar el total neto de la renta, esto es, reducir al mínimo los costos de la renta, esto en la Fig. 4.7-e.

Un factor muy importante en la optimización es efectuar un balance apropiado entre las características de la fractura y las propiedades de la formación que gobiernan el comportamiento del yacimiento.

En los tratamientos de FHM se requiere de un estricto estudio económico, ya que el costo de un FHM representa casi una mitad del costo del pozo.

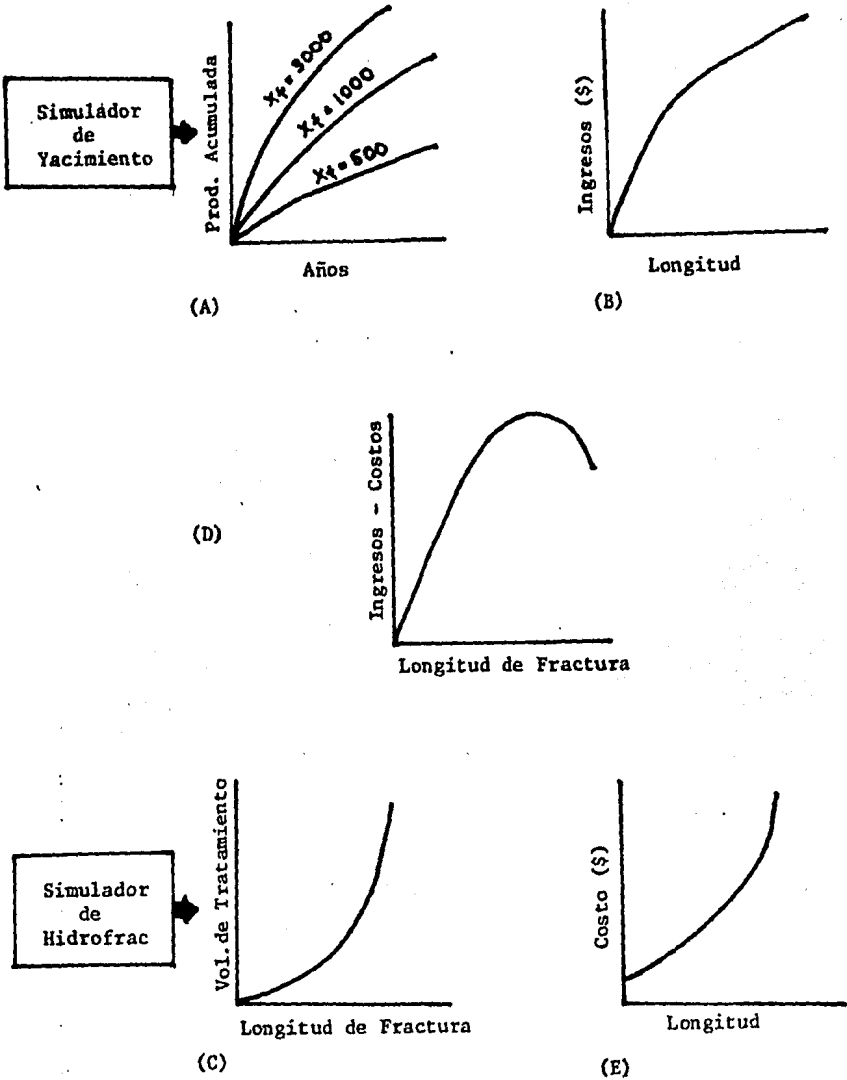


FIG. 4.8 SIMULADOR DE FRACTURA: EL CONCEPTO TOTAL DE OPTIMIZACION

CAPITULO 5

EVALUACIONES DE FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS MASIVOS

5.1. GENERALIDADES

Como se mencionó en el capítulo anterior, hoy en día, la tecnología desarrollada en el campo del fracturamiento hidráulico ha sido un factor preponderante en el avance de la industria mundial.

Siendo primordial una buena evaluación de los resultados de un FHM se presentan en este Capítulo los principales métodos de evaluación y la formación de predicción del comportamiento de un FHM, usando métodos convencionales y modernos sistemas de computación.

Los métodos para la evaluación de un tratamiento convencional de fracturamiento son conocidos, pero la evaluación de un FHM todavía es un reto para los Ingenieros.

Para evaluar los resultados de tratamientos de fracturamiento, comúnmente se comparan los gastos de producción antes y después del fracturamiento, estas comparaciones son válidas cuantitativamente en los gastos comparados que se miden a las mismas condiciones (esto es, igual tiempo de producción, mismo diámetro de estrangulador, mínimos efectos en el pozo, etc.).

Desgraciadamente, para evaluar los resultados de diferentes tratamientos de fractura, los gastos de producción antes y --

después de la fractura a menudo son medidos y comparados usando diferentes pozos a diferentes condiciones y peor aún comparando pozos con diferentes permeabilidades. De este modo, los resultados obtenidos no son válidos y causan conclusiones erróneas; -- además, tales comparaciones no ayudan en la predicción del comportamiento del pozo a largo plazo. Para la predicción del comportamiento a largo plazo de pozos con FHM, necesitamos estimar la longitud de la fractura, la capacidad de flujo de la fractura o conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación.

Los métodos de variación de presión para analizar pozos con tratamientos de fracturamiento de poco volumen están basados en el concepto de capacidad de flujo infinito en la fractura y son usados para evaluar la eficiencia de una estimulación por fracturamiento en base a la estimación de la longitud de la fractura. La experiencia indica que estos métodos no son adecuados para analizar pozos con fracturas de capacidad de flujo finita, ya que tales métodos proveen de longitudes de fractura irreales para pozos con FHM y con fracturas de capacidad de flujo finita, además de que la capacidad de flujo de la fractura no puede ser determinada.

En este capítulo se presentan:

- 1) Los métodos convencionales de análisis de pozos fracturados y sus limitaciones y las técnicas alternas para determinar la longitud de la fractura y la capacidad de flujo de la fractura en pozos con FHM.
- 2) El método de ajuste con curvas tipo.
- 3) La aplicación actual de las nuevas curvas tipo para analizar el comportamiento con FHM.
- 4) Las nuevas curvas tipo para pozos fracturados verticalmente y en fracturas de capacidad de flujo finita.
- 5) La predicción del comportamiento futuro de pozos con FHM.

En la actualidad está en desarrollo una nueva técnica para el análisis de pozos con FHM. Cinco - L⁽⁹⁾ señala la necesidad de considerar la capacidad de flujo finita en la fractura y propone una posible solución, éste puede ser el primer paso en el desarrollo de la tecnología para la evaluación de pozos con FHM.

Cinco - L. (9) presenta resultados para el análisis de comportamiento de variación de presión en pozos con fracturas de capacidad de flujo finita, empleando una aproximación semianalítica que involucra la solución numérica de la ecuación integral-

de Fredholm, esta técnica puede ser usada solo en el caso de que exista compresibilidad constante y pequeña o en un sistema con un fluido con compresibilidad y viscosidad constante. En la actualidad se han desarrollado métodos modernos para el estudio de estos casos, investigadores como Holditch y Morse (9) han usado un simulador para la predicción del comportamiento de pozos de gas con FHM, este simulador es bidimensional, de una sola fase (darcy), de diferencias finitas y simula un flujo de gas no ideal.

5.2.- METODOS CONVENCIONALES

Los métodos convencionales (la gráfica de \sqrt{t} y la curva-tipo) usados para determinar la longitud de la fractura están basados en el concepto de flujo lineal dentro de una fractura con capacidad de flujo infinita (Fig. 5.1).

En un pozo fracturado verticalmente, la capacidad de flujo de la fractura o conductividad de la fractura es definida por:

$$\text{Capacidad de flujo de la fractura} = K_f W, \text{ md-pie} \quad \dots(5.1)$$

Esta definición de capacidad de flujo de la fractura implica que la altura de la fractura es igual al espesor de la formación.

Una fractura se dice que tiene CAPACIDAD DE FLUJO INFINITA cuando es pequeña o no existe caída de presión a lo largo del eje de la fractura. Por el contrario, se dice que tiene CAPACIDAD DE FLUJO FINITA cuando la caída de presión es significativa a lo largo del eje de fractura. Puesto que la distinción entre las definiciones de capacidad de flujo de la fractura y capacidad de flujo de la formación es a menudo confusa, vale la pena definir matemáticamente la capacidad de flujo de la formación:

$$\text{Capacidad de flujo de la formación} = Kh, \text{ md-pie} \quad \dots(5.2)$$

El método de \sqrt{t} para calcular la longitud de la fractura está basado en una expresión derivada para un sistema lineal; aunque no se muestra aquí, la ecuación de flujo lineal que indica la presión o ΔP es directamente proporcional a \sqrt{t} . En un pozo fracturado, en donde la capacidad de flujo de la fractura es alta, y, el almacenamiento y los efectos de daño son mínimos, el flujo inicial de la formación dentro de la fractura puede ser

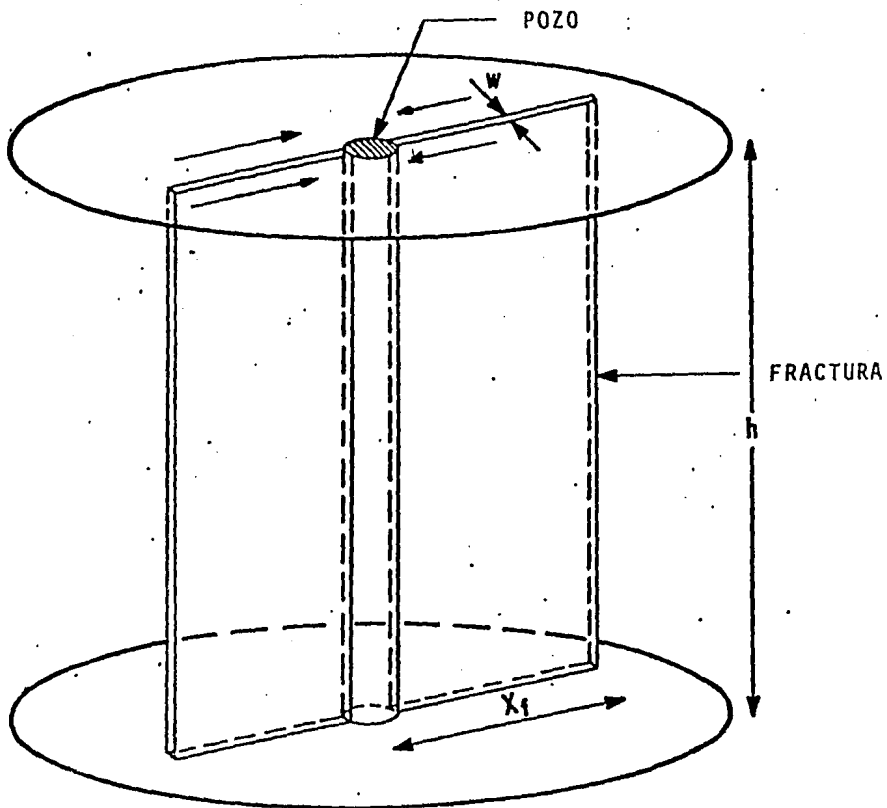


FIG. 5.1 POZO FRACTURADO INTERCEPTADO POR UNA FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD INFINITA Y FLUJO LINEAL HACIA EL POZO.

lineal, y los datos de presión inicial dados por una función de \sqrt{t} pueden caer en una línea recta. La pendiente de la recta - está relacionada con la longitud de la fractura por medio de las siguientes ecuaciones:

POZO DE ACEITE:

$$x_f = \frac{4.064 qB}{m_{vf} h} \sqrt{\frac{M}{K \phi C_t}} \quad \dots(5.3)$$

POZO DE GAS:

$$x_f = \frac{40.925 qzT}{m_{vf} h} \sqrt{\frac{M}{K \phi C_t}} \quad \dots(5.4)$$

La Fig. 5.2 muestra a $\Delta(p)^2$ como función de la \sqrt{t} y - la capacidad de flujo de la fractura puede variar de 1 - 500 md pie. Los datos de presión inicial para fracturas de capacidad de flujo altas se espera que caigan en una línea recta, la pendiente de la línea, m_{vf} , es inversamente proporcional a la longitud de la fractura; además, los datos de presión inicial para fracturas de capacidad de flujo finita aparecen en la porción curva y tienden después a formar una línea recta con pendiente propia. La--duración de esta porción curva depende de la capacidad de flujo de la fractura.

Para fracturas con capacidad de flujo bajas es casi imposible determinar la pendiente correcta de la línea recta. En - otros casos, el tiempo necesario para que la línea sea perfectamente recta es tan largo que hace que la prueba sea impráctica.

En muchos casos, si la pendiente inicial es usada en la - ecuación de la longitud de la fractura, la pendiente m_{vf} puede - dar grandes errores de la determinación de la longitud de la - fractura puede ser en base a lo anterior irreal, por tanto la - información cuantitativa no nos proveerá de datos para determi--nar la capacidad de flujo de la fractura.

Para usar la ecuación de longitud de la fractura, debemos conocer la permeabilidad de la formación K ; normalmente la permeabilidad de la formación es estimada de una sección semilog de la gráfica de \sqrt{t} que incluye los últimos datos de incremento de

presión después de efectuado el fracturamiento. Para un pozo con FHM, donde la fractura es largo y/o la permeabilidad de la formación es pequeña, los tiempos de prueba usualmente no son bastante grandes para proveer de una pendiente correcta de la línea -- recta semilogarítmica; Cinco (9) observó que esto ocurre para $tD_{xf} \geq 2.5$.

Además, si un valor erróneo de la pendiente es usado, -- usualmente podemos determinar un valor optimista de la permeabilidad de la formación, en la ecuación de la longitud de la fractura, entonces el efecto anterior hace que la longitud de la -- fractura estimada se vuelva más pequeña, esto sugiere que la -- permeabilidad de la formación pueda ser determinada por pruebas de incremento o decremento de presión antes del fracturamiento. Posiblemente el valor de Kh que controla el comportamiento después del fracturamiento puede ser diferente el valor determinado de una prueba de variación de presión antes del fracturamiento, -- teniendo en cuenta la heterogeneidad del yacimiento. Los métodos de análisis que se discutirán asumen la homogeneidad del yacimiento.

5.3.- METODO DE CURVAS TIPO

El método de curvas tipo para calcular la longitud de la fractura usando curva tipo para pozos fracturados verticalmente, tal como lo muestra Gringarten(9) y se muestra en la Fig. 5.3, está basado en el concepto de capacidad de flujo infinito en la fractura. La Fig. 5.3 (ver $X_e / X_f = 00$) revela que la porción -- inicial de la curva tipo es la pendiente de una línea recta con -- valor de 0.5 en la gráfica doble logarítmica. Esto corresponde a una línea recta en la gráfica de ΔP contra \sqrt{t} (Fig. 5.2). La -- desviación de la línea de pendiente promedio representa el flujo -- elíptico o la transición de flujo líneal a flujo radial.

Parte de los datos generados por computadora para fracturas con capacidad de flujo finitas mostradas en la Fig. 5.2, son trazados en un papel log-log (ver Fig. 5.4). Además si los datos son trazados, como en la Fig. 5.3, en lugar de obtener una -- curva sencilla o una sola curva, una familia de curvas puede ser obtenida y ésta depende de la capacidad de flujo de la fractura, la permeabilidad de la formación y la longitud de la fractura. Sin embargo, para una fractura con capacidad de flujo infinita y para una permeabilidad de la formación dada, existe una curva -- única para cada valor de X_e / X_f ; por lo tanto, datos para pozos -- con fracturas con capacidad de flujo finita generalmente no pueden ser analizados usando las curvas tipo desarrolladas para -- fracturas con capacidad de flujo infinita.

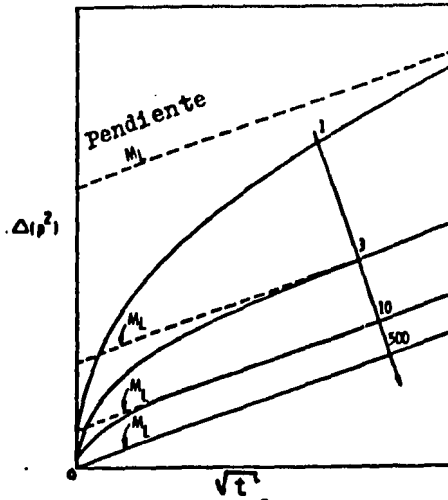


Fig. 5.2 Gráfica de $\Delta(p^2)$ contra \sqrt{t} para una fractura con capacidad de flujo finito.

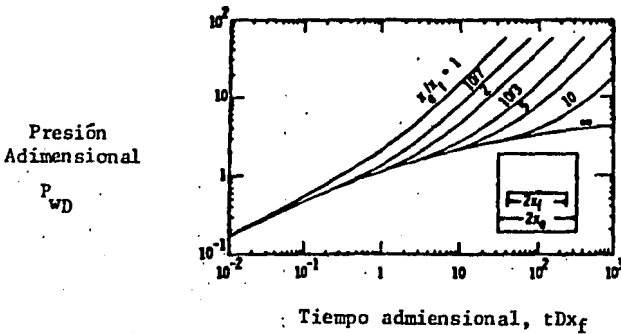


Fig. 5.3 Curvas de gasto constante para una fractura vertical con capacidad de flujo finito.

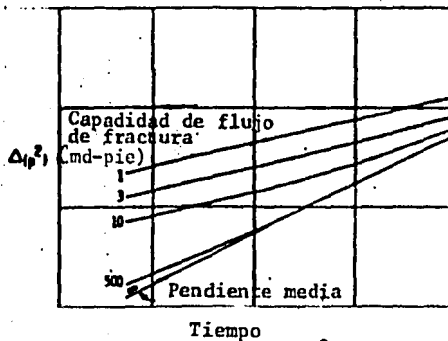


Fig. 5.4 Gráfica Log-log de $\Delta(p^2)$ contra tiempo para fracturas verticales con capacidad de flujo-finito.

a) POZOS FRACTURADOS VERTICALMENTE CON FRACTURAS DE CAPACIDAD DE FLUJO FINITA.

Como se ha dicho anteriormente las gráficas de \sqrt{t} y las curvas tipo son métodos basados en el concepto de fracturas con capacidad de flujo infinita y éstos no pueden ser aplicados en pozos con fracturas con capacidad de flujo finita, además las curvas tipo para fracturas con capacidad de flujo finita no están disponibles actualmente en la literatura. Cinco (9) presenta curvas tipo de gasto constante para fracturas con capacidad de flujo finita en un sistema ligeramente compresible; estas curvas tipo proporcionan el primer paso para la evaluación de fracturas con capacidad de flujo finita. Para la aplicación a pozos con FHM, la escala de tiempo de las curvas tipo de Cinco puede ser extendido hasta abarcar los tiempos iniciales de las pruebas.

Los tiempos de prueba en los pozos de gas de baja permeabilidad, pocas veces pueden ser largos porque el dato inicial de prueba puede caer en la porción de flujo radial de las curvas tipo. Además los pozos de gas de baja permeabilidad y con FHM normalmente producen a presión constante, más bien dicho a gasto constante, todos estos pozos pueden ser usados para generar curvas tipo de presión de pozo constante. Especialmente si los datos de comportamiento de gasto contra tiempo no pueden ser analizados. Sin embargo, si se produce gasto constante o aproximadamente constante, o si el gasto declina ligeramente los datos de $\Delta(p^2)/q$ contra t pueden ser trazados y las curvas tipo de gasto constante pueden ser usadas. Un simulador de FHM puede ser usado para generar curvas tipo de presión constante y de gasto constante, con un rango de tiempo lo suficientemente grande para estimar la longitud de la fractura y la capacidad de flujo de ésta. Las curvas tipo presentadas en este Capítulo asumen (1) compresibilidad y viscosidad constante del fluido en el sistema, (2) capacidad de flujo de la fractura uniforme, (3) no existe almacenamiento ni daño, (4) no se han efectuado limpiezas, (5) no existen efectos de turbulencia ni de presión de confinamiento, y (6) los efectos en el límite de drene son insuficientes para la duración de la prueba.

Además, se considera que el comportamiento de flujo de gas real para el sistema de fractura es bueno (pero no perfecto) esto de acuerdo con la constante viscosidad - compresibilidad del fluido (líquido) para condiciones de fondo y si el comportamiento no es afectado por los límites de drene. Para yacimientos de gas seco (gravidad ≤ 0.65) y con rangos de presión arriba de 5,000 psia, estas curvas tipo pueden ser usadas si y sólo si la presión pseudo-reducida del gas real es usada y p_{c_t} para el gas es evaluada a la presión inicial del yacimiento.

* Se asume que el gas de los yacimientos de baja permeabilidad, se comporta como gas real.

b) CURVAS TIPO PARA FRACTURAS CON CAPACIDAD DE FLUJO -- FINITA Y GASTO CONSTANTE.

La Fig. 5.5 presenta curvas tipo de gasto constante para fracturas con capacidad de flujo finita. La presión adimensional, P_{wD} , es trazada en función del tiempo adimensional, $t_{D,xf}$, en un papel log-log con capacidad de flujo de la fractura adimensional, F_{CD} , como un parámetro. Las variables adimensionales mostradas en la Fig. 5.5 están en unidad de campo y se definen como sigue:

PRESION ADIMENSIONAL, P_{wD} .

Para un pozo de aceite.

$$P_{wD} = \frac{Kh \Delta p}{141.2 q \mu B} \quad \dots(5.5)$$

donde ΔP = diferencia de presiones lb/pg,
 = (presión inicial) - (presión fluyendo) para decremento.
 = (presión de fondo cerrado) - (última presión fluyendo) para incremento.

La presión adimensional para un pozo de gas expresada en términos del cuadrado de la presión y de la presión pseudoreducida del gas real, dadas por Al-Hussainy y Ramey (9) son expresadas por las ecuaciones siguientes:

$$P_{wD} = \frac{Kh \Delta (p^2)}{1,424 q \mu z T} \quad \dots(5.6)$$

$$P_{wD} = \frac{Kh \Delta [m(p)]}{1,424 q T} \quad \dots(5.7)$$

Nótese que las ecuaciones 5.6 y 5.7 son consistentes, - μ y Z deben ser escogidas así que $\Delta [m(p)] = \Delta (p^2) / \mu Z$. Las respuestas a menudo deben elevarse en valor si se hacen gráficas de $\Delta (p^2)$, p , ó $\Delta [m(p)]$ para el análisis de pozos de gas; este aspecto está actualmente en investigación.

TIEMPO ADIMENSIONAL, $t_{D_{xf}}$

Está basado en la longitud media de la fractura, y se expresa matemáticamente como;

$$t_{D_{xf}} = \frac{2.634 \times 10^{-4} Kt}{\phi (\mu Ct)_i Xf^2} \quad \dots(5.8)$$

CAPACIDAD DE FLUJO DE LA FRACTURA ADIMENSIONAL, F_{cD}

Se define como:

$$F_{cD} = \frac{K_f W}{K x f} \quad \dots(5.9)$$

Esta definición de capacidad de flujo de la fractura adimensional es ligeramente diferente de la usada al inicio por los investigadores, pero parece más conveniente, existen otras definiciones dadas por Prats (9) y Cinco (9) y se expresan con las ecuaciones:

$$\alpha = \frac{\pi}{2F_{cD}} \quad \dots(5.10)$$

$$Cr = \frac{F_{cD}}{\pi} \quad \dots(5.11)$$

En la Fig. 5.5, la capacidad de flujo de la fractura adimensional, F_{cD} , está dada en rangos de 0.1 - 500. Nótese que para valores altos de F_{cD} normalmente corresponden a altos valores de capacidad de flujo de la fractura. Sin embargo, valores altos de F_{cD} también pueden ser causados por permeabilidades de formación bajas o por longitudes de fractura corta. La solución de Gringarten (9) para fracturas de capacidad de flujo infinita es mostrada en la Fig. 5.5 por la línea punteada. Una curva de F_{cD} para valores de 500 o mayores puede representar aproximadamente una fractura con capacidad de flujo infinita.

Esto nos muestra la utilidad de las curvas tipo para -- fractura de la capacidad de flujo infinita elaboradas por -- Gringarten en el análisis de pozos estimados con fracturamiento convencionales. En tales pozos se tienen altos valores de -- rendimiento de FcD para longitudes de fracturas cortas, aunque la capacidad de flujo de la fractura quizás no aumente en pozos con FHM. Dará bajos valores de tDx_f aparece una gran separación -- entre las diferentes curvas de FcD; sin embargo, esta separación disminuye cuando los valores de tDx_f se incrementan; el -- tiempo adimensional, tDx_f , está dado en rangos que van de 10^{-5} -- 1.0.

Cinco (9) usa curvas tipo con valores de tDx_f altos y -- observó además, que para valores pequeños (10^{-5}) las curvas -- tipo están influenciadas por la porosidad y compresibilidad en la fractura.

Las curvas tipo presentadas aquí se generan usando datos de decremento de presión, muchas son usadas para el análisis -- de pruebas de incremento de presión si se cumple que el tiempo de producción antes del cierre del pozo (t_p) es significativamente -- grande comparado con el tiempo de cierre (Δt), esto es, $t_p + \Delta t \approx t_p$; el efecto de un tiempo de producción corto -- ($t_p + \Delta t \gg t_p$) en datos de incremento, da como consecuencia que se obtenga una capacidad de flujo de la fractura baja, -- puede también aparecer el efecto de turbulencia. Puesto que -- los ángulos de inclinación entre las curvas tipo para fracturas -- con capacidad de flujo finito con diferente FcD no difieren -- mucho entre sí, hay que tener cuidado al manejarlas.

Para comprobar la validez entre el modelo analítico y -- el modelo numérico de Cinco, se usó el simulador FHM (9) -- -- -- para valores de C_r de 0.2, 1 y 100.

c) CURVAS TIPO PARA FRACTURAS CON CAPACIDAD DE FLUJO -- FINITA Y PRESION CONSTANTE.

La Fig. 5.6 presenta curvas tipo para fracturas con capacidad de flujo finita y presión constante. Este tipo de curvas son especialmente útiles para el análisis de datos (gasto de producción contra tiempo) que muestran el comportamiento de pozos con FHM, estos pozos generalmente producen a gasto constante. El recíproco del gasto adimensional, $1/q_D$, es trazado -- como una función del tiempo adimensional, tDx_f , en un papel -- log-log con la capacidad de flujo de la fractura adimensional, FcD, como parámetro. Las definiciones de tDx_f y FcD, están dadas respectivamente por las ecuaciones (5.8) y (5.9); en tanto que $1/q_D$ se define como sigue:

GASTO RECÍPROCO ADIMENSIONAL $1/q_D$,
 Para un pozo de aceite:

$$\frac{1}{q_D} = \frac{Kh \Delta p}{141.2 q^M B} \dots (5.12)$$

La ecuación (5.12) es similar a la ecuación (5.5). La diferencia básica entre las dos ecuaciones es que en el caso de la presión adimensional el gasto es constante y Δp varía con el tiempo, mientras que en el caso del gasto recíproco adimensional la presión del pozo permanece constante y el gasto varía con el tiempo. De este modo la ecuación del gasto recíproco adimensional para un pozo de gas es similar a la ecuación (5.6) y (5.7) con esta distinción.

Estas curvas tipo tienen los mismos rangos de $\sqrt{t}Dx_f$ y F_{CD} y son similares en ángulo al previamente mostrado por las curvas tipo de gasto constante mostradas en la Fig. 5.5. Sin embargo se esperan valores más grandes de $1/q_D$ como función de $\sqrt{t}Dx_f$ que P_{WD} .

d) GRAFICA SEMILOGARITMICA DE LA RAIZ CUADRADA DEL TIEMPO ADIMENSIONAL ($\sqrt{t}Dx_f$).

Las variables adimensionales más importantes fueron mostradas por gráficas en papel log-log (Fig. 5.5 y 5.6). Aunque existe una separación de las curvas tipo para cada valor de F_{CD} , cada curva, de manera individual, no varía su ángulo de manera significativa. Por esta razón son muy útiles para trazar las variables adimensionales de distinta manera, para ser usadas en la verificación del análisis del comportamiento de curvas tipo en papel log-log.

La Fig. 5.7 presenta curvas tipo para fracturas de capacidad de flujo finitas y gasto constante en papel semi-log, donde P_{WD} es trazado en escala cartesiana y $\sqrt{t}Dx_f$ es forzado en escala logarítmica; la pendiente de 1.151 por ciclo log, representa la transición de flujo radial como se muestra. Puesto que todas las curvas tipo mostradas en la Fig. 5.7 tienen una pendiente menor que 1.151 en la escala de tiempo, no es posible detectar la respuesta de flujo radial o no ocurre.

Si los datos de incremento después del fracturamiento son trazados en una gráfica semi-log para determinar la permeabilidad de la formación, se correrá el riesgo de calcular solamente un valor optimístico o promedio. Esto resulta de

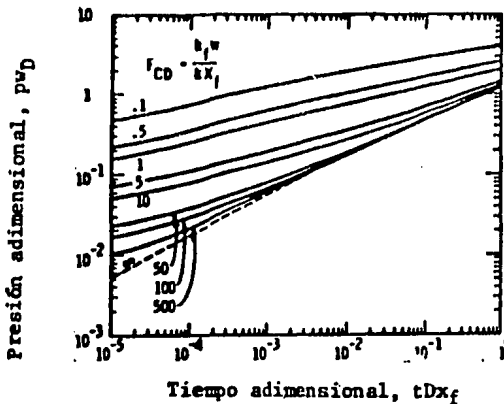


Fig. 5.5 Curvas tipo Log-Log a gasto constante para fracturas verticales con capacidad de flujo finito.

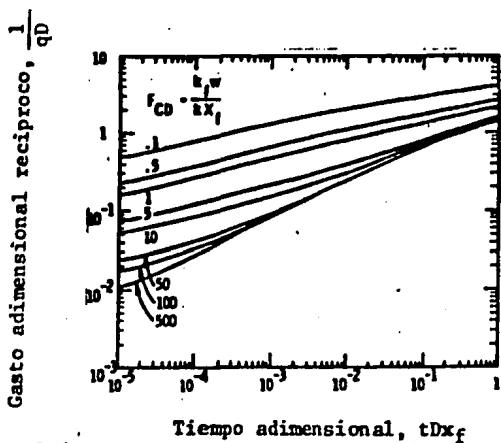


Fig. 5.6 Curvas tipo Log-Log a presión constante para fracturas verticales con capacidad de flujo finito.

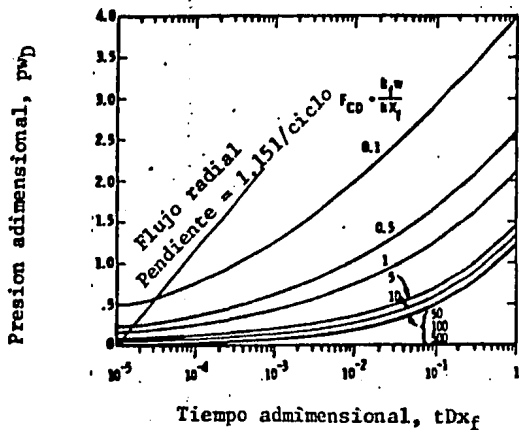


Fig. 5.7 Curvas tipo a gasto constante para fracturas verticales con capacidad de flujo finito (Gráfica semilog)

seleccionar una porción de la curva que no es verdaderamente -
 recta. Si la permeabilidad de la formación es conocida de una-
 prueba de incremento antes del fracturamiento, la Fig. 5.7 - -
 puede ser usada para determinar la longitud de la fractura y -
 su capacidad de flujo por la técnica de ajuste de curvas tipo.
 Sin embargo, al considerar el ángulo de las curvas semi-log, -
 nótese que se tendrá la misma deficiencia que en las curvas --
 tipo en papel log-log. Aunque no se presenta una gráfica simi-
 lar, a la Fig. 5.7 puede ser trazada para curvas tipo de presión
 constante. En el apéndice C se presentan las Fig. 5.5 a 5.7 am-
 plificadas (9).

La Fig. 5.8 presenta curvas tipo de gasto constante tra-
 zadas en escala cartesiana, donde PwD es trazado como una fun-
 ción de $\sqrt{t} D x_f$; una gráfica similar puede ser trazada para curvas
 tipo de presión constante. Las características generales de
 estas curvas son similares a las que se muestran en la Fig. 5.2;
 los datos iniciales del tiempo para fractura de capacidad de --
 flujo infinita caen en una línea recta con pendiente de $\sqrt{\pi}$
 1.772 que cruza el eje vertical (en diferente punto para cada -
 curva). La longitud del segmento de línea recta decrece confor-
 me decrece el valor de FcD y se muestra hasta desaparecer para
 valores de FcD < 0.1. El tiempo requerido para que la curva, al-
 cance este segmento de línea recta también se muestra en la - -
 Fig. 5.8, las ecuaciones para estimar aproximadamente este tiem-
po para FcD > 0.5 son:

$$t D x_f \approx 0.06 (F_{cD})^{-1.39} \quad \dots (5.13)$$

$$t \approx 227.8 \frac{\phi M_{1c} t x_f^2}{K} \left(\frac{K_f W}{K x_f} \right)^{-1.39} \text{ [hr]} \quad \dots (5.14)$$

A pesar del problema inherente con la forma de las cur-
 vas mostradas en la Fig. 5.8, si se usan con precaución, éstas-
 pueden ser usadas para verificar el análisis log-log y también-
 para ajuste. La Fig. 5.9 muestra una gráfica de (PwD) intercep-
 tada, como una función de FcD, esta figura puede ser usada para
 estimar con menos exactitud, la capacidad de flujo de la fractu-
 ra.

e) TECNICA DE AJUSTE CON CURVAS TIPO

El método de curvas tipo es una técnica gráfica de solu-
 ción para problemas de flujo variable por ajuste de curvas. Esta

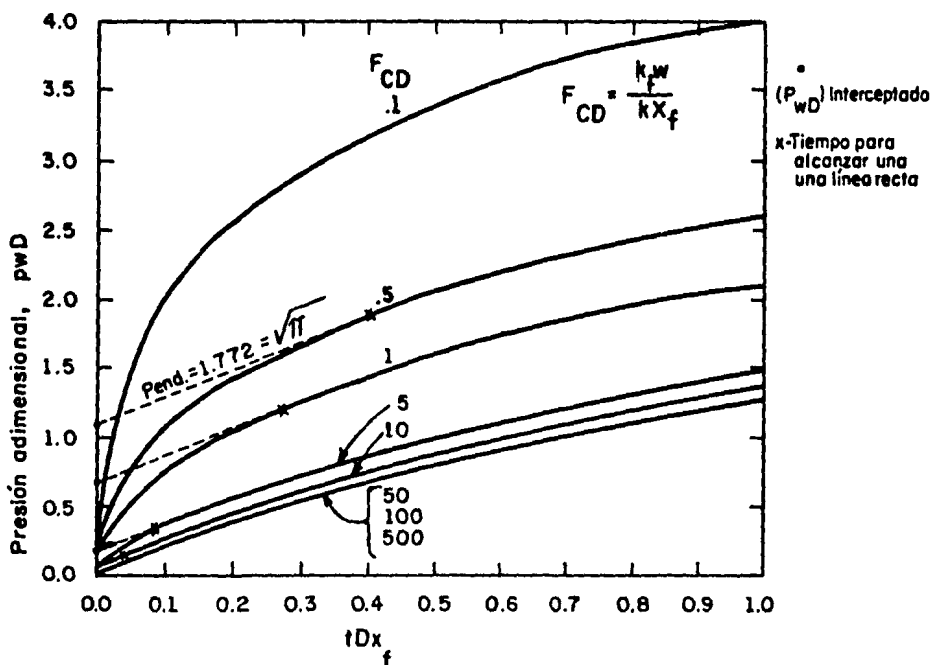


Fig. 5.8 Curvas tipo para gasto constante para fracturas verticales con capacidad de flujo finito.

(Grafica tD_{x_f})

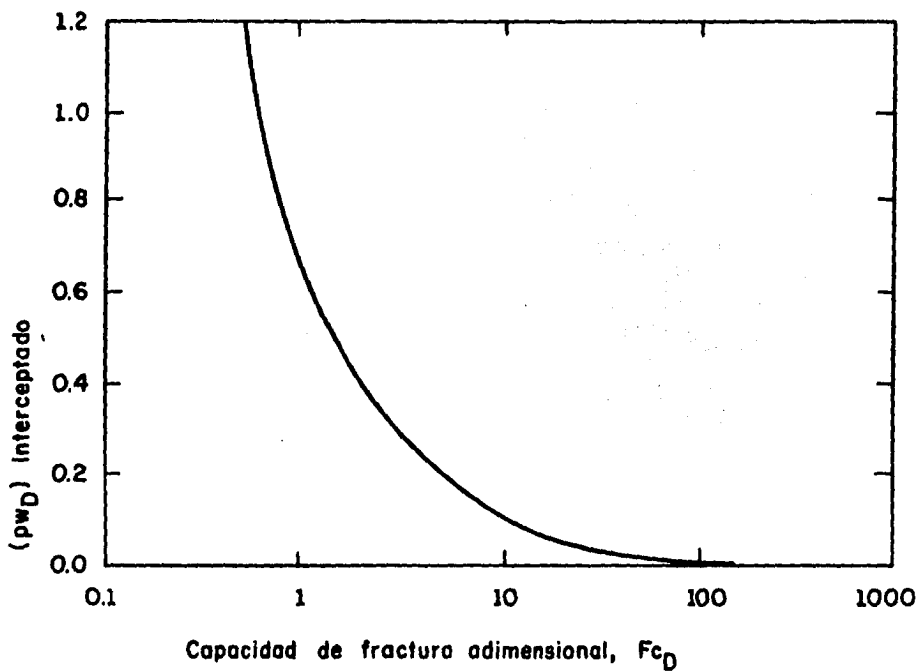


Fig.5.9 Gráfica de (pw_D) interceptado contra F_{cD} para fracturas verticales con capacidad de flujo finito.

técnica no es nueva, fué inicialmente usada por Theis (9) para el análisis de datos de bombeo en pozos de agua; y se ha -- usado en la industria petrolera desde 1970.

Raghavan y colaboradores (9), siguieron este método -- para el análisis de pruebas de presión en pozos fracturados, -- ellos utilizaron como base los datos publicados por Russell y -- Truit(9).

Gringarten, Ramey y Raghavan(9), presentaron curvas -- tipo para distintos casos. La Fig. 5.3 muestra las curvas tipo para un pozo interceptado por una fractura vertical de conductividad infinita en una área de drene finita.

Earlougher(9), presentó en forma excelente la aplicación del método de ajuste con curvas tipo. Este método, aplicado a la teoría mostrada en este capítulo sobre FHM, se explica rá a continuación.

Para usar las curvas tipo en pozos con FHM, los datos -- de campo (presión y/o gasto) deben ser trazados en un papel -- log-log semitransparente contra los datos del tiempo (t), -- usando la misma escala (logarítmica) para ambas variables. Los ejes principales deben ser trazados en el papel log-log semitransparente en las direcciones X y Y; el papel semitransparente debe ser corrido sobre el eje X y sobre el eje Y hasta lograr un ajuste adecuado de los datos graficados con alguna de las curvas. Durante el proceso de ajuste, los ejes de referencia (X y Y) de la gráfica con los datos y los ejes de las curvas tipo deben mantenerse paralelos. El paso siguiente consiste en seleccionar un punto de ajuste de entre todos los graficados. El valor real y el valor adimensional del punto de ajuste deben ser leídos y registrados junto con el valor FcD apropiado. Finalmente, de la definición de las variables adimensionales en los ejes de las curvas tipo se pueden estimar las -- características o propiedades de la formación, tales como: -- 1) conductividad de la formación Kh (y de ésta se obtendrá K), 2) la longitud de la fractura X_f , y 3) usando el valor de FcD, se calculará la conductividad o capacidad de flujo de la fractura (Kf W) como sigue:

$$Kf W = (FcD) K x_f \quad md - pie \quad \dots(5.15)$$

Si la capacidad de flujo de la formación, Kh, es conocida de una prueba de incremento antes del fracturamiento, el -- procedimiento de ajuste es simple y más confiable. En este -- caso un valor de la presión adimensional, P_wD o $1/q_D$ puede ser

calculado, correspondiendo un valor real de caída de presión y/o gasto, usando las ecuaciones (5.5), (5.7) y (5.12). Hecho esto, la posición de la caída de presión real en el eje Y del papel log-log semitransparente es fijada en relación al valor de P_{WD} en el eje Y de la gráfica de la curva tipo. Una vez que esto es hecho, el papel semitransparente se mueve en una sola dirección (a lo largo del eje X). El procedimiento de ajuste, para seleccionar el punto de ajuste y calcular los parámetros de la fractura, es similar al descrito al anteriormente.

Varias curvas tipo se han publicado en diferentes artículos; cada una de las curvas toman en cuenta diferentes situaciones en el sistema. La Fig. 5.10 considera una fractura vertical de conductividad infinita sujeta a efectos de almacenamiento en el pozo.

Los efectos de una zona dañada alrededor de la fractura se muestran en la Fig. 5.11; se puede ver que las curvas exhiben una porción casi horizontal para tiempos pequeños.

Las Fig. 5.12 y 5.13 presentan curvas tipo para fracturas verticales de conductividad finita. La utilidad de estas gráficas se demuestra cuando se usan para detectar diferentes períodos de flujo en una prueba de presión. Datos en el período de flujo bilineal en una gráfica logarítmica forman una línea recta cuya pendiente es igual a 0.25; mientras que para el caso de flujo lineal en la formación los datos forman una línea recta de pendiente igual a 0.5.

La línea punteada de la Fig. 5.12 indica el comienzo del período de flujo pseudoradial; esto es, a partir de ese punto los datos forman una línea recta en una gráfica semilogarítmica.

El análisis de ajuste de curvas ofrece una ventaja sobre los métodos descritos, debido a que los datos en diferentes períodos de flujo se analizan simultáneamente; es posible determinar también cuando los efectos del almacenamiento de fluidos en el pozo son despreciables (Fig. 5.10 y 5.14).

Aunque las Fig. 5.12 y 5.13 representan los mismos casos; se sugiere que ambas gráficas se utilicen en el análisis de datos. La Fig. 5.12 muestra de una manera clara el período de flujo bilineal (pendiente = 1/4) y el período de flujo lineal en la formación (pendiente = 1/2).

La Fig. 5.13 presenta una nueva curva tipo para pozos fracturados. Las características más importantes es que el período de flujo pseudoradial está dado por una sola curva para todos los valores de F_{co} ; lo anterior elimina el problema de unicidad de ajuste que adolecen las demás curvas tipo.

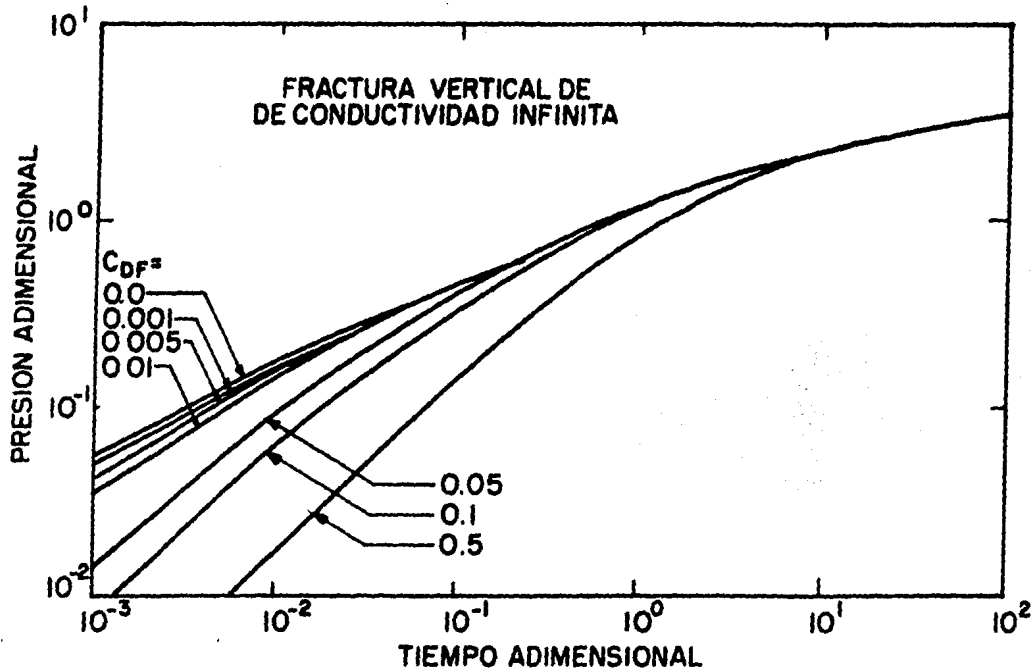


Fig. 5.10 CURVAS TIPO PARA DECREMENTO DE PRESION EN UN POZO INTERCEPTADO POR UNA UNA FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD INFINITA INCLUYENDO EL EFECTO DE ALMACENAMIENTOS.

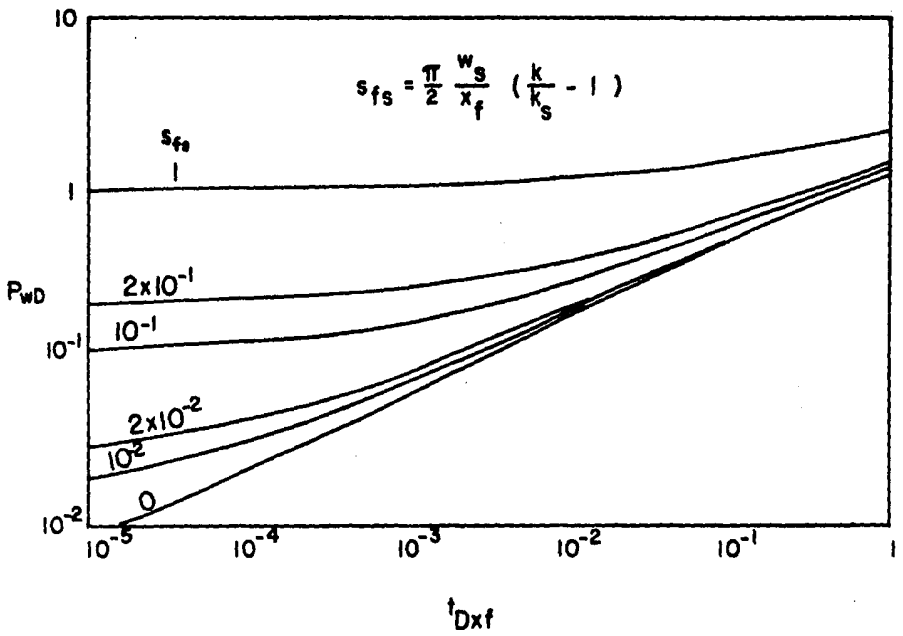


Fig. 5.11 CURVAS TIPO PARA DECREMENTO DE PRESION EN UN POZO VERTICALMENTE FRACTURADO CON UNA ZONA DANADA ALREDEDOR DE LA FRACTURA (CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA INFINITA)

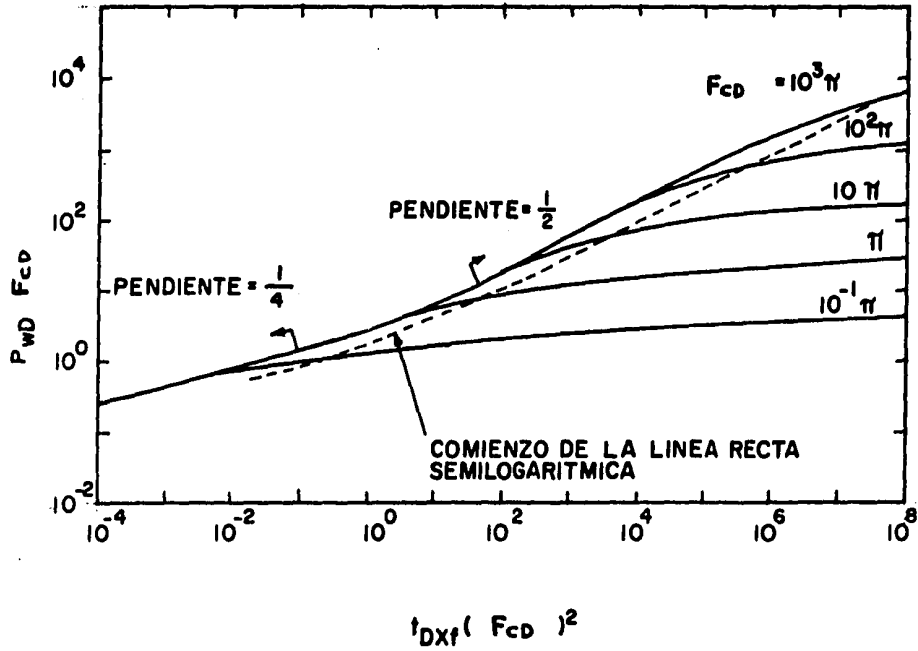


Fig. 5.12 CURVAS TIPO PARA UNA FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD FINITA

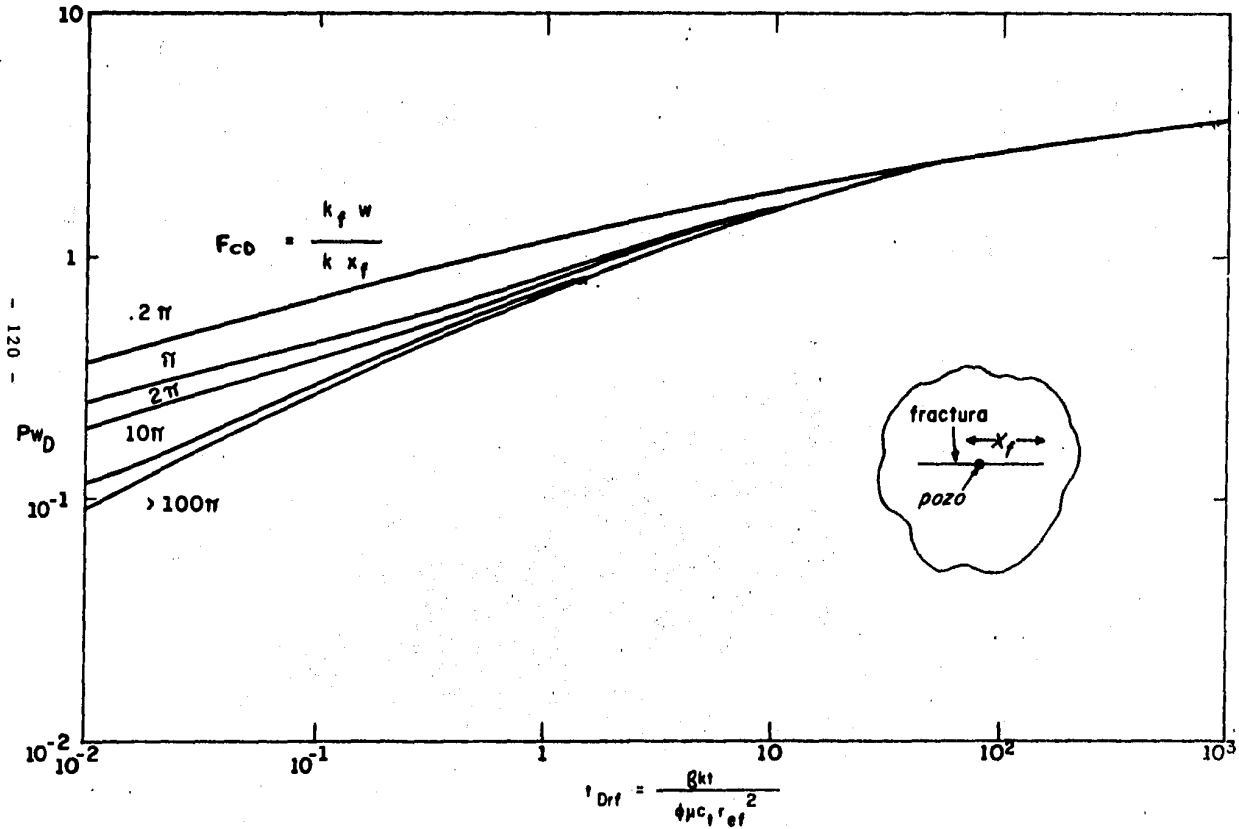


Fig. 5.13 CURVAS TIPO PARA UN POZO CON UNA FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD FINITA

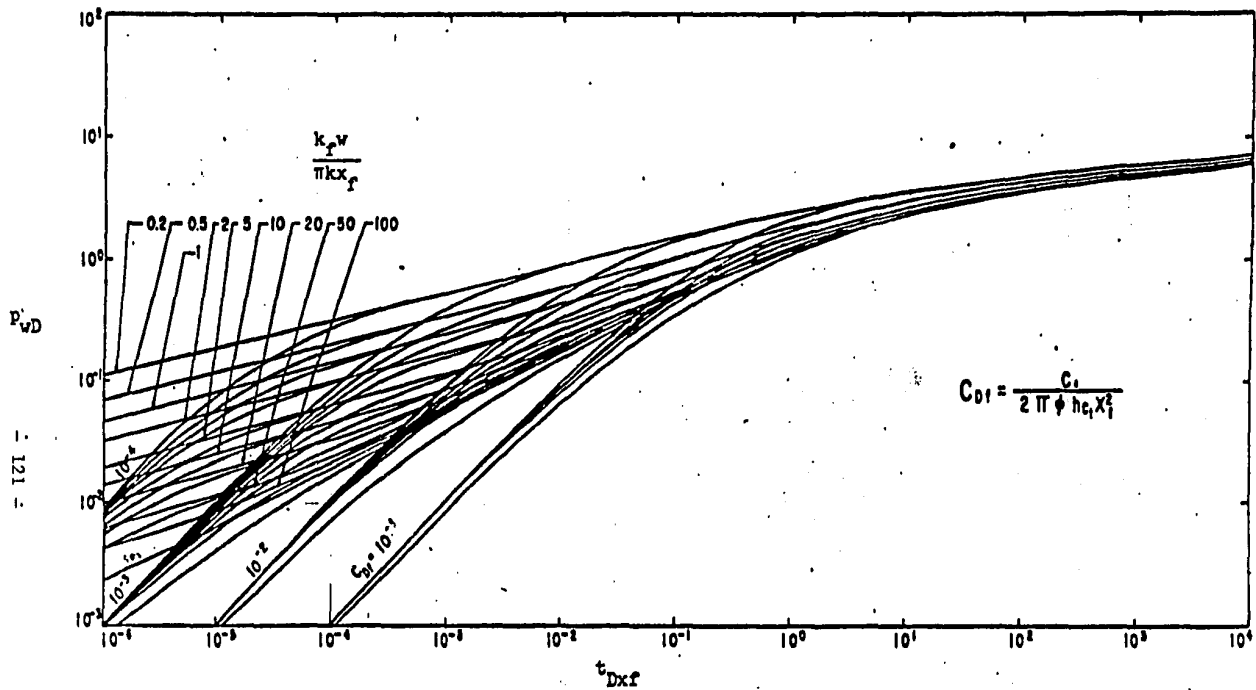


FIG. 5.14 CURVAS TIPO PARA PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION (CONDUCTIVIDAD FINITA PARA LA FRACTURA Y EFECTOS DE ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS EN EL POZO)

Esta gráfica utiliza un tiempo adimensional basado en el radio efectivo de la fractura r_{ef} ; de tal manera que:

$$t_{Drf} = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_{ef}^2} \quad \dots (5.16)$$

La Fig. 5.15 muestra la relación entre el radio efectivo r_{ef} y la longitud de la fractura x_f como una función de conductividad $K_{tD} W_{FD}$. El uso de esta gráfica en combinación con la curva tipo de la Fig. 5.12 permite la determinación de la conductividad de la formación Kh , la longitud y conductividad de la fractura.

De este modo, la longitud total de la fractura es:

$$2 X_f = 1454 \text{ pie}$$

Paso 6. La capacidad de flujo de la fractura es calculada con la ecuación 5.15 como sigue:

$$\begin{aligned} K_f W &= FcD (KX_f) = (50) (0.0080) (727) \\ &= 294 \text{ md - pie} \end{aligned}$$

Si la prueba de incremento antes del fracturamiento no se hubiera efectuado, el ajuste hubiera requerido de desplazar el papel semitransparente a lo largo de los ejes X y Y, lo cual sería más complicado. Esto acentúa la necesidad de determinar Kh de una prueba antes del fracturamiento.

5.4.- COMPORTAMIENTO DEL FLUJO TRANSITORIO EN UN POZO FRACTURADO.

La teoría que se presenta a continuación es similar a la expuesta por Agarwal⁽⁹⁾ (ver puntos 5.3 a 5.3 b de este capítulo), pero servirá para dar paso a la teoría sobre los diferentes tipos de flujo en un pozo fracturado.

En 1978 Cinco y Samaniego⁽¹⁰⁾ presentaron una discusión

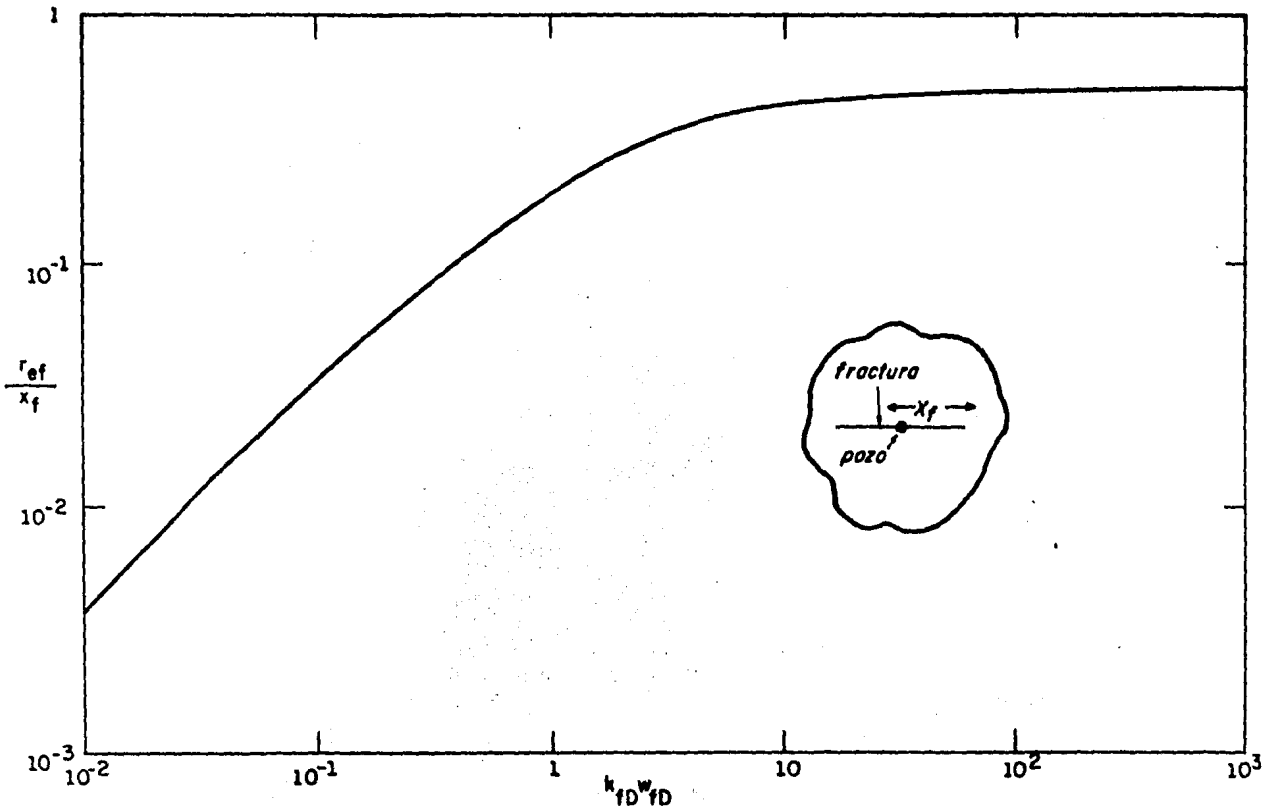


Fig. 5.15 RELACION ENTRE EL RADIO EFECTIVO Y LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

detallada sobre el análisis de pruebas de presiones en pozos - verticalmente fracturados. Se demostró que la caída de presión de fondo fluyendo en un pozo fracturado bajo condiciones de -- flujo transitorio está dada por:

$$\frac{Kh (P_i - P_{wf})}{\alpha q B \mu} = P_{wD} (t_{D_{xf}}, F_{cD}) \quad \dots(5.17)$$

donde P_{wD} , $t_{D_{xf}}$ y $K_{fD} W_{fD}$ representan la caída de presión en el pozo, el tiempo de flujo y la conductividad de la fractura-adimensionales, respectivamente. Estas variables se definen -- como sigue:

$$\text{tiempo adimensional} = t_{D_{xf}} = \frac{\beta Kt}{\phi \mu c_t K_f^2} \quad \dots(5.18)$$

$$\text{conductividad adimensional de la fractura} = F_{cD} = \frac{K_f W}{K_{xf}} \quad \dots(5.19)$$

α y β son constantes de conversión de unidades; sus valores en distintos sistemas de unidades están dados en la Tabla 5.2.

Cabe mencionar que las variables adimensionales definidas por las ecuaciones (5.6), (5.17) y (5.18) son proporcionales a las variables reales.

La función P_{wD} depende, como se muestra en la ecuación (5.16) del tiempo adimensional de flujo y de la conductividad-adimensional de la fractura. La Tabla 5.3 presenta valores de P_{wD} como una función de $t_{D_{xf}}$ y $K_{fD} W_{fD}$ para un yacimiento infnito.

Estos resultados fueron obtenidos considerando un pozo-verticalmente fracturado interceptado por una fractura de conductividad finita en un yacimiento homogéneo, isotrópico con -

presión inicial uniforme; se despreciaron los efectos gravitacionales y se consideró que los gradientes de presión del yacimiento son muy pequeños. En este caso se consideró un pozo produciendo a gasto constante, un fluido ligeramente compresible de viscosidad y compresibilidad constantes. Teniendo presente de nuevo esta teoría, se tratará ahora el comportamiento del flujo transitorio en un pozo fracturado.

El comportamiento de flujo transitorio en un pozo fracturado consta de cinco períodos básicos de flujo: 1) flujo lineal en la fractura, 2) flujo bilineal, 3) flujo lineal en la formación, 4) flujo pseudoradial y 5) flujo pseudo - estacionario, (Fig. 5.16). Existen períodos de transición entre cada uno de los períodos mencionados.

Inicialmente, al producir un pozo fracturado el flujo es originado por la expansión del sistema dentro de la fractura. Este comportamiento se conoce como FLUJO LINEAL en la fractura y es controlado por las características de la fractura (Fig. 5.16-a). Desafortunadamente, en la práctica este comportamiento es distorsionado por los efectos de almacenamiento de los fluidos en el pozo.

Al transcurrir el tiempo de producción, el gasto en el pozo es originado por la expansión del sistema en las vecindades del pozo.

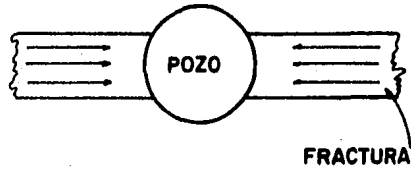
Este período de flujo se conoce como FLUJO BILINEAL -- debido a que los flujos lineales ocurren en el sistema (fractura y vecindades de la fractura) como se muestran en la Fig. 5.16-b. Un flujo es flujo lineal incompresible dentro de la fractura y otro es flujo lineal compresible dentro de la formación. La función P_{wf} en este período esta dada por:

$$P_{wD} = \frac{\pi}{r} \frac{t_{D_{xf}}^{1/4}}{(1.25) \sqrt{2 K_{fD} W_{fD}}} \dots (5.20)$$

y la presión en el pozo (de aceite):

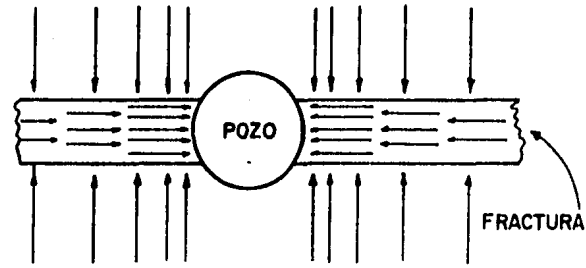
$$\Delta p = P_i - P_{wf} \dots (5.21)$$

$$P_{wf} = P_i - \frac{\gamma q B^M}{hf(K_f W)^{1/2} (\phi^M C_t k)^{1/4}} \frac{4}{\sqrt{E}} \dots (5.22)$$



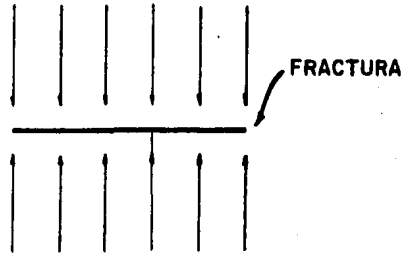
(a)

FLUJO LINEAL EN LA FRACTURA



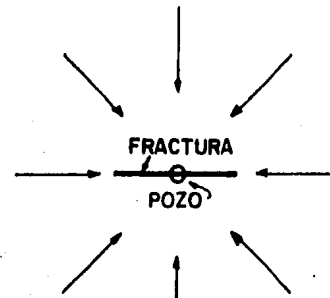
(b)

FLUJO BILINEAL



(c)

FLUJO LINEAL EN LA FORMACION



(d)

FLUJO SEUDO-RADIAL

Fig. 5.16 TIPOS DE FLUJO HACIA UNA FRACTURA

donde γ es un factor de conversión de unidades (Tabla 5.1)

La Fig. 5.17 muestra una gráfica para el análisis de -- datos de presión de flujo bilineal, los datos de Δp , ecuación (5.20), y \sqrt{t} son graficados, la pendiente m_{bf} esta dada por:

Para pozos de aceite:

$$m_{bf} = \frac{\delta_{bfo} q_B \mu}{h (K_f w)^{1/2} (\phi \mu c_t K)^{1/4}} \dots (5.23)$$

Para pozos de gas:

$$m_{bf} = \frac{\delta_{bfg} q_B \mu}{h (K_f w)^{1/2} (\phi \mu c_t K)^{1/4}} \dots (5.24)$$

donde, δ_{bfo} y δ_{bfg} son constantes de conversión de unidades, y equivalen en unidades de campo a:

$$\delta_{bfo} = 44.1$$

$$\delta_{bfg} = 444.75$$

El período de flujo bilineal lo exhiben fracturas de conductividad baja o media y en algunos casos fracturas de conductividad alta siempre y cuando posean baja capacidad de almacenamiento.

La región que abarca el flujo bilineal incluye solo la - fractura y sus vecindades, porque el flujo ocurre en un período de tiempo corto, esto sucede aún en fracturas de penetración parcial. Las ecuaciones y gráficas discutidas previamente para flujo bilineal se extienden a casos donde la fractura no penetra - por entero el espesor de la formación. Esto es posible simple--

mente usando la altura de la fractura, h_f , en lugar del espesor de la formación, h .

Aún en el caso que exista restricción al flujo, por baja conductividad y/o flujo turbulento, los datos de presión pueden ser analizados (Fig. 5.18).

Creando una caída de presión adicional, Δp_s , y en este caso la línea recta no intercepta el origen.

Otra herramienta de diagnóstico para la detección del -- flujo bilineal es una gráfica de $\log \Delta p$ contra $\log t$, dicha gráfica dará una línea recta con pendiente de $1/4$. Para generar esta gráfica puede usarse la ecuación (5.21) (si se tiene pozo de aceite), en caso de tener pozo de gas se usará la siguiente ecuación.

$$\Delta_m(p) = \frac{\delta_{bfg} q T_g}{h (K_f w)^{1/2} (\phi \mu c_t K)^{1/4}} \sqrt[4]{t} \quad \dots (5.25)$$

donde, $\delta_{bfg} = 444.75$, en unidades de campo.

Si el sistema está afectado por almacenamiento, el comportamiento de los datos de presión con flujo bilineal se "disfraz", como se muestra en la Fig. 5.19, y el análisis de los datos se hace complicado (pero no imposible) con los métodos de interpretación comunes.

A continuación del período de flujo bilineal existe un período de transición y posteriormente en algunos casos (fractura de -- conductividad elevada, $F_{CD} \geq 300$) el pozo exhibe un período de flujo lineal; ésto es, el gasto en el pozo se origina debido a la expansión del sistema en las vecindades de la fractura -- (Fig. 5.16-c). Para este caso, la caída de presión dentro de la fractura es pequeña y la conductividad de la fractura puede considerarse como infinita.

La función P_{wD} en este período se expresa como:

$$P_{wD} = \sqrt{\pi t_{D_{xf}}} \quad \dots (5.26)$$

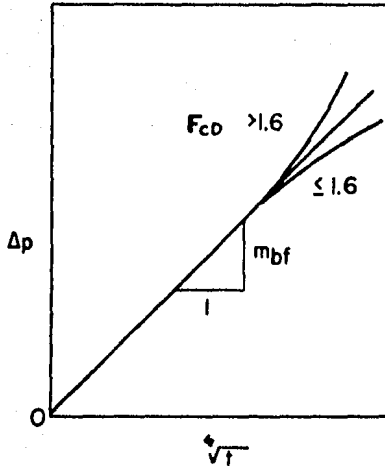


Fig. 5.17 Gráfica para el análisis de datos de presión con flujo bilineal.

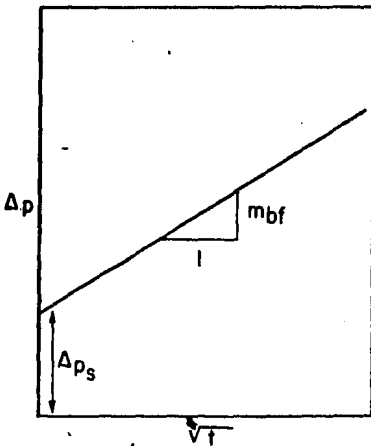


Fig. 5.18 Gráfica de flujo bilineal para una fractura con flujo restringido en las cercanías del pozo

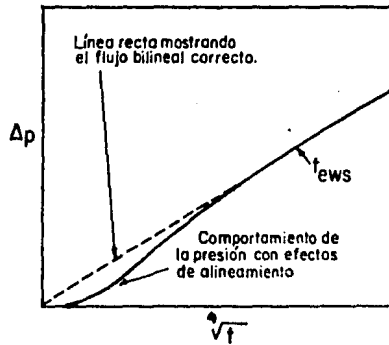


Fig. 5.19 Efecto de almacenamiento en la gráfica de flujo bilineal.

y la presión en el pozo:

$$P_{wf} = P_i - \frac{\delta q B}{h} \sqrt{\frac{\mu t}{K \phi C_t x_f^2}} \quad \dots(5.27)$$

donde δ es un factor de conversión de unidades (Tabla 5.1).

Eventualmente, un pozo fracturado (para cualquier valor de conductividad de la fractura) exhibe un período de flujo pseudo-radial en el que la producción en el pozo es originada por la expansión del sistema en zonas alejadas del pozo (Fig. - 5.16-d). La función P_{wD} es dada por:

$$P_{wD} = \frac{1}{2} \ln t D_{xf} + f_1 (F_{CD}) \quad \dots(5.28)$$

y la presión en el pozo:

$$P_{wf} = p_i - \frac{\epsilon q B \mu}{kh} \left\{ \log t + 0.80907 \frac{Sf(F_{CD}, r_w/x_f)}{1.151} \right\} \quad \dots(5.29)$$

donde ϵ es un factor de conversión de unidades (Tabla 5.1) y Sf es el factor de daño causado por la fractura. La Fig. 5.20 - presenta una correlación entre Sf , F_{CD} y r_w/x_f . Se puede ver que para valores altos de la conductividad de la fractura el factor de daño solamente depende de r_w/x_f .

El período de flujo pseudo-radial existe cuando las fronteras del área de drenaje no afectan el comportamiento del sistema. En el caso en que los efectos de frontera dominen el comportamiento, el pozo fluye bajo condiciones pseudo-estacionarias (fronteras impermeables).

TABLA 5.1 UNIDADES DE LAS VARIABLES Y CONSTANTES DE CONVERSION DE UNIDADES

<u>Variable</u>	<u>Darcy</u>	<u>Sistema Ingles</u>	<u>Sistema Métrico</u>
presión, p	atósferas	libra/ pg ²	kg/cm ²
tiempo, t	segundos	horas	horas
permeabilidad, k	Darcies	milidarcies	milidarcies
espesor, h	centímetro	pie	metros
viscosidad, μ	centipoise	centipoise	centipoise
gasto, q	cm ³ /seg	barriles/día	m ³ /día
porosidad, ϕ	fracción	fracción	fracción
compresibilidad, c	atm ⁻¹	pg ² /libra	cm ² /kg
longitud de la fractura, x _f	cm	pie	metros
α	0.159	141.2	19.033
β	1	2.64x10 ⁻⁴	3.48x10 ⁻⁴
γ	0.39	44.1	6.373
δ	0.282	4.064	0.6297
c	0.183	162.6	21.91
ξ	-0.3513	3.2275	3.107

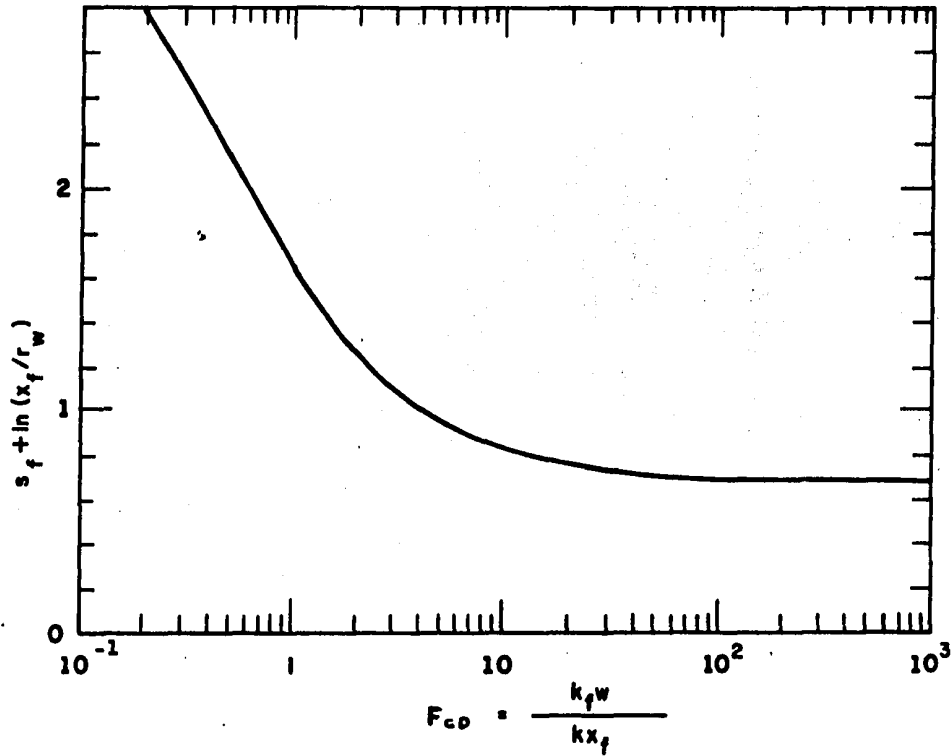


Fig. 5. 20 RELACION ENTRE FACTOR DE DAÑO, LONGITUD Y CONDUCTIVIDAD DE UNA FRACTURA VERTICAL.

La función PWD en el período de flujo pseudo - estacionario está dada por:

$$P_{wD} = 2 \pi t_{Dxf} \frac{Xf^2}{A} + f_2 (Xf, rw, A, F_{CD}) \dots(5.30)$$

y en términos de variables reales la presión del pozo está dada por:

$$P_{wD} = P_i - \frac{2 \pi \alpha \beta q_B}{\phi C_t h A} t + \frac{\alpha \beta}{2} \ln \left[\frac{2.2458 A}{C_A rw^2} \right] \dots(5.31)$$

C_A es un factor geométrico que depende de la localización del pozo y de la penetración y conductividad de la fractura.

5.5.- ANALISIS DE PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION EN POZOS -- FRACTURADOS.

Una prueba de decremento de presión se lleva a cabo a -- partir de condiciones de equilibrio en el yacimiento y consiste en medir la presión de fondo fluyendo del pozo cuando éste se produce. El comportamiento de presión de un pozo fracturado durante este tipo de pruebas es dado por las ecuaciones (5.17), - (5.22), (5.27), (5.29) y (5.31).

A continuación se describe el método de análisis de presión para cada período de flujo:

FLUJO BILINEAL.

La ecuación (5.22) indica que una gráfica de presión de fondo fluyendo contra \sqrt{t} da una línea recta cuya pendiente-

está dada por la ecuación (5.22).

Este tipo de análisis se muestra en la Fig. 5.21. La extrapolación de la porción recta de la curva debe dar la presión inicial del sistema si el análisis es correcto. Algunas veces - los datos están afectados por el almacenamiento de fluidos en - el pozo; en este caso, cualquier porción recta aparente no - - extrapolará a la presión inicial.

De la ecuación (5.22) se puede calcular el grupo h_f - - $(K_f w)^{1/2}$ si K , ϕ , M y c_t se conocen. Cabe mencionar que aún - en el caso en que se introduzca un error en los valores de K , ϕ , M y c_t ; la magnitud del error en $h_f (K_f w)^{1/2}$ es mucho menor.

La Fig. 5.21 muestra que después del flujo bilineal la - curva de presión se desvía de la línea recta. El sentido de esta desviación da una idea acerca del valor de la conductividad de la fractura; esto es, si la curva es cóncava hacia arriba - -

$F_{CD} < 1.6$, en cambio si la curva es cóncava hacia abajo - -

$F_{CD} > 1.6$.

El final del período de flujo bilineal está dado por:

$$t_{fbf} \approx \frac{0.1 \phi M c_t x_f^2}{\beta K (F_{CD})^2} \quad \text{para } F_{CD} > 1.6 \quad \dots(5.32)$$

y

$$t_{fbf} \approx \frac{\phi M c_t x_f^2}{\beta K} \left[\frac{4.55}{\sqrt{F_{CD}}} - 2.5 \right] \quad \text{para } F_{CD} < 1.6 \quad \dots(5.33)$$

FLUJO LINEAL EN LA FORMACION

De acuerdo a la ecuación (5.27) datos en el período de - flujo lineal forman una línea recta en una gráfica de P_{wf} contra \sqrt{t} (Fig. 5.22). La pendiente de esta línea es dada por:

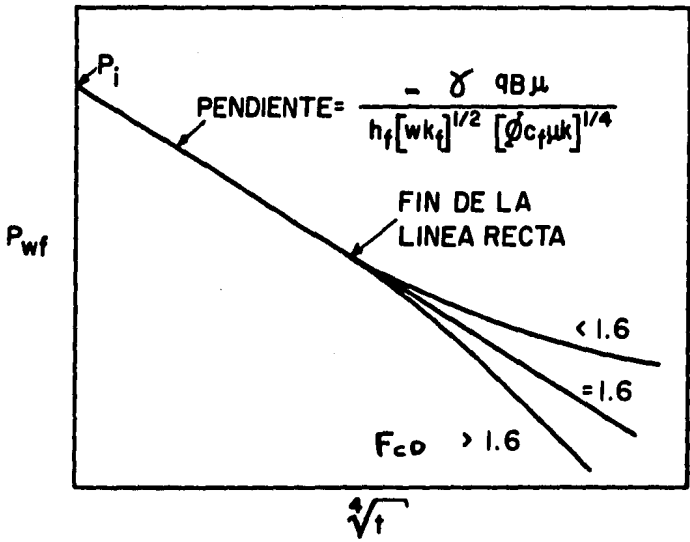


Fig. 5.21 GRAFICA DE ANALISIS PARA FLUJO BILINEAL

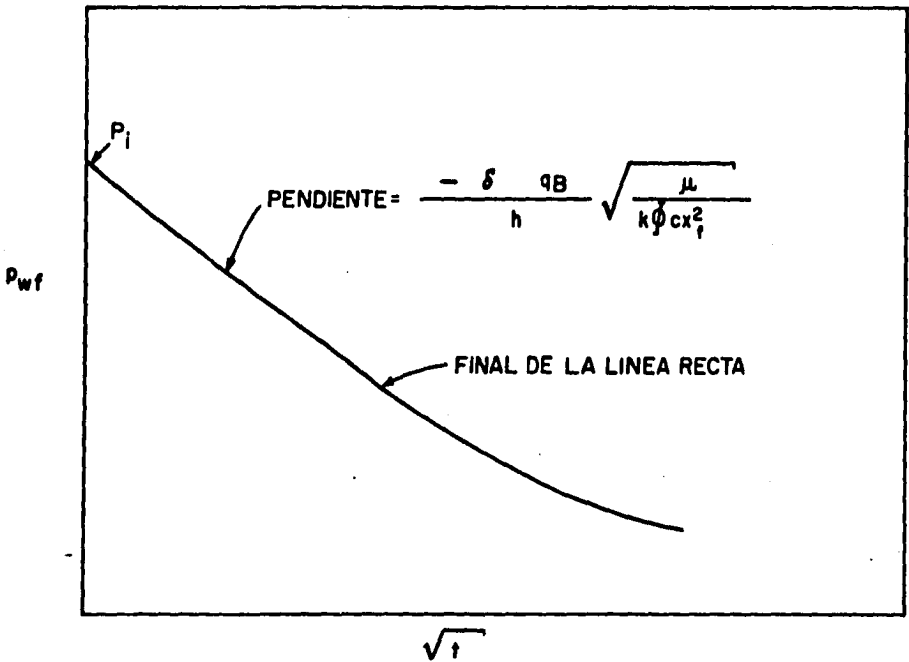


Fig. 5.22 GRAFICA PARA ANALISIS DE DATOS EN EL PERIODO DE FLUJO LINEAL

$$m q = \frac{-\delta q B}{h} \sqrt{\frac{\mu}{K \phi c_t x_f^2}} \quad \dots (5.34)$$

El área de la fractura, $x_f h$, puede calcularse con la ecuación (5.34) si se conocen μ , K , ϕ y c_t .

La línea recta debe extrapolarse a la presión inicial cuando $t = 0$; lo anterior no se cumple en el caso de fracturas rodeadas de una zona dañada. La porción recta termina cuando:

$$t_{f1} \approx \frac{0.016 \phi \mu c_t x_f^2}{\beta K} \quad \dots (5.35)$$

FLUJO PSEUDO-RADIAL

Para este período, la ecuación (5.29) indica que una gráfica de P_{wf} contra $\log t$ (Fig.5.23) exhibe una línea recta cuya pendiente es igual a:

$$m = \frac{\epsilon q B \mu}{Kh} \quad \dots (5.36)$$

La conductividad de la formación Kh se calcula de la ecuación (5.36) y el factor de daño se estima de:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_i - P_i(\text{hora})}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu c_t r_w^2} + \frac{1}{2} \right] \quad \dots (5.37)$$

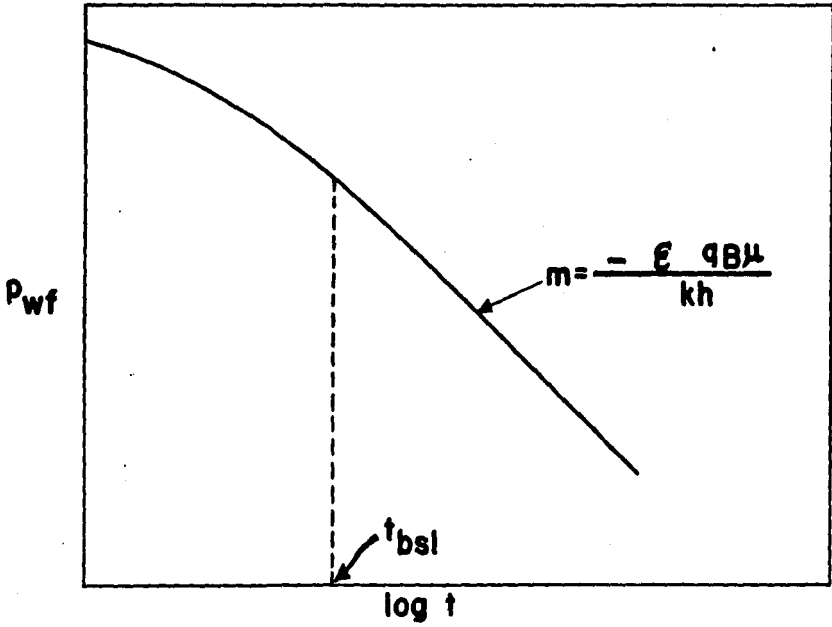


Fig. 5.23 GRAFICA DE ANALISIS DE DATOS DE PRESION PARA EL PERIODO DE FLUJO PSEUDO-RADIAL

donde P_1 (hora) es la presión a una hora sobre la porción recta - de curva de presión. La línea recta semilog comienza cuando:

$$t_{cpr} \approx \frac{5\phi^M c_t X_f^2}{\beta K} \exp \left[-0.5 (F_{co})^{-0.6} \right] \dots (5.38)$$

5.6.- ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION EN POZOS FRACTURADOS.

Las pruebas de incremento de presión se prefieren cuando sea posible porque durante la prueba el gasto de flujo se mantiene constante ($q = 0$) si los efectos de almacenamiento son -- pequeños. Esta prueba consiste en cerrar un pozo que ha estado produciendo durante cierto tiempo, t_p ; la presión de fondo del pozo, P_{ws} , mide como una función del tiempo de cierre., Δt .

Russell y Truitt⁽¹⁰⁾ presentaron un estudio sobre el -- análisis de presión en pozos fracturados por una fractura vertical conductividad infinita; se demostró que las técnicas convencionales de análisis (Horner y MDH) producen resultados erróneos en casos en que la penetración de la fractura X_f / X_e es considerable. Los métodos convencionales de análisis tienden a dar -- valores altos para la conductividad de la formación. Russell y Truitt⁽¹⁰⁾ y Raghavan y colaboradores⁽¹⁰⁾ describieron un método de análisis que consiste en un proceso de ensayo y error; este procedimiento requiere el conocimiento de la penetración de la fractura.

En general los métodos de análisis para decremento de -- presión pueden ser aplicados en el caso de incremento de presión siempre y cuando el tiempo de producción es mucho mayor que el tiempo de cierre. Esta restricción fué discutida por Raghavan⁽¹⁰⁾ en una publicación reciente y se propuso como solución el uso de curvas tipo para pruebas de incremento; las curvas presentadas en este trabajo tienen como desventaja el hecho de que requieren un proceso de ensayo y error en su aplicación.

La dificultad en el análisis de datos de pruebas de presión de pozos fracturados surge porque no se conoce el tipo de

flujo que prevalece en el momento de cierre del pozo.

La Fig. 5.24 muestra una manera conveniente de presentar las curvas tipo para análisis de datos de incremento de presión en pozos fracturados; esta gráfica considera una fractura vertical de conductividad infinita.

La abscisa representa el cociente del tiempo de cierre - adimensional Δt_D y el tiempo de producción adimensional t_{pD} . El cociente anterior tiene el mismo valor aún cuando se utilicen variables reales. Por consiguiente, el proceso de ajuste de curva se lleva a cabo únicamente deslizando la hoja de datos en un sentido vertical sobre la gráfica de curvas tipo.

Curvas tipo para el caso de fracturas de conductividad - finita pueden obtenerse utilizando los datos presentados en la Tabla 5.2 y el principio de superposición en tiempo. De tal manera que:

$$P_{DB} = \frac{K h (P_{ws} - P_{wf})}{\alpha q B \mu} - P_{wD}(t_{D_{xf}} + \Delta t_{D_{xf}}, Fco) + P_{wD}(\Delta t_{D_{xf}}, Fco) + P_{wD}(t_{D_{xf}}) \dots(5.39)$$

La aplicación de los métodos de análisis de decremento de presión en pruebas de incremento de presión deben contemplar ligeras modificaciones. Por ejemplo, la presión de fondo fluyendo antes del cierre se considera como si fuera la presión inicial y la prueba se analiza como si se tratara de una prueba de inyección.

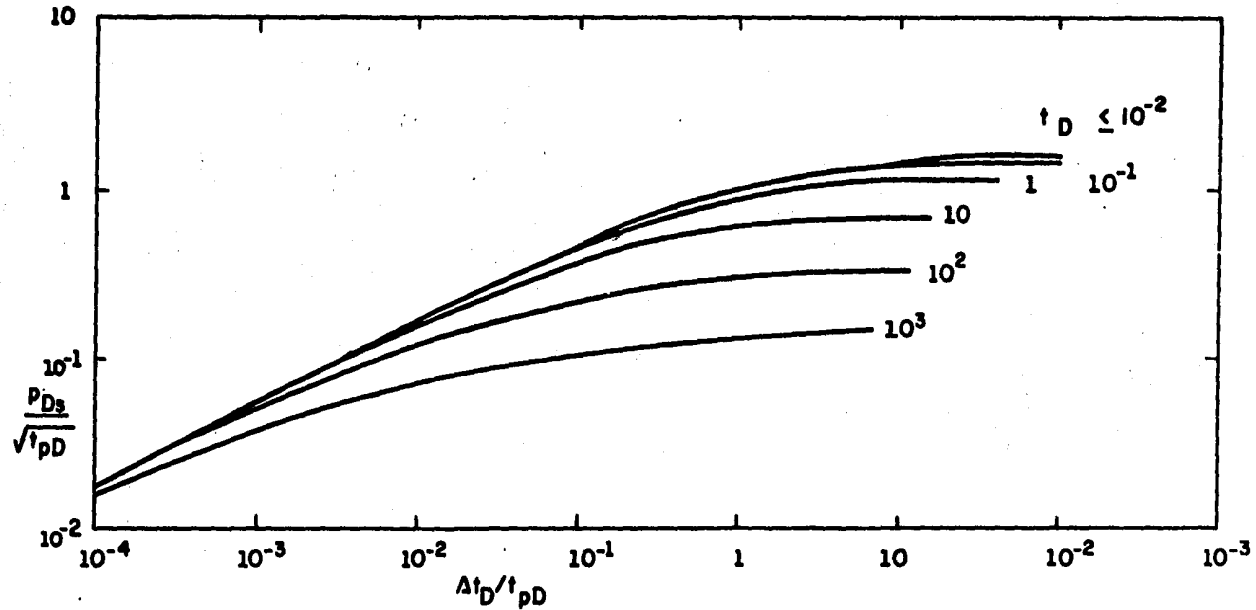


Fig. 5.24 CURVAS TIPO PARA ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION EN POZOS FRACTURADOS.

TABLA 5.2 CAIDA DE PRESION ADIMENSIONAL PARA UN POZO VERTICALMENTE FRACTURADO

$$P_{WD} = \frac{kh(p_i - P_{wf})}{\alpha q B \mu}$$

$$F_{CD} = \frac{k_f v}{k x_f}$$

$$t_{Dxf} = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t x_f^2}$$

$k_{fD} v_{fD}$	t_{Dxf}	$.2\pi$	π	2π	10π	20π	100π
1×10^{-3}		.5449	.2443	.1732	.0866	.0718	.0590
2		.6380	.2881	.2056	.1100	.0946	.0814
3		.7024	.3190	.2289	.1277	.1120	.0986
4		.7520	.3432	.2475	.1424	.1265	.1130
5		.7926	.3633	.2632	.1553	.1392	.1256
6		.8273	.3806	.2770	.1668	.1506	.1369
7		.8576	.3959	.2893	.1773	.1610	.1472
8		.8846	.4098	.3006	.1871	.1706	.1568
9		.9090	.4224	.3110	.1962	.1796	.1658
1×10^{-2}		.9313	.4341	.3207	.2047	.1881	.1742
2		1.0837	.5181	.3939	.2720	.2549	.2407
3		1.1861	.5788	.4480	.3221	.3047	.2903
4		1.2638	.6272	.4920	.3633	.3456	.3310
5		1.3269	.6682	.5297	.3988	.3809	.3662
6		1.3802	.7040	.5630	.4304	.4122	.3974
7		1.4266	.7361	.5929	.4588	.4406	.4255
8		1.4678	.7653	.6203	.4849	.4665	.4514
9		1.5049	.7921	.6456	.5090	.4905	.4753
1×10^{-1}		1.5387	.8170	.6691	.5316	.5129	.4975
2		1.7728	1.0010	.8453	.7015	.6820	.6661
3		1.9263	1.1289	.9686	.8208	.8008	.7845
4		2.0414	1.2282	1.0648	.9143	.8940	.8774
5		2.1340	1.3099	1.1442	.9918	.9712	.9544
6		2.2115	1.3794	1.2121	1.0582	1.0374	1.0205
7		2.2784	1.4401	1.2715	1.1163	1.0955	1.0784
8		2.3372	1.4939	1.3243	1.1682	1.1472	1.1300
9		2.3897	1.5424	1.3719	1.2150	1.1939	1.1766
1		2.4371	1.5865	1.4153	1.2577	1.2365	1.2192
2		2.7579	1.8906	1.7156	1.5546	1.5329	1.5152

TABLA 5.2 CONTINUACION

ε_{Dxf}	F_{c0}					
	$.2\pi$	π	2π	10π	20π	100π
3	2.9520	2.0783	1.9018	1.7394	1.7175	1.6996
4	3.0914	2.2144	2.0371	1.8739	1.8519	1.8340
5	3.2002	2.3212	2.1435	1.9798	1.9577	1.9398
6	3.2896	2.4092	2.2311	2.0671	2.0450	2.0270
7	3.3654	2.4839	2.3056	2.1414	2.1193	2.1013
8	3.4312	2.5490	2.3705	2.2061	2.1839	2.1659
9	3.4893	2.6065	2.4279	2.2634	2.2412	2.2231
1×10^1	3.5414	2.6581	2.4794	2.3147	2.2925	2.2745
2	3.8852	2.9998	2.8205	2.6553	2.6331	2.6150
3	4.0870	3.2008	3.0214	2.8561	2.8338	2.8157
4	4.2304	3.3439	3.1643	2.9989	2.9766	2.9585
5	4.3417	3.4549	3.2753	3.1099	3.0876	3.0695
6	4.4327	3.5458	3.3661	3.2007	3.1784	3.1602
7	4.5097	3.6226	3.4430	3.2775	3.2551	3.2370
8	4.5763	3.6892	3.5095	3.3440	3.3217	3.3035
9	4.6351	3.7480	3.5683	3.4027	3.3804	3.3623
1×10^2	4.6878	3.8005	3.6208	3.4553	3.4330	3.4148
2	5.0341	4.1466	3.9668	3.8013	3.7789	3.7608
3	5.2367	4.3492	4.1694	4.0038	3.9815	3.9633
4	5.3805	4.4929	4.3131	4.1475	4.1252	4.1070
5	5.4920	4.6045	4.4247	4.2590	4.2367	4.2186
6	5.5832	4.6956	4.5158	4.3502	4.3278	4.3097
7	5.6602	4.7726	4.5928	4.4272	4.4049	4.3867
8	5.7270	4.8394	4.6596	4.4939	4.4716	4.4535
9	5.7859	4.8983	4.7185	4.5528	4.5305	4.5123
1×10^3	5.8383	4.9509	4.7711	4.6055	4.5831	4.5650

CAPITULO 6

APLICACIONES

6.1 APLICACION DEL METODO DE AJUSTE CON CURVAS TIPO. (9)

Para ilustrar la aplicación de las curvas tipo para fracturas con capacidad de flujo finita se considerará un pozo de gas con baja permeabilidad y con FHM. Antes del tratamiento de FHM, fué efectuada una prueba de incremento de presión en el pozo, -- para obtener la presión inicial y la permeabilidad de la formación. El pozo ha estado abierto a producción durante 1 año. No se efectuó prueba de incremento después del fracturamiento. Los objetivos que se persiguen son: 1) calcular la longitud de la -- fractura y su capacidad de flujo y 2) predecir el comportamiento futuro.

Los datos que se requieren para el análisis con curvas -- tipo se presentan en la Tabla 6.1

TABLA 6.1 DATOS PARA ANALISIS CON CURVA TIPO
(POZO DE GAS, CON FHM)

DATOS DE YACIMIENTO

Presión Inicial del Yac. , p_i , lb/pg ²	2394
Temperatura del Yac. , T_y , °R.	720
Espesor de la formación, h, pie	32
Permeabilidad de la formación, K^* , md	0.0081
Porosidad de la formación, ϕ , fracción	0.107
Compresibilidad total del sistema, C_t , lb/pg ²	2.34×10^{-4}
Viscosidad inicial del gas, μ_i , cp.	0.0176
Diferencia entre las pseudo presiones del gas real, inicial y fluyendo,	
$[m(p)]$, lb/pg ² /cp	396×10^6

DATOS DE COMPORTAMIENTO

<u>TIEMPO (días)</u>	<u>** q (Mcf/dfa)</u>	<u>1/q (Mcf/dfa)⁻¹</u>
20	625	1.6 x 10 ⁻³
35	476	2.1 x 10 ⁻³
50	408	2.45 x 10 ⁻³
100	308	3.25 x 10 ⁻³
150	250	4.00 x 10 ⁻³
250	208	4.81 x 10 ⁻³
300	192	5.21 x 10 ⁻³

* de la prueba de incremento antes del fracturamiento
 ** datos de gasto proporcionados.

El dato de gasto actual es mostrado en la Fig. 6.1 y los datos de gasto proporcionados están dados en la Tabla 6.1. Puesto que las variaciones en la presión de fondo fluyendo son pequeñas, se asume que el pozo produce a presión constante.

Curvas tipo similares a las mostradas en la Fig. 5.6, -- fueron generadas para este caso específicamente y fueron usadas, las curvas tipo generadas para este caso en especial solo son ligeramente diferentes a las de la Fig. 5.6.

Paso 1. Los datos de 1/q contra t (Tabla 6.1) fueron trazados en un papel semitransparente usando la escala log-log de las curvas tipo. Los ejes X y Y fueron dibujados en el papel semitransparente tal como se muestra en la Fig. 6.2.

Paso 2. Puesto que la capacidad de flujo de la formación, Kh, es conocida de una prueba de incremento del fracturamiento, para un valor de 1/q = 10⁻³, el correspondiente valor de 1/qD = 0.1, es el calculado como sigue:

$$\frac{1}{qD} = \frac{Kh \Delta (m(p))}{1424 q T} = \frac{(0.0081) (32) (396 \times 10^6)}{(1424) (720) q} =$$

$$\frac{100}{q} = (100) (10^{-3}) = 0.1$$

De este modo, la posición de $1/q = 10^{-3}$ en el eje Y del papel semitransparente es fijada como $1/q_D = 0.1$, en relación - al eje Y de la gráfica de la curva tipo (Ver Fig. 6.3)

Paso 3. El papel semitransparente es desplazado horizontalmente a lo largo del eje X , hasta que el ajuste sea logrado, tal ajuste es mostrado en la Fig. 6.3

Paso 4. Un punto de ajuste es escogido, donde:

$$t = 100 \text{ días} = 2400 \text{ hrs.}$$

$$t_{D_{xf}} = 2.2 \times 10^{-2}$$

$$F_{CD} = 50$$

Paso 5. La longitud media de la fractura, X_f , es calculado usando la ecuación (5.8) como sigue:

$$\begin{aligned} X_f^2 &= \frac{(2.634 \times 10^{-4}) Kt}{\phi^k i C_t t_{D_{xf}}} \\ &= \frac{(2.634 \times 10^{-4}) (0.0081) (2400)}{(0.107) (0.0176) (2.34 \times 10^{-4}) (2.2 \times 10^{-2})} \\ &= 528 \text{ 174} \end{aligned}$$

$$X_f = 727 \text{ pie}$$

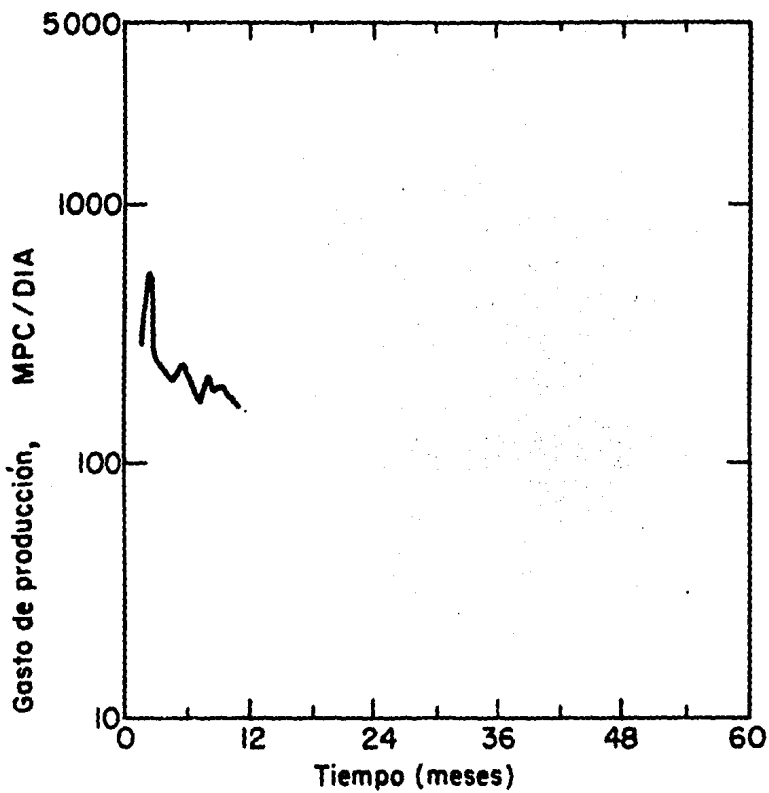


Fig. 6.1 DATOS DEL COMPORTAMIENTO (GASTO CONTRA TIEMPO) ACTUAL.

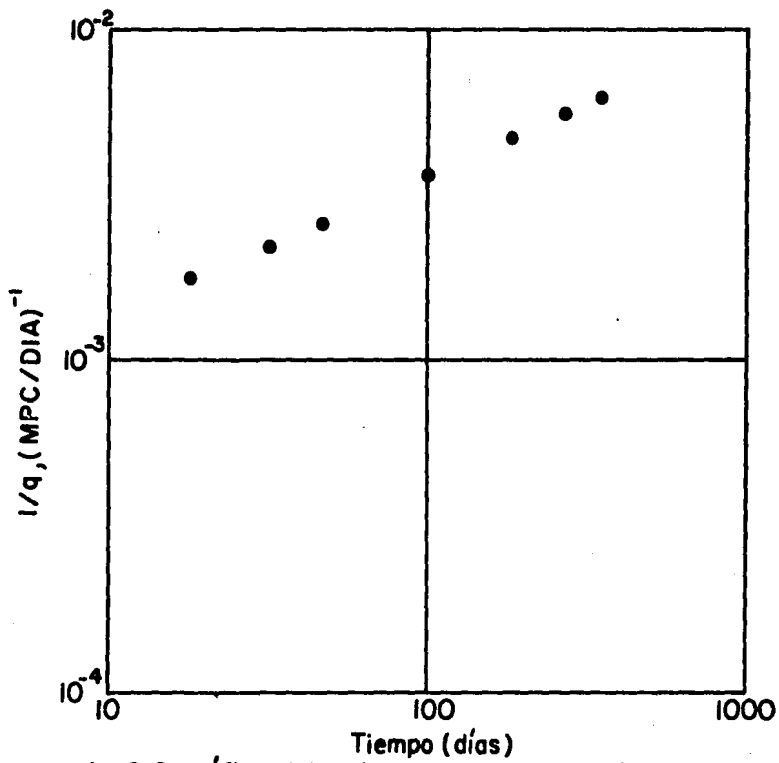


Fig. 6.2 Gráfica del recíproco gasto contra tiempo

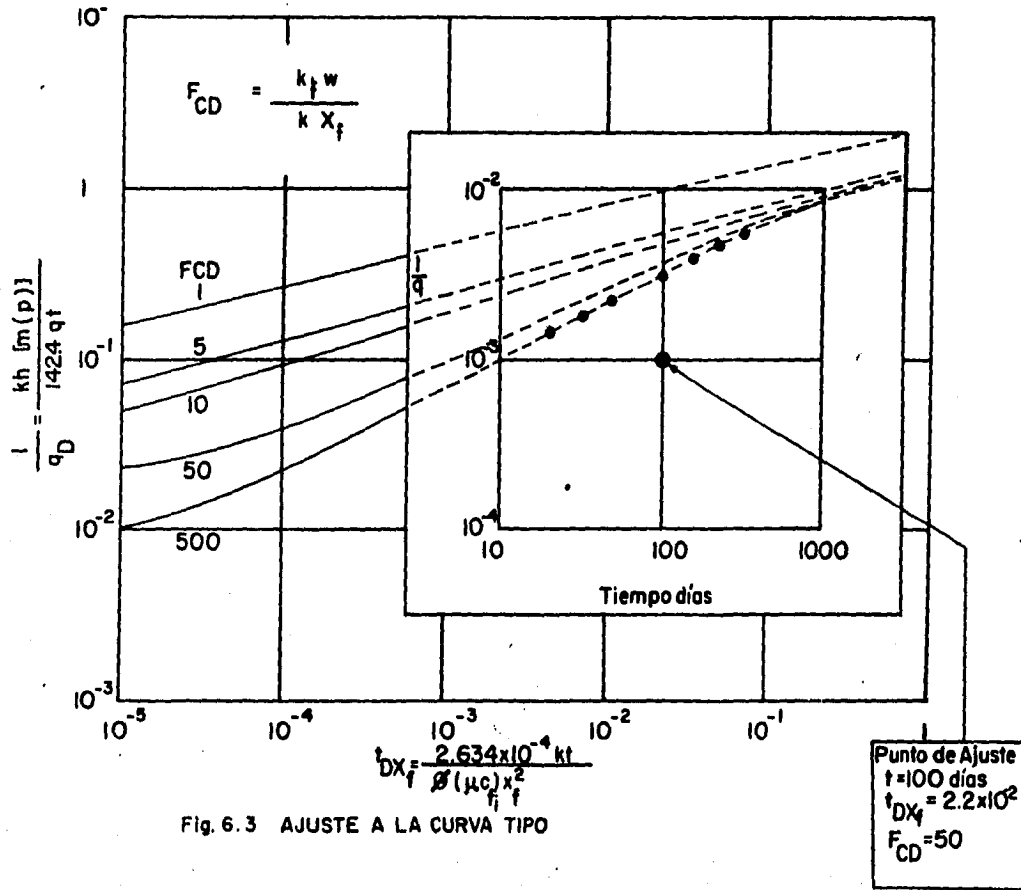


Fig. 6.3 AJUSTE A LA CURVA TIPO

6.2 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESIÓN

TABLA 6.2 DATOS DEL EJEMPLO DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESIÓN

Tiempo, t (hora)	P_{wf} (Kg/cm ²)	$\Delta p = p_i - P_{wf}$ (Kg/cm ²)
0.25	259.2	5.8
0.5	258.1	6.9
0.75	256.9	8.1
1	255.4	9.6
1.5	255.0	10
2	253.9	11.1
3	252.5	12.5
4	251.2	13.8
5	250.0	15.0
6	249.0	16.0
7	248.2	16.8
8	247.4	17.6
9	246.8	18.2
10	246.0	19.0
12	244.9	20.1
15	243.8	21.2
20	241.4	23.6
25	240.0	25
30	238.4	26.6
35	236.6	28.4
40	235.0	30.0
45	234.5	30.5
50	233.0	32.0
55	232.4	32.6
60	231.9	33.1
72	230.8	34.2

$$\begin{aligned}
 P_i &= 265 \text{ Kg cm}^2 & \phi &= 0.15 \\
 q_o &= 35 \text{ m}^3 \text{ dfa} & c_t &= 2.5 \times 10^{-4} \text{ cm}^2 / \text{Kg} \\
 B &= 1.2 \text{ m}^3 \text{ @ } 14.7 \text{ @ } 14.7 & \alpha &= 19.033 \\
 \mu &= 0.8 \text{ cp} & \beta &= 3.48 \times 10^{-4} \\
 h &= 15 \text{ m} & r_w &= 0.075
 \end{aligned}$$

a) Análisis de Ajuste de Curvas de la Fig. 6.4

$$(t)_M = 1 \text{ hora} \quad (t_{Dxf})_M = 0.2$$

$$(\Delta p)_M = \text{Kg / cm}^2 \quad (P_D)_M = 0.52$$

$$F_{CD} = 2\pi \quad \text{Flujo pseudo-radial para } t \geq 20 \text{ horas}$$

De la ecuación (5.17)

$$K = \frac{\alpha q B \mu (P_D)_M}{h (\Delta p)_M}$$

$$K = \frac{19.033 \times 35 \times 1.2 \times 0.8 \times 0.52}{15 \times 10}$$

$$K = 2.216 \text{ md}$$

De la ecuación (5.16)

$$r_f = \sqrt{\frac{\beta K (t)_M}{\phi c_t (t_{Dxf})_M}}$$

$$r_f = \sqrt{\frac{3.48 \times 10^{-4} \times 2.21 \times 1}{0.15 \times 0.8 \times 2.5 \times 10^{-4} \times 0.2}}$$

NOTA: Se usaron unidades del sistema métrico para poder trabajar los datos originales, según se proporcionaron.

$$r_f = 11.33 \text{ metros}$$

De la Fig. 5.15

$$\text{para } F_{CD} = 2\pi \quad r_g/x_f = 0.405$$

$$\therefore x_f = 11.33/0.405 = 28 \text{ metros}$$

De la ecuación (5.19)

$$K_f W = F_{CD} K_{x_f}$$

$$K_f W = 2 \times 2.21 \times 28$$

$$K_f W = 388 \text{ md - metro}$$

b) Puesto que los datos exhiben flujo pseudo-radial se puede utilizar una gráfica semilogarítmica.

De la Fig. 6.4

$$M = 21.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{ciclo}$$

$$P_1 \text{ hora} = 269.1 \text{ Kg/cm}^2$$

De la ecuación (5.36)

$$K = \frac{E q B^M}{mh} \quad K = \frac{21.91 \times 35 \times 1.2 \times 0.8}{21.1 \times 15} \quad K = 2.32 \text{ md}$$

De la ecuación (5.37)

$$s = 1.151 \left[\frac{265-269.1}{21.1} - \log \left\{ \frac{2.32}{0.15 \times 0.8 \times 2.5 \times 10^{-4} \times (0.075)^2} \right\} + 3.107 \right]$$

$$s = -4.86$$

Radio efectivo del pozo:

$$r_f = r_w e^{-s}$$

$$r_f = 0.075 \times e^{4.22} = 9.71 \text{ metros}$$

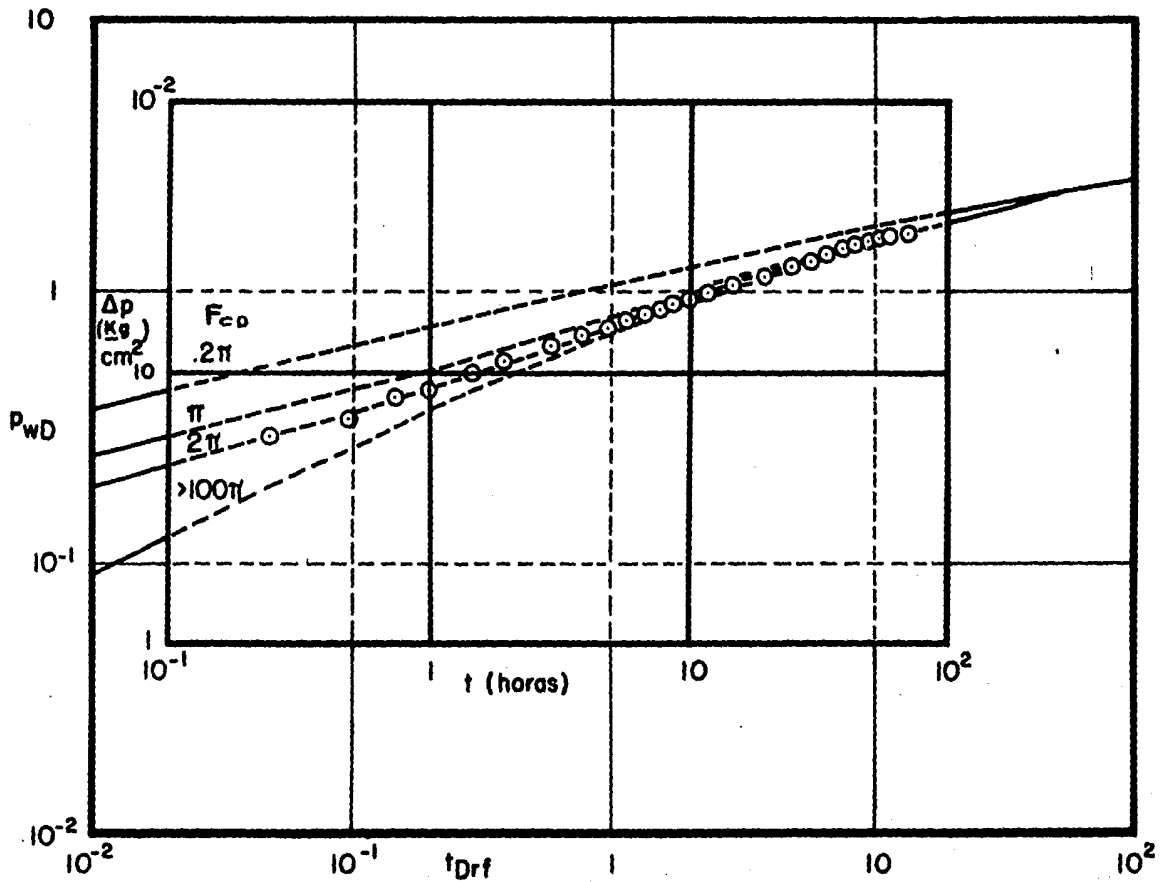


Fig. 6.4 ANALISIS DE CURVAS TIPO DE DATOS DE INCREMENTO DE PRESION

TABLA 6.3 DATOS DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN DE UN POZO FRACTURADO

Δt (horas)	\sqrt{t}	$t_p + \Delta t$ Δt	P_{ws} lb/ps ²	$P_{ws} - P_{wf}$ lb/ps ²
0	0		1985	0
0.25	0.5	9121	2036	51
0.5	0.707	4561	2055	70
0.75	0.866	3041	2069	84
1	1	2281	2081	96
2	1.414	1141	2117	132
3	1.732	761	2145	160
4	2	571	2171	186
5	2.236	457	2190	205
6	2.449	381	2206	221
7	2.645	326.7	2220	235
8	2.828	286	2235	250
9	3	254.3	2249	264
10	3.162	229	2262	277
15	3.872	153	2305	320
20	4.472	115	2345	360
25	5	92.2	2369	384
30	5.477	77	2405	420
36	6	64.3	2440	455
42	6.48	55.2	2460	475
48	6.928	48.5	2482	497
54	7.348	43.2	2505	520
60	7.746	39	2523	538
72	8.485	32.66	2555	570

$$t_p = 95 \text{ días} = 2280 \text{ horas}$$

$$q_o = 220 \text{ bbl/día}$$

$$R = 1.3 \text{ bbl/cy/ b1.} \quad C = \text{cy/ b1.} \quad C = \text{cs}$$

$$M = 1.1 \text{ cp}$$

$$h = 33 \text{ pie}$$

$$\phi = 0.18$$

$$c_t = 20.5 \times 10^{-6} \text{ pg}^2/\text{lb}$$

$$\alpha = 141.2$$

$$\beta = 2.64 \times 10^{-4}$$

$$\mu = 4.064$$

$$\gamma = 3.2275$$

$$k_w = 0.25 \text{ pie}$$

a) Análisis de ajuste de curvas:

De la Fig. 6.5

$$(\Delta t)_M = 1 \text{ hora; } t_{Drf} = 0.053$$

$$(\Delta P)_M = 10 \text{ lb/ ps}^2; \text{ PWD} \approx 0.02$$

$$F_{CD} \geq 100 \quad (\text{conductividad infinita})$$

Los primeros datos exhiben flujo lineal y los últimos datos $\Delta t > 100$ horas exhiben flujo pseudo-radial.

NOTA: Se usaron unidades del sistema métrico para poder trabajar los datos originales, según se proporcionaron.

Continuación Tabla 6.3

Δt (horas)	\sqrt{t}	$t_p + \Delta t$ Δt	P_{ws} lb/pg ²	$p = P_{ws} - P_{wf}$ lb/pg ²
84	9.165	28.14	2587	602
86	9.798	24.75	2622	637
108	10.39	22.11	2648	663
120	10.95	20	2675	690
144	12	16.83	2725	740
168	12.96	14.57	2753	768

De la ecuación (5.17)

$$K = \frac{141.2 \times 220 \times 1.3 \times 1.1 \times 0.02}{33 \times 10}$$

$$K = 2.69 \text{ md}$$

De la ecuación (5.16)

$$r_f = \sqrt{\frac{2.64 \times 10^{-4} \times 2.69 \times 1}{0.18 \times 1.1 \times 20.5 \times 10^{-6} \times 0.053}}$$

$$r_f = 57.45 \text{ pie}$$

De la Fig. 5.15

$$\text{Si } F_{CD} \geq 100 \pi ; \quad r_f/X_f = 0.5 ; \quad \underline{X_f = 114.9 \text{ pie}}$$

b) Análisis de flujo lineal:

De la Fig. 6.6

$$m \lambda = 90 \text{ lb/pg}^2/\text{hora}$$

de la ecuación (5.34)

$$x_f = \frac{\delta q B}{h m \lambda} \sqrt{\frac{\mu}{K \phi c_t}}$$

$$x_f = \frac{4.064 \times 220 \times 1.3}{33 \times 90} \sqrt{\frac{1.1}{2.69 \times 0.18 \times 20.5 \times 10^{-6}}}$$

$$\underline{x_f = 130 \text{ pie.}}$$

El daño alrededor de la fractura es muy pequeño debido a que la línea recta se puede extrapolar a la presión del fondo -- fluyendo.

c) Gráfica de Horner:

De la Fig. 6.7

$$m = 585 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$$

De la ecuación (5.36)

$$K = \frac{E q B \mu}{m h} ; \quad K = \frac{162.6 \times 220 \times 1.3 \times 1.1}{585 \times 33} ; \quad \underline{K = 2.649 \text{ md}}$$

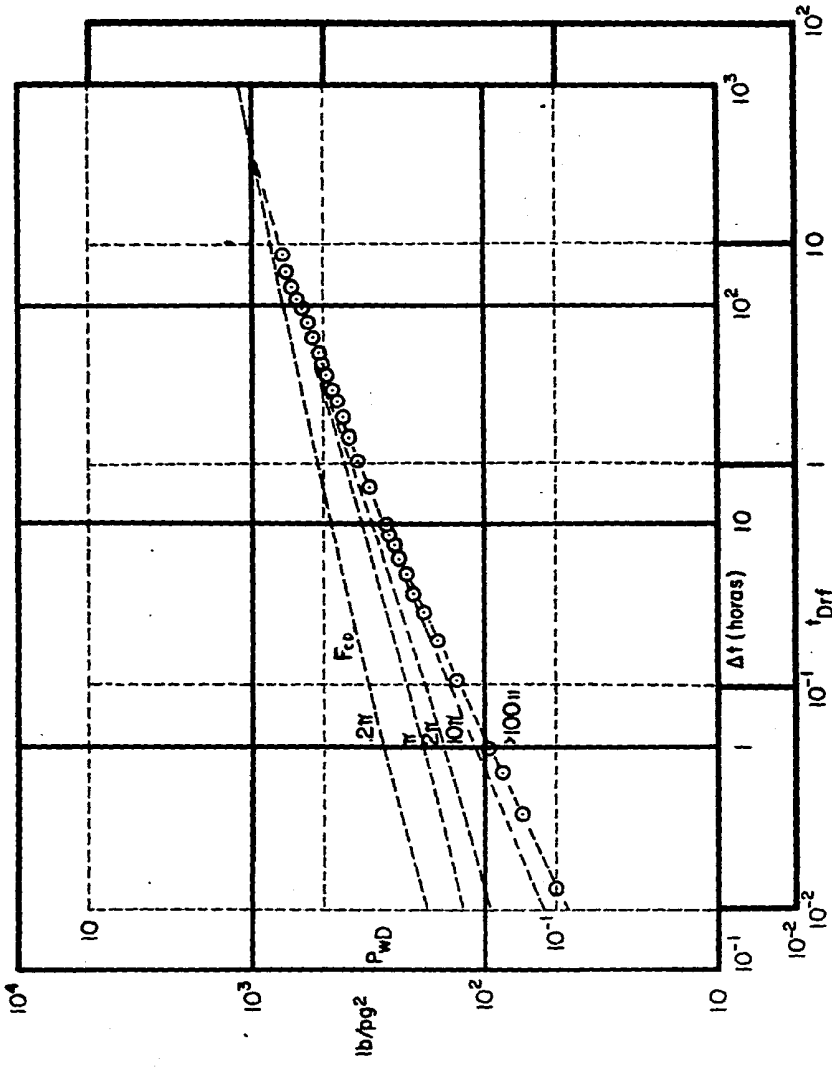


Fig.6.5 APLICACION DEL METODO DE AJUSTE DE CURVAS EN EL ANALISIS DE DATOS DE INCREMENTO DE PRESION

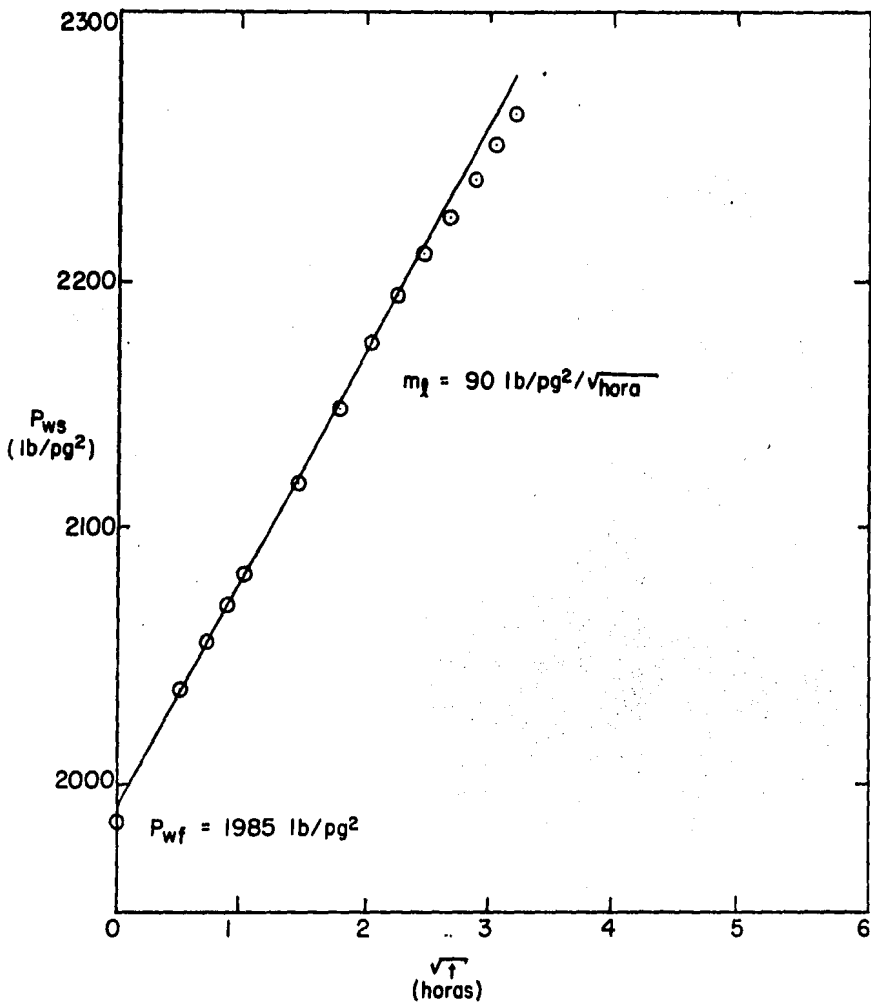


Fig. 6.6 GRAFICA DE ANALISIS PARA FLUJO LINEAL

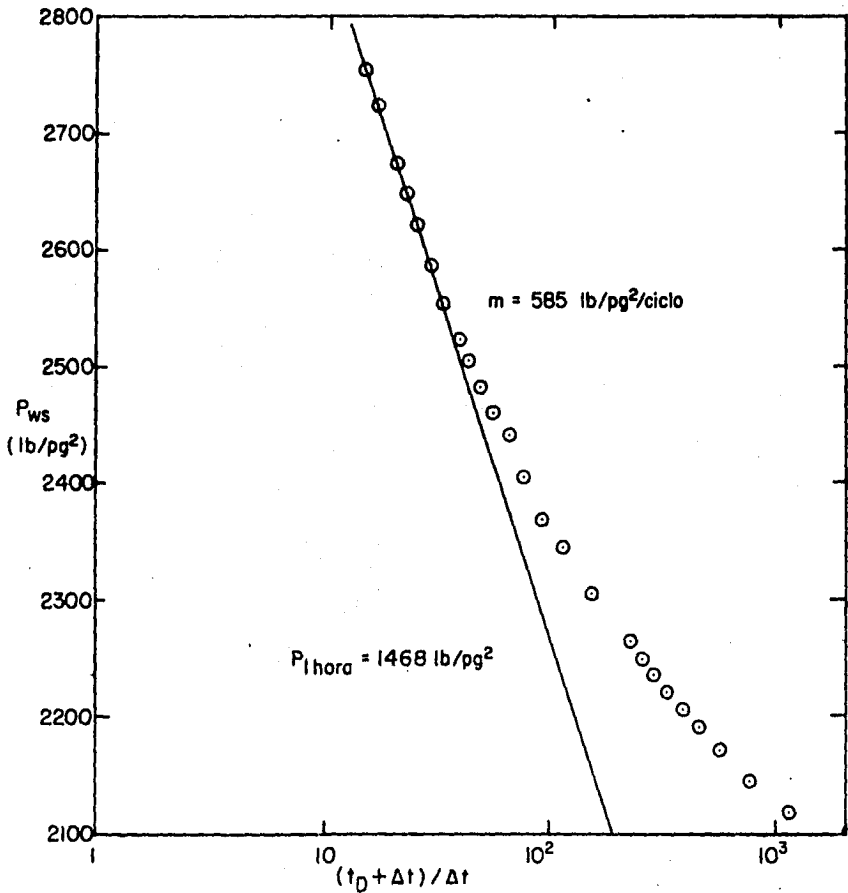


Fig. 6.7 GRAFICA DE HORNER PARA EL ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO.

De la ecuación (5.37)

$$s = 1.151 \left[\frac{1468 - 1985}{585} - \log \left\{ \frac{2.649}{0.18 \times 1.1 \times 20.5 \times 10^{-6} \times (0.25)^2} \right\} + 3.227 \right]$$

$$s = -5.38$$

$$r_{ef} = r_{we}^{-s} = 0.25 e^{5.38}$$

$$r_{ef} = \underline{54.25 \text{ pie}}$$

$$\text{Puesto que } F_{co} \geq 100; \quad r_{ef} / x_f = 0.5$$

$$\therefore x_f = 54.25 / 0.5 = \underline{108.5 \text{ pie}}$$

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FUTURO

Como se ha visto, las pruebas de presión pueden utilizarse como una herramienta en el diseño de un fracturamiento hidráulico masivo ya que permiten obtener no solo la geometría sino también conductividad de la fractura y la presencia de daño causado por el fluido fracturante.

Para llevar a cabo una evaluación confiable de los resultados de un fracturamiento hidráulico masivo, así como la predicción del comportamiento futuro es conveniente que se cuente con:

- a) Datos de pruebas de incremento de presión efectuadas antes del fracturamiento.
- b) Datos del proceso de fracturamiento, incluyendo la variación del gasto y la presión durante la inyección del fluido fracturante.

- c) Datos del abatimiento de presión en el fondo del pozo después del fracturamiento.
- d) Datos de una prueba de decremento ó incremento de presión posterior al fracturamiento.

6.4 "FHM EN LA FORMACION "J" EN EL CAMPO WATTENBERG, COLORADO, E.U.A." (II)

La formación "J" es del tipo de formaciones muy "densas" - con producción de gas, tienen un espesor aproximado de 15 m. y esta a una profundidad de 8000 pie (2438.0 m), la temperatura de fondo es 260°F (126.6°C).

Los primeros intentos para aumentar la producción de gas - se hicieron con fracturamientos hidráulicos convencionales usando entre 40000 - 50000 gal. de gel. Estos tratamientos efectivamente incrementaron la producción; sin embargo, el ritmo de producción declinó rápidamente con el tiempo indicando que los tratamientos fueron un fracaso económico.

Después de esto, se hicieron estudios de laboratorio para evaluar varios fluidos fracturantes e investigar las capacidades de flujo de fractura con varios sustentantes. Usando estos estudios, se desarrolló un programa de estimulación en el cual se usaría una emulsión de polímeros como fluido fracturante y una técnica especial para la colocación del sustentante. Los volúmenes a emplear de fluido fracturante eran de 500000 gal. de fluido y 1'000,000 de sustentante (arena).

Antes y después del tratamiento, se corrieron registros de temperatura, a pozo cerrado, con los cuales se evaluó el comportamiento de la producción y las propiedades mecánicas de la roca.

En base a esta información se concluyó que un tratamiento de FHM se justifica en las mejores áreas del campo y que la penetración de la fractura sería del orden de 3000 pie (914.4 m).

DESCRIPCION DEL CAMPO

Conforme se incrementó la demanda de gas, las compañías --

pusieron su atención en las formaciones de gas "densas" consideradas anteriormente no comerciales.

El campo Wattenberg cerca de Denver es un típico yacimiento "denso" de gas; debido a los avances de la tecnología en fracturas, el campo Wattenberg fué considerado comercial.

El campo Wattenberg se localiza en la parte oeste de la cuenca D-J en los condados de Adams y Weld, Colorado; y comprenden una área de 980 millas cuadradas (2538.2 Km²) el que fué descubierto en 1970.

La formación "J" es de la edad Cretácica, y es la mayor zona productora de gas en Wattenberg, la formación "J" son arenas de muy baja permeabilidad, del orden de 0.05 - 0.005 md, y se encuentran a unos 7600 a 8400 pies; más datos de la formación se proporcionan en la Tabla 6.4.

TABLA 6.4

Formación	"J" (densa)
Tipo de Roca	Areniscas
Tipo de producción	Gas
Profundidad, ft	7600 - 8400
Temperatura de Formación, °F	260
Presión de Formación, psia	2900
Espesor de las Arenas, pie	50 - 100
Espesor Neto de interes, pie	10 - 50
Porosidad, %	8 - 12
Permeabilidad, md	0.05 - 0.005
Espaciamiento entre pozos, acres	320
Extensión productiva potencial, acres	627,000

El yacimiento está estratigráficamente controlado por arenas compactadas al suroeste y bajas en permeabilidad al noreste. La producción natural de esta formación "densa" era del rango de 100 Mcf/D.

En 1969 un exámen de los datos de los viejos pozos de Wattenberg, perforados en el área norte de Denver revelaron que la formación "J" era un yacimiento de gas de considerable extensión.

Varias compañías perforaron pozos para calcular los límites del yacimiento.

Durante la etapa de desarrollo, algunos pozos fueron tra-

tados con 30000 - 50000 gal. de agua gelatinizada (KCl), usándose un promedio de 40 a 80 lbs de goma guar por cada 1000 gal. de agua, como agente gelatinizante; empleándose como sustentante -- arena malla 20 - 40 y una mezcla de arena malla 20 - 40 (al 90%) y perlas de vidrio malla 12 - 20 (10%).

Se efectuaron además, nueve estimulaciones con CO₂, estos tratamientos crearon fracturas del orden de 30 -150 m de longitud. Cinco pozos más fueron fracturados con gel altamente viscosa, en tres de los pozos la fractura se volvió a cerrar; un pozo fué tratado con un ácido "suave" y otro más con gas propano gelatinizado. Estos tratamientos apenas influyeron en la productividad del campo.

En base a estos resultados, se cuestionó la rentabilidad del yacimiento; se perforaron algunos pozos de prueba y se observaron un tiempo. Para el verano de 1973, se concluyó que el campo era rentable, pero que la rápida declinación de la producción, obligaría a hacer esfuerzos adicionales para aumentar los gastos de producción.

Se hicieron estudios para evaluar la efectividad de un -- nuevo fluido fracturante, este nuevo fluido fué una emulsión de polímeros estable a altas temperaturas, este fluido se probó en 4 pozos perforados para este fin; con estos tratamientos se incrementó entre 3 y 4 veces la productividad.

Se hicieron otros estudios de los cuales se concluyó que para estimular adecuadamente la formación "J", era necesario -- crear fracturas muy penetrantes que se extiendan 300m ó más alrededor del pozo y en todo espesor de interés.

Además se requiere un fluido con características especiales, entre los cuales están:

1. Pérdidas de fluido bajas para poder obtener una fractura penetrante.
2. Suficiente viscosidad para transportar el sustentante hasta los extremos interiores de la fractura.
3. Causar poco daño a la formación y efectuar una buena limpieza de la fractura.
4. Estable a altas temperaturas, en este caso a 260°F
5. Tener bajo costo.

Los agentes sustentantes deben ser tales que produzcan una alta permeabilidad en la fractura, y aún se usen grandes volúmenes, su costo debe ser bajo.

Se realizarán varios trabajos para seleccionar el fluido y el sustenante adecuados, de entre los existentes en el mercado y que cumplirán con los requisitos de ser resistentes a altas temperaturas, bajos coeficientes de pérdida de fluidos y no dañar a la formación. Se probaron 4 fluidos que reunían las características y estos fueron:

- A. Una emulsión de polímeros con dos terceras partes -- del condensado del campo y una tercera parte de goma guar.
- B. Un condensado gelatinizado.
- C. Un gel agua-goma-celulosa.
- D. Una gel-goma para temperatura alta.

Los fluidos fracturantes se elevaron en una filtro prensa, los resultados de la pérdida de fluidos y del daño a la formación se muestran en la Tabla 6.5.

TABLA 6.5

PRUEBA DE PERDIDA DE FLUIDO

Fluido	Pruebas Efectuadas	Coefficiente De Pérdida de Fluido (pie/min)	Daño a la Formación
Emulsión de Polímeros	13	0.0001 a 0.0005	Bajo a Moderado
Gel-base aceite	5	0.0011 a 0.0013	Bajo a Moderado
Gel agua-goma guar	5	0.0011 a 0.0014	Moderado a Alto
Gel agua-goma celulosa	5	0.0016 a 0.0029	Moderado a Alto

Los resultados de estas pruebas mostraron que la emulsión de polímeros fué el fluido más eficiente de todos los probados. Se calculó también que con este tipo de fluido se podrían lograr longitudes de fractura del orden de 200 pie (por ala) con volúmenes de entre 150,000 a 200,000 gals., y se calculó una altura de fractura de 45 m. La Fig. 6.8 presenta los resultados que se obtendrían al usar grandes volúmenes de fluido. Nótese que se lograrían fracturas con penetraciones hasta de 1200 m. si se usarán -- cerca de 500,000 gal. de emulsión de polímeros, con un gasto de inyección de 3.18 m³/min.

Además se hicieron estudios para determinar la estabilidad de la gel y la resistencia a altas temperaturas, de la emulsión de polímeros. La estabilidad a alta temperatura era importante --

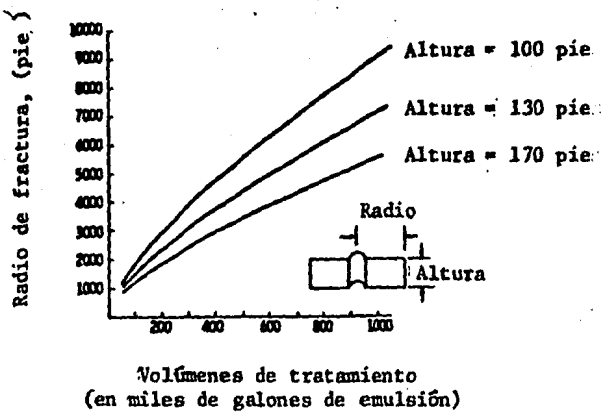


Fig. 6.8 Radio de fractura contra volúmenes promedio de tratamiento para las fracturas en el campo Wattenberg

debido a los tiempos tan largos de bombeo que se requerían para efectuar el tratamiento.

El gasto de inyección se determinó en base a la resistencia a la presión interna de la T.R. (4 1/2" K-55, 11.6 lb/pie -- que se encontraba a esa profundidad.

EVALUACION DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DE FRACTURA

Para evaluar la capacidad de flujo de fractura, se hicieron estudios sobre los agentes sustentantes más adecuados a emplear, así como de la dureza de la formación, que resulta ser según núcleos estudiados a presión, del orden de 122,000-313,000 lb/pg²

Ya conociendo este dato de dureza, se trató de evaluar la capacidad de flujo empleando arena como sustentante y considerando una profundidad de 2438 m. Los resultados de estudios efectuados en núcleos de la formación "J", en los cuales se evaluó la -- conductividad de la fractura, se presentan en la Fig. 6.9.

Aunque las capacidades de flujo son más bajas que las deseadas, se consideró necesario el uso de arenas de tamaño pequeño para poder lograr sostener la fractura hasta en sus extremos, aunque también se consideró usar como sustentante "perlas" de vidrio de alta resistencia, con las cuales se lograba una altísima capacidad de flujo en la fractura; pero este sustentante fue desechado por su alto costo.

Para la colocación del sustentante se optó por la técnica de "colocación de pilares" ya que presentaba pocas dificultades -- al emplearse y además se lograba una alta capacidad de flujo. El procedimiento era el siguiente; se bombearon varias etapas consistentes de un volumen (generalmente 100 bls) de fluido fracturante conteniendo altas concentraciones (4 lb/gal) de sustentante, seguidos de un volumen igual de fluido fracturante sin agente sustentante, este procedimiento fue usado seguido de un "bache" de fluido de aproximadamente un 10%-20% del volumen total. Además, se desarrolló un procedimiento para inyectar al final del tratamiento de 6 a 8 lb/gal de sustentante de "gran" tamaño, para asegurar que la fractura quedará adecuadamente sustentada.

ESTUDIOS SOBRE LA ALTURA DE FRACTURA

Los estudios para determinar la altura de fractura se hicieron usando registros de temperatura para identificar los intervalos fracturados. El procedimiento consiste en "correr" un regis-

tro de temperatura en el fondo, justo antes del fracturamiento y 3 6 4 registros de temperaturas durante el período de cierre siguiente al tratamiento de fractura. La temperatura de cierre-pos-fractura se puede medir durante casi 4 horas aproximadamente con gran precisión, los registros deben de tomarse hasta 150 metros arriba del intervalo fracturado; en la Fig.6.10 se muestra una sección de un registro de temperatura de un pozo del campo - Wattenberg, en el se puede observar que las curvas de temperatura anormal ocurren en un intervalo de 40-42 metros, dentro de los cuales se supone la altura de la fractura.

Para el FHM en el campo Wattenberg se usaron 310,800 galones de fluido fracturante y 598,000 lb. de arena. Las cantidades malla de arena y materiales químicos fueron calculados de acuerdo a la técnica de colocación del sustentante en la formación por el método "pilar", que es esencialmente el mismo que se usa en todos los tipos de fracturamientos hidráulicos. En la Tabla 6.6 se muestra la secuencia de bombeo del tratamiento, los volúmenes de materiales usados se muestran en la Tabla VI.4. La movilización del equipo de fracturamiento y su distribución en la localización es otro aspecto importante a considerar con objeto de disminuir los costos.

Una prueba de presión al casing a través del cual se efectuará el trabajo deberá hacerse antes del fracturamiento, para poder determinar la presión máxima y el gasto de inyección. Es importante también planear el trabajo para que se efectúe con luz de día.

TABLA 6.6 SECUENCIA DE OPERACION PARA EFECTUAR EL FHM.

TIPO DE TRATAMIENTO:	EMULSIFRAC (HALLIBURTON, CO.)
VOL. DE FLUIDO:	310,800 gal.
VOL. DE ARENA"	598,600 lb.

- SECUENCIA -

1. Movilizar los tanques de agua y condensado, los silos para almacenar la arena y la arena, a la localización.
2. Trasladar el equipo de fracturamiento y hacer una prueba de admisión con agua al 1.5% de KCl y desplazar con agua emulsificada.

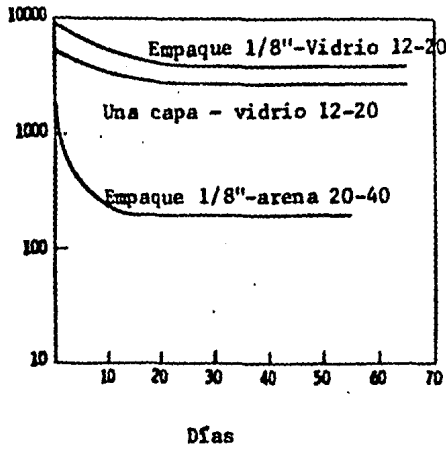


Fig. 6.9 Capacidad de flujo de fractura a presiones de cierre de 5000 psi.

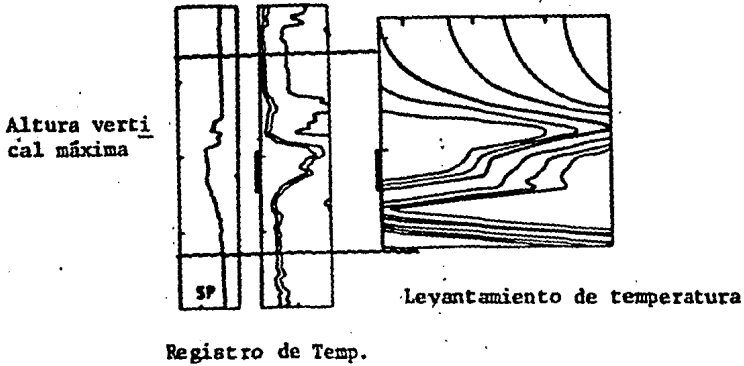


Fig. 6.10 Altura vertical máxima de fracturas mostrada por un registro de temperatura.

3. Bombear el EMULSIFRAC a un gasto máximo de inyección de 30 bls/min, la presión máxima de inyección está restringida por el tipo de "casing"; en este caso se cuenta con una TR 4 1/2", K-55 y CW-55, 10.5 y 11.6 - lb\$/pie.

El bombeo se efectuará de la siguiente manera:

<u>VOLUMEN</u> (gals. y etapa)	<u>SUSTENTANTE</u> (lb/gal, concentración, malla de arena)	<u>OBSERVACIONES</u>
29,400	EMULSIFRAC sin sustentante	Pre-colchón
1 etapa	4,200 gal, con 2 lb/gal, malla 100 seguidos de 6,300 gal sin sustentante.	Sustentante Espaciador
1 etapa	4,200 gal, con 3 lb/gal, malla 100 seguidos de 6,300 gal sin sustentante.	Sustentante Espaciador
2 etapas	4,200 gal, con 4 lb/gal, malla 100 seguidos de 6,300 gal sin sustentante.	Sustentante Espaciador
1 etapa	6,300 gal, con 4 lb/gal, malla 100 seguidos de 6,300 gal sin sustentante.	Sustentante Espaciador
8 etapas	6,300 gal, con 4 lb/gal, malla 20-40 seguidos de 6,300 gal sin sustentante.	Sustentante Espaciador
6 etapas	8,400 gal, con 4 lb/gal, malla 20-40 seguidos de 6,300 gal sin sustentante.	Sustentante Espaciador
2 etapas	8,400 gal, con 4 lb/gal, malla 10-20 seguidos de 6,300 gal sin sustentante.	Sustentante Espaciador
1 etapa	2,016 gal, con 5 lb/gal, malla 10-20	Cola
1 etapa	6,384 gal, con 6 lb/gal, malla 10-20	Cola

4. Desplazar hasta los disparos con agua conteniendo - - 20 lb de goma guar por cada 1,000 gal de agua.
5. Cerrar el pozo por un mínimo de 30 minutos y posteriormente abrirlo a producción.

6. Dejar que el pozo se limpie y retorne los fluidos del tratamiento, después de que se limpie el mismo, "matar lo" con condensado y correr la tubería de producción.

TABLA 6.7 MATERIALES USADOS PARA EL FHM

<u>EMULSION</u>	310,800 gal.	7,400 bl.
1/3 de agua	103,590 gal.	2,466 bl.
2/3 de condensado	207,210 gal.	4,934 bl.
 <u>ALMACENAMIENTO</u>		
Agua	6 tanques de 500 bl.	3,000 bl.
Condensado	10 tanques de 300 bl.	5,400 bl.
Para limpieza	1 tanque de 400 bl.	400 bl.
 <u>ARENA</u>		
		598,600 lb.
Malla 100		79,800 lb.
Malla 20-40		403,200 lb.
Malla 10-20		115,600 lb.

RESULTADOS Y EVALUACION

Para el desarrollo del FHM en el campo Wattenberg se -- desarrollaron investigaciones de laboratorio para obtener el tratamiento óptimo, se designaron áreas dentro del campo para poder determinar experimentalmente el tipo y tamaño del tratamiento -- adecuado. La Fig. 6.11 muestra una porción del campo Wattenberg y las áreas experimentales llamadas A, B y C. En las áreas A y C se hicieron pruebas de admisión con ácido y después se hicieron pruebas de incremento de presión para determinar la presión -- estática de fondo y la permeabilidad de la formación; se tomó -- como base que la permeabilidad in-situ en el área A estaba en un rango de 0.03 - 0.05 md (de núcleos), en el área C la permeabili -- dad fué mucho menor del rango de 0.005 md.

En todas las áreas la presión de fondo original fué mayor de 200 Kg., por lo tanto todas las áreas presentaban excelentes propiedades para poder evaluar en FHM y así determinar los volúmenes óptimos de fluido y arena para el tratamiento.

La Fig. 6.12 muestra la producción de gas acumulativa de 4 pozos en el área A en donde se hicieron fracturamientos con diferentes volúmenes de fluido, como se puede ver el Pozo A-1 estimulado con grandes volúmenes tienen una producción de gas mayor que los demás pozos, en los cuales se usaron pequeños volúmenes. Pruebas similares se hicieron en las áreas B y C, como se muestra en las Figs. 6.13 y 6.14.

Además se efectuaron estudios económicos, tomando en cuenta el precio actual y futuro del gas y los posibles tamaños del tratamiento.

Con todo esto se concluyó que para el campo Wattenberg -- los tratamientos de gran tamaño como el FHM eran los más adecuados para su explotación, pues con ellos se obtenía mayor producción y producción acumulativa que con los tratamientos pequeños; además de que desde el punto de vista económico eran también los más adecuados.

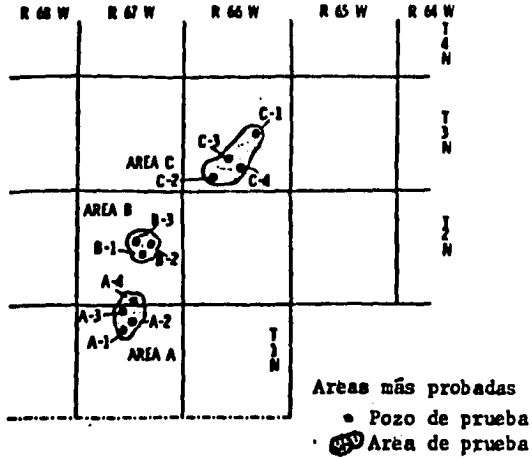


Fig. 6.11 Porción del campo Wattenberg, Condado Weld, Colorado

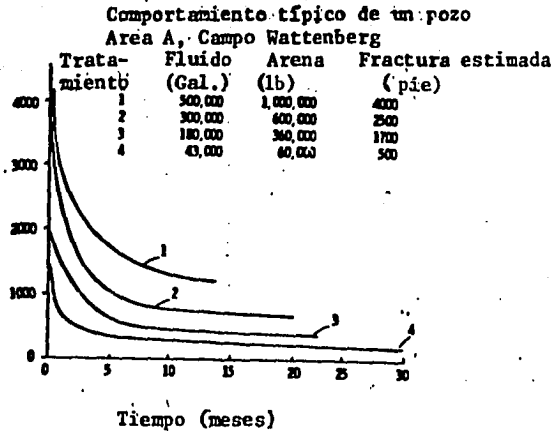


Fig. 6.12 Comportamiento típico de un pozo, Area A, Campo Wattenberg.

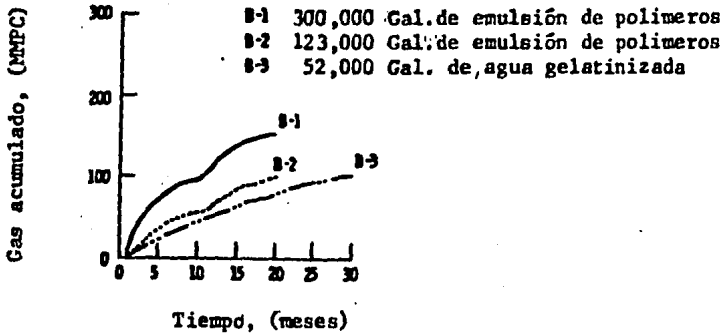


Fig. 6.13 Comparación de tratamientos, Area B, -
campo Wattenberg (el dato de gas acumulado está
basado en el gas vendido).

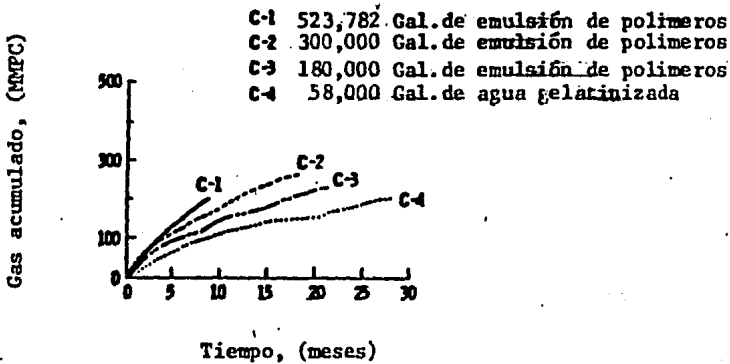


Fig. 6.14 Comparación de tratamiento Area C, -
campo Wattenberg (el dato de gas acumulado está
basado en el gas vendido).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- Dentro de las teorías sobre el afallamiento de las rocas es difícil aceptar alguna como la mejor. Sin embargo, tomando como referencia pruebas de laboratorio hechas núcleos de -- formación ⁽¹⁾, se puede concluir que para estudiar y calcular los esfuerzos que sufre una roca y para predecir su -- afallamiento se puede recurrir a cualquiera de las siguientes teorías: 1) La Teoría del Máximo Esfuerzo, 2) La Teoría del Máximo Esfuerzo Cortante, 3) La Teoría de la Máxima Tensión, 4) La Teoría de la Energía-Tensión Máxima ó, a las -- teorías de plasticidad que relacionan la presión y los esfuerzos en núcleos homogéneos, isotrópicos y con material impermeable.
- 2.- Los avances en la tecnología sobre fracturamiento en la última década han hecho posible la explotación comercial de -- yacimientos de gas "densos" mediante técnicas como el FHM.
- 3.- La obtención de datos lo más confiables posibles es básica para el óptimo diseño de las dimensiones de la fractura y -- los volúmenes del tratamiento.
- 4.- La definición de la altura de la fractura y el control adecuado de fluido fracturante y sustentante son puntos básicos para un tratamiento de FHM.
- 5.- El tiempo de exposición del fluido es una función de la temperatura de formación y debe ser considerado en el diseño -- de un FHM.
- 6.- Para considerar que el tratamiento seleccionado es el óptimo se debe de conseguir lo siguiente:
 - un buen diseño
 - costos reducidos
 - mínimo de residuo
- 7.- Los resultados de campo indican que los efectos de la arena en las presiones de fricción en la tubería y en la viscosidad del fluido son menores que las calculadas.

- 8.- Deberán de tomarse registros de temperatura antes y después del tratamiento.
- 9.- Es recomendable hacer una prueba de inyección antes del -- tratamiento para determinar con mayor precisión la altura de la fractura.
- 10.- El cierre del pozo inmediatamente después del fracturamiento es recomendable.
- 11.- Los métodos convencionales para el estudio de pruebas de -- variación de presión tales como la gráfica de \sqrt{t} y el -- de la curva tipo los cuales están basados en el concepto -- capacidad de flujo finito en la fractura, no son adecuados para evaluar pozos con FHM en los cuáles se considere frac -- tura con capacidad de flujo finito.
- 12.- Las curvas tipo para fracturas con capacidad de flujo fini -- ta pueden usarse para analizar pozos con FHM, puesto que -- los pozos de gas y con baja permeabilidad en los cuales se -- efectúa un FHM, generalmente producen con una presión de -- fondo constante y por lo tanto con gasto constante; de -- este modo, las curvas tipo para pozos con presión constante -- serían las más adecuadas para analizar los datos de estos -- pozos. Sin embargo, cuando los gastos de producción son -- constantes varían ligeramente las curvas tipo para gasto -- constante pueden ser usadas; • en el último de los casos -- se puede hacer los análisis con la curva tipo resultante -- de graficar $\Delta (p^2) / q$ contra el tiempo.
- 13.- Las curvas tipo para fracturas con capacidad de flujo fini -- to para gasto y para presión constante pueden usarse para -- el análisis de pruebas de decremento de presión; además -- pueden usarse para el análisis de pruebas de incremento de -- presión si el tiempo de producción antes del cierre del -- pozo es lo suficientemente grande, esto es, $t_p + \Delta t \approx -- t_p$ para que los datos de incremento sean los últimos en -- ser afectados.
- 14.- Una comparación de las curvas tipo generadas con el modelo -- analítico de Cinco - Ley contra las curvas tipo generadas -- con el simulador MHF (q), nos muestra que ambas curvas ti -- po tienen alto grado de confiabilidad para el análisis de -- pruebas de presión. Sin embargo, en las curvas tipo de -- Cinco-L los datos del tiempo "t" pueden extenderse para -- analizar tiempos iniciales en un FHM.
- 15.- En pozos con FHM, los tiempos de prueba pueden no ser lo -- bastante largos debido a limitaciones prácticas y esto di -- ficultan el análisis de pruebas de presión, para así, obte -- ner la permeabilidad "K" de la formación.

- 16.- En un FHM el programa de pruebas de presión debe ser planeado cuidadosamente e incluir 1) una prueba de incremento pre-fracturamiento, 2) una prueba de incremento post-fracturamiento y 3) un juego de datos de presión - gasto.
- 17.- Algunas curvas tipo para fracturas con capacidad de flujo finita pueden ser muy similares en cuanto a su forma, por lo tanto deben ser manejados con precaución, el conocimiento de la permeabilidad de la formación a partir de una prueba de presión pre-fractura puede simplificar el manejo de tales curvas. Además, el uso de las gráficas semilog y de la raíz cuadrada del tiempo (\sqrt{t}) con curvas tipo log-log pueden ser de gran ayuda.
- 18.- Otros factores tales como el almacenamiento del pozo, la invasión del líquido, la limpieza del pozo, la presión de confinamiento, la turbulencia y la heterogeneidad del yacimiento, pueden complicar el análisis, pues estos factores no son tomados en cuenta en estas curvas tipo (9).
- 19.- El uso de modelos matemáticos o simuladores numéricos para analizar las curvas tipo, es de gran ayuda para obtener una predicción más exacta del comportamiento futuro del pozo.
- 20.- El FHM es efectivo para incrementar los gastos de producción y las reservas probadas, si se aplica en áreas apropiadas.
- 21.- El uso de un polímero emulsionado como fluido fracturante para un FHM resultó adecuado, pues es estable a altas temperaturas y es excelente transparente de sustentante.
- 22.- No todas las formaciones de baja permeabilidad son candidatas para un FHM, la determinación de "Kh" y de la presión del yacimiento es vital para la selección de la formación que reúna las condiciones necesarias para la aplicación de un FHM.

APENDICE A

SUPOSICIONES EN QUE SE BASA EL METODO DE DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO (4)

El método de diseño de un fracturamiento, utiliza varias ecuaciones deducidos matemática o empíricamente. Las suposiciones inherentes a cada ecuación y las correspondientes a los valores asignados a variables desconocidos, son:

1. La fractura es vertical.
2. La altura de la fractura se supone generalmente igual al espesor de la formación. Su valor puede estimarse considerando la presencia y posición de intercalaciones de zonas densas o lutíticas, que puedan limitar - su extensión vertical.
3. La formación es homogénea y de espesor constante.
4. La amplitud de la fractura puede determinarse con las ecuaciones de Perkins y Kern. (ver artículo "Widths - of Hydraulic Fractures" J.P.T., Octubre 1960).
5. En el fracturamiento se utilizan fluidos convencionales.
6. El área de la fractura queda determinada por la ecuación de Carter (ver artículo Howard, G.C y Fast, C.R. "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extensión", Drilling and Productions Practices, A.P.I.- 1957).
7. La distribución del agente sustentante en fractura -- puede calcularse por el procedimiento propuesto por - Babcock (ver artículo "Distribución of Propping Agents in Vertical Fractures", Producers Monthly, Noviembre - 1967).
8. El incremento de productividad puede obtenerse a partir de correlaciones establecidas por medio de modelos electrofíticos. (ver artículo "Vertical Fracture-Height-Its Effect on Steady-State Production In crease". J.P.T. Mayo 1969).
9. La producción del pozo declina exponencialmente.*
10. La reservas producibles por el pozo no se incrementan por efecto de fracturamiento.*

* Esta suposición puede modificarse si se dispone de información al respecto.

APENDICE B

COSTO DEL TRATAMIENTO Y FACTORES ECONOMICOS DE DESICION

Para estimar el costo de un tratamiento por fracturamiento hidráulico se consideran los siguientes conceptos (4).

1. Costo de mezclado.*
2. Costo de potencia.
3. Costo por transporte y almacenaje.*
4. Costo del fluido fracturante.
5. Costo del agente sustentante.
6. Costo por aditivos.
7. Costo por ingeniería (diseño y supervisión de operación).
8. Costo por pruebas de producción.
9. Costo por registros de producción.
10. Costo por conceptos diversos.

La suma de estos costos proporciona el costo total del tratamiento.

* Estos costos varían de acuerdo con los volúmenes de material utilizado en el tratamiento

INDICE DE COSTO

Se define por el cociente resultante de la relación de -- productividades entre el costo del tratamiento. Es un factor -- que da idea de la eficiencia de la inversión.

GANANCIA

Es el ingreso adicional obtenido por el incremento en el ritmo de producción, menos el costo del tratamiento.

PERIODO DE CANCELACION

Es el tiempo necesario para que el ingreso adicional obtenido por la estimulación, sea igual al costo del tratamiento.

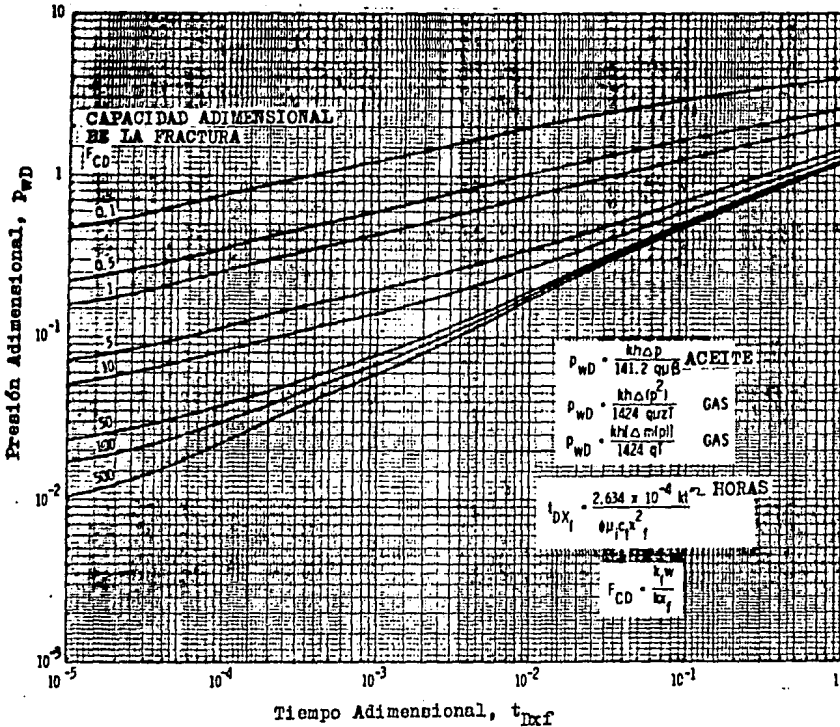
PERIODO DE RESTITUCION

Es el tiempo necesario para que con los ingresos obtenidos por la producción total del pozo se cubra el costo del tratamiento.

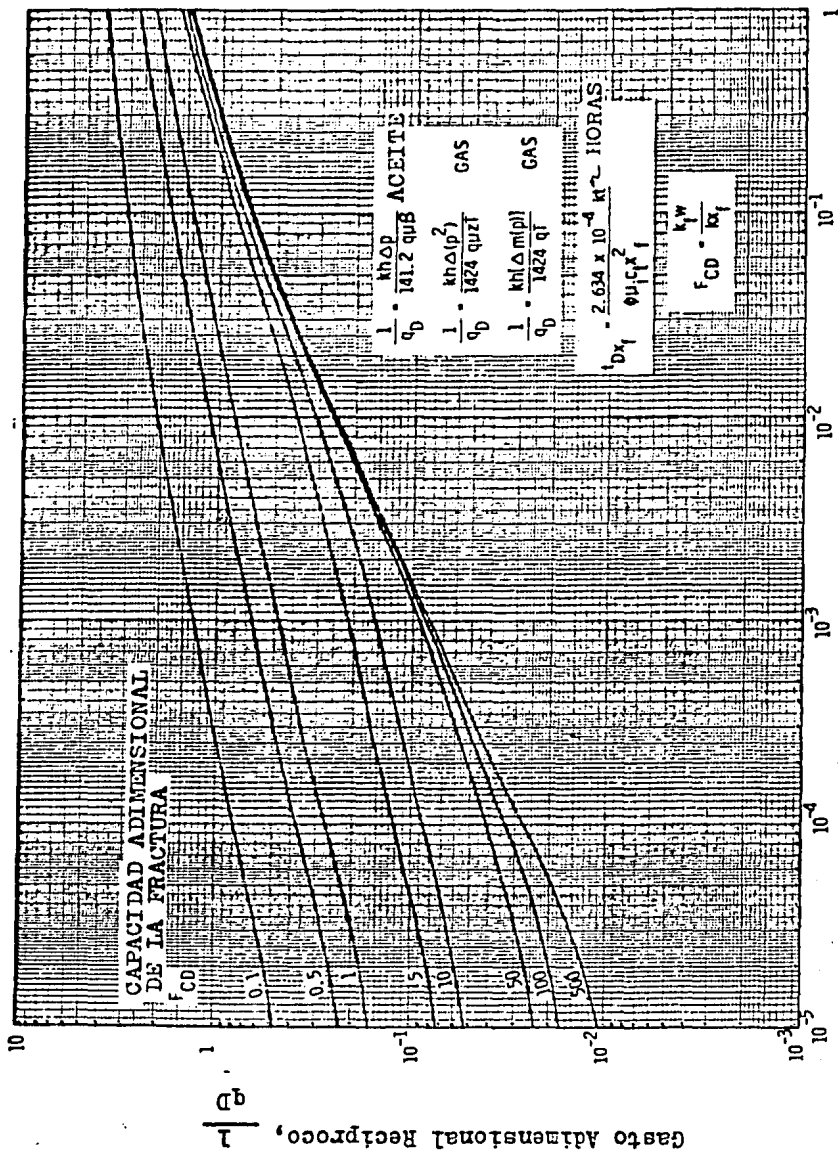
APENDICE "C"

CURVAS TIPO PARA FRACTURAS VERTICALES CON
CAPACIDAD DE FLUJO FINITO

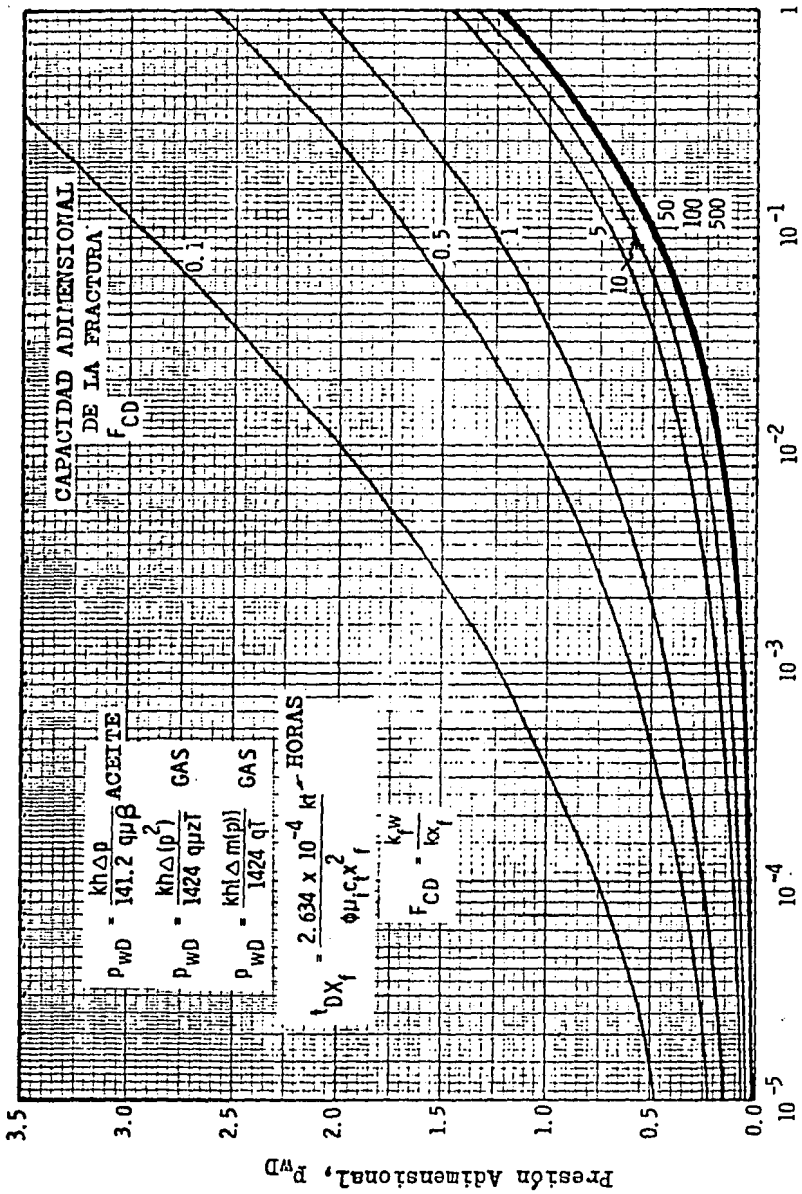
(FIGS. 5.5 A 5.7 AMPLIADAS)



CURVAS TIPO LOG - LOG A GASTO CONSTANTE PARA FRACTURAS VERTICALES CON CAPACIDAD DE FLUJO FINITO.



CURVAS TIPO LOG - LOG A PRESION CONSTANTE PARA FRACTURAS VERTICALES CON CAPACIDAD DE FLUJO FINITO.



CURVAS TIPO A GASTO CONSTANTE PARA FRACTURAS VERTICALES
CON CAPACIDAD DE FLUJO FINITO (Gráfica semilog)

NOMENCLATURA

- a - Area transversal expuesta al flujo en la prueba convencional de pérdida de fluido, (pg^2).
- A - Area transversal de la barra, (pg^2).
- A' - Area de drene, (pie^2).
- b - Amplitud de la zona de plasticidad, (pg).
- b' - Declinación continua, (tiempo^{-1}).
- B - Factor de volumen de la formación, ($\text{pie}^3 @ \text{c.y.} / \text{pie}^3 @ \text{c.s.}$)
- BHFP - Presión de fractura en el fondo, (lb/pg^2)
- BHPP - Presión de fondo produciendo, (lb/pg^2)
- C - Coeficiente total de pérdida de fluido.
- C₁ - Almacenamiento, (bl/lb/pg^2)
- C' - Concentración del sustentante, (lb/gal).
- C_A - Factor geométrico que depende de la localización del pozo y de la penetración y conductividad de la fractura.
- C_{Df} - Coeficiente de almacenamiento adimensional.
- C_{DRep} - Coeficiente de correlación de arrastre.
- C_f - Compresibilidad de la roca, (lb/pg^2)⁻¹
- C_g - Compresibilidad del gas, (lb/pg^2)⁻¹
- C_g - Concentración del agente sustentante en el fluido fracturante, (lb/gal).
- C_o - Compresibilidad del aceite, (lb/pg^2)⁻¹
- C_{ole} - Esfuerzo compresivo atmosférico, (lb/pie^2).
- C_r - Capacidad de flujo de la fractura relativa definida por Cinco-Ley.
- C_t - Compresibilidad total del sistema, (lb/pg^2)⁻¹

- C_{Tff} = Coeficiente total de fluido fracturante (pie/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C_w = Compresibilidad del agua, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
- C_1 = Coeficiente de pérdida de fluido fracturante controlado - por su movilidad, (pie/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C_2 = Coeficiente de pérdida de fluido fracturante controlado - por la viscosidad y compresibilidad de los fluidos del yacimiento, (pie/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C_3 = Coeficiente de pérdida de fluido controlado por aditivos, (pie/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C_{3exp} = Coeficiente de pérdida de fluido experimental controlado - por aditivos, (pie/ $\sqrt{\text{min}}$).
- d_i = Diámetro interior de la tubería exterior, (pg).
- d_o = Diámetro exterior de la tubería interior, (pg).
- d_p = Diámetro de las perforaciones, (pg).
- d_p' = Diámetro de la tubería, (pie).
- D = Profundidad máxima del intervalo disparado, (pie).
- D_p = Diámetro promedio del sustentante, (pg).
- e = Base de logaritmo natural.
- e_c = Gasto cortante nominal, (seg^{-1}) .
- $\text{erfc}(x)$ = Función error complementaria.
- e_w = Gasto cortante en la pared, (seg^{-1}) .
- E = Módulo de Young
- E_a = Activación de energía por mol
- E_h = Deformación transversal.
- E_v = Deformación vertical
- f = Factor de Fanning
- $f_s = f_l$ = Coeficiente de fricción
- F = Fuerza de tensión, (lb)
- F' = Constante termoviscosa (característica del fluido)

- F_{CD} = Capacidad de flujo ó conductividad de la fractura adimensional.
- FDG = Gradiente de densidad de fluido, $(lb/pg^2/pie)$.
- FG = Gradiente de fractura, $(lb/pg^2/pie)$.
- F_r = Relación entre el radio de la bobina y el radio del rotor del viscosímetro Pann.
- h = Altura de la fractura, (pie).
- h_{eq} = Altura del banco en equilibrio, (pie).
- H_f = Altura de la fractura durante el tratamiento, (pie).
- Hh = Potencia hidráulica, (hp).
- i = Gasto de inyección (bl/min).
- I = Ingreso por producción, (\$).
- j = Tasa de interés nominal, $(tiempo^{-1})$.
- J = Índice de productividad después del facturamiento, -- $(bl/dfa/lb/pg^2)$.
- J_o = Índice de productividad antes del fracturamiento, -- $(bl/dfa/lb/pg^2)$.
- K = Permeabilidad de la formación, (md).
- $K', K_p, K_c,$
 K_f, K_f' = Índices de consistencia, $(lb-seg^n/pie^2)$.
- K_{exp} = Permeabilidad del medio de prueba, (md).
- K_f = Permeabilidad de la fractura, (md).
- K_{fD} = Permeabilidad de la fractura adimensional
- K_{ff} = Permeabilidad efectiva al fluido fracturante, (md).
- K_g = Permeabilidad efectiva al gas, (md).
- $K_L, K_{nL},$
 K_s, K_u = Relaciones adimensionales para fracturas verticales.
- K_o = Permeabilidad efectiva del aceite, (md).

- K_r = Permeabilidad efectiva a los fluidos móviles del yacimiento, (md).
 K_w = Permeabilidad efectiva al agua, (md).
 L = Longitud de tubería, (pie).
 L_b = Longitud del banco, (pie).
 m = Pendiente de la gráfica de volumen acumulativa de filtrado contra la raíz cuadrada del tiempo de flujo, (pg^2/min).
 m = Pendiente de la línea recta semilogarítmica.
 m_{bf} = Pendiente de la línea recta para el flujo bilineal.
 m_e = Pendiente de la línea recta para flujo lineal.
 $\Delta m(p)$ = Caída de presión para un pozo de gas de flujo bilineal, - (lb/pg^2).
 $\Delta [m(p)]$ = Diferencia de las pseudopresiones del gas real, ($lb/pg^2/cp$).
 m_{vf} = Pendiente de la línea recta en la gráfica de (p^2) contra t .
 n' = Índice de comportamiento de flujo.
 $n_f' n_p$ = n cuando es determinado para un fluido de "Ley de Potencia"
 N_p = Número de perforaciones.
 P = Presión, (lb/pg^2).
 ΔP = Caída de presión, (lb/pg^2)
 $\Delta (\rho^2)$ = Diferencia de los cuadrados de las presiones, (lb/pg^2).
 $(P_D)_M$ = Presión adimensional (del ajuste de curvas tipo), (Kg/cm^2)
 $(\Delta p)_M$ = Caída de presión (del ajuste de curvas tipo), (Kg/cm^2).
 P_e = Presión externa o de drene, (lb/pg^2).
 P_f = Presión de fricción, (lb/pg^2).
 P_f = Pérdida de la presión por fricción en tuberías, (lb/pg^2).
 P^h = Presión hidrostática, (lb/pg^2).
 P_i = Presión interna, (lb/pg^2).

- P = Punto de falla.
- P_c = Presión de confinamiento, (lb/pg^2) .
- P_c = Presión de cierre de fractura, (lb/pg^2) .
- P_{Ds} = Presión calculada utilizando el principio de superposición en el tiempo, (lb/pg^2) .
- P_{exp} = Presión diferencial de la prueba de fluido, (lb/pg^2) .
- P_i = Presión instantánea de cierre en la superficie, (lb/pg^2) .
- P_i = Presión inicial, (lb/pg^2) .
- P_{isi} = Presión estática de fondo instantánea, (lb/pg^2) .
- ΔP_p = Pérdida de presión por fricción e las perforaciones, -- (lb/pg^2) .
- P_r = Presión del yacimiento, (lb/pg^2) .
- P_s = Presión superficial, (lb/pg^2) .
- ΔP_s = Carga hidrostática, (lb/pg^2) .
- P_t = Presión del tratamiento, (lb/pg^2) .
- ΔP_t = Caída de presión en la tubería, (lb/pg^2) .
- $\Delta'P_t$ = Caída de presión por cada 100 pies de tubería para el gasto supuesto de acuerdo con el manual del proveedor, (lb/pg^2) .
- P_{ts} = Presión de tratamiento en la superficie, (lb/pg^2) .
- P_{tw} = Presión de tratamiento en la formación (presión de propagación de la fractura), (lb/pg^2) .
- P_{wD} = Presión adimensional.
- P_{wt} = Presión de extensión de la fractura en el fondo, (lb/pg^2) .
- q = Gasto de producción, (bl/min) .
- q_D = Gasto adimensional
- q_i = Gasto de inyección, (bl/min) .
- q_1 = Gasto inicial de inyección, (bl/min) .

q_o	= Gasto de aceite, (bl/min).
Q	= Gasto de inyección total, (bl/min).
r_b	= Radio de la bobina del viscosímetro Fann, (pg).
r_e	= Radio externo, (pg).
$r_{e'}$	= Radio de drenaje del pozo, (pie).
r_{ee}	= Radio mayor de la elipse
r_{ef}	= Radio efectivo de la fractura, (pie).
r_f	= Radio de penetración de la fractura, (pie).
r_i	= Radio interno ϕ del pozo, (pie).
r_r	= Radio de referencia en un punto dado, (pg).
r_s	= Radio del rotor del viscosímetro Fann, (pg).
r_t	= Radio exterior del cilindro de roca, (pg).
r_w	= Radio del pozo, (pg).
R	= Constante de gases reales.
S	= Factor de daño.
S_f	= Factor de daño causado por la fractura.
S_{fs}	= Daño alrededor de la fractura.
S_g	= Saturación de gas, (%).
S_{or}	= Saturación de aceite residual, (%).
S_{tff}	= Densidad relativa del fluido fracturante.
S_w	= Saturación del agua, (%).
S_{wr}	= Saturación de agua residual, (%).
t	= Tiempo total de inyección, (min).
Δt	= Tiempo de cierre, (hr).
t	= Tiempo fluyendo, (hr).

- $(t)_M$ - Tiempo de ajuste de curas tipo, (hr).
- t_{cpr} - Tiempo en que comienza el periodo de flujo pseudoradial, (hr).
- Δt_D - Tiempo de cierre adimensional.
- t_{Drf} - Tiempo adimensional basado en el radio de la fractura.
- t_{Dxf} - Tiempo adimensional basado sobre x_f
- $(t_{Dsf})_M$ - Tiempo adimensional basado sobre x_f (del ajuste de curvas tipo), (hr).
- t_{fbf} - Tiempo en que termina el flujo bilineal (para $n \neq 1.6$), (hr).
- t_{fe} - Tiempo en que termina el fojo bilineal (para $n = 1.6$), (hr).
- t_p - Tiempo de producción antes del cierre del pozo, (hr).
- t_{pD} - Tiempo de producción adimensional.
- T - Tiempo de explotación, (años).
- T - Temperatura absoluta, (°R).
- T_{eq} - Tiempo de equilibrio, (min).
- T_{exp} - Temperatura de prueba, (°R).
- T_y - Temperatura del yacimiento, (°R).
- U_{weq} - Velocidad de fricción, (pie/seg).
- V - Velocidad de flujo promedio, (pie/seg).
- V_{eq} - Velocidad de equilibrio, (pie/seg).
- V_{fm} - Volumen de fluido fracturante disponible para la mezcla, (bl).
- v - Velocidad final de asentamiento de la partícula de sustentante en el fluido fracturante, (pie/seg).
- V_{spt} - Volumen de fluido perdido rápidamente por unidad de área - cuando se crea una nueva área en la fractura, (bl).
- W - Amplitud o anchura de la fractura, (pg).
- W_1 - Amplitud de la fractura necesaria para iniciar la inyección del agente sustentante, (pg).

W_c	=	Amplitud acalculada de la fractura, (pg).
W_w	=	Amplitud de la fractura en el pozo, (pie).
x	=	Parámetro dado por la ecuación 3.34
x_f	=	Longitud media de la fractura, (pie).
X	=	Capacidad relativa, (pie).
z	=	Factor de desviación del gas real.
$8v/dp$	=	Gasto cortante aparente en la tubería, (seg ⁻¹).
$6vf/b$	=	Gasto cortante aparente en la fractura, (seg ⁻¹).
$\bar{\sigma}$	=	Tensión limitante.
σ_c	=	Esfuerzo de confinamiento, (^{1b} /pie ²)
$(\sigma_{\bar{\sigma}})_{max}$	=	Esfuerzo de tensión máxima. (^{1b} /pie ²)
σ_I	=	Presión de confinamiento, (^{1b} /pg ²)
σ_{oct}	=	Esfuerzo octahedral, (^{1b} /pie ²)
σ_r	=	Esfuerzo radial (^{1b} /pie ²)
$(\sigma_r)_{max}$	=	Esfuerzo radial máximo, (^{1b} /pie ²)
σ_t	=	Esfuerzo tangencial (^{1b} /pie ²)
$(\sigma_t)_{max}$	=	Esfuerzo trangular máximo (^{1b} /pie ²)
σ_v	=	Esfuerzo vertical (^{1b} /pie ²)
σ_y	=	Esfuerzo normal (^{1b} /pie ²)
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	=	Esfuerzo de fractura, (^{1b} /pie ²)
$\bar{\sigma}$	=	Esfuerzo promedio (^{1b} /pie ²)
τ	=	Esfuerzo cortante (^{1b} /pie ²)
τ_{max}	=	Esfuerzo cortante máximo (^{1b} /pie ²)
τ_{oct}	=	Esfuerzo cortante octahedral (^{1b} /pie ²)
τ_w	=	Esfuerzo cortante en la pared de la tubería, (^{1b} /pie ²)

- T_{ma} = Esfuerzo cohesivo variable, ($^{1b}/pie^2$)
- T_o = Esfuerzo cohesivo del material, ($^{1b}/pie^2$)
- ν = Radio de Poisson
- θ = Angulo de falla, (grados)
- ϕ = Porosidad de la formación, (%).
- ϕ_b = Porosidad del banco de sustentante, (%).
- ϕ_e = Porosidad efectiva de la formación, (%).
- ρ = Densidad específica del fluido fracturante.
- ρ_{ff} = Densidad del fluido fracturante, (bl/gal).
- ρ_m = Densidad de la mezcla fluido fracturante agente sustentante, (lb/gal).
- ρ_s = Densidad del sustentante, (lb/gal).
- δ/l = Deformación longitudinal, (pg).
- γ = Coeficiente o relación de Poisson.
- μ = Viscosidad del fluido fracturante a la temperatura existente durante el flujo a lo largo de la fractura, (cp).
- μ_a = Viscosidad aparente, (cp).
- μ_{ff} = Viscosidad del fluido fracturante a condiciones del yacimiento, (cp).
- μ_g = Viscosidad del gas c.y., (cp).
- μ_i = Viscosidad inicial del gas, (cp).
- μ_m = Viscosidad de la mezcla fluido fracturante sustentante, (cp).
- μ_o = Viscosidad del aceite c.y., (cp).
- μ_r = Viscosidad de los fluidos móviles del yacimiento, (cp).
- μ_w = Viscosidad del agua c.y., (cp).
- α = Capacidad del flujo de la fractura relativa definida por Prats.

- α_p = Coeficiente de perforaciones.
- Γ = Función gamma
- E = Factores de conversión (ver tabla 5.2)
- β = Factores de conversión (ver tabla 5.2)
- δ = Factores de conversión (ver tabla 5.2)
- γ = Factores de conversión (ver tabla 5.2)
- ξ = Factores de conversión (ver tabla 5.2)

B I B L I O G R A F I A

- 1.- HOWARD, G. C. Y FAST, C. R.
"Hydraulic Fracturing"
Monograffa Aime, 1970
Págs. 11-22 y 91-116
- 2.- SAMANIEGO, V. F. Y CINCO LEY, H.
"Evaluación del fracturamiento hidráulico masivo
en el pozo Buena Suerte # 162"
Trabajo presentado en el XX Congreso de la AIPM.
- 3.- VAZQUEZ ARCINIEGA, S. E.
"Determinación de fracturas-recopilación"
Revista de Ingeniería Petrolera.
Vol. XXI Núm. 2 Feb. 1981
Pág. 6
- 4.- GARAICOCHEA, P. F.
"Apuntes de estimulación de pozos"
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
Caps. 8, 10 y 12.
- 5.- ABOU-SAYED, A.S. AHMED, U. Y JONES, A.
"Systematic approach to massive hydraulic -
fracturing tratament desing"
Artículo SPE/DOE No. 9877.
- 6.- VEATCH Jr, R. W.
"Overview of current hydraulic fracturing -
desing and tratament technology" - Parte 1.
J.P.T. Abril 1983
Págs. 677 - 687
- 7.- WHITE, J.L. Y DANIEL, E. F.
"Key factors in MHF desing"
J.P.T. Agosto 1981
Págs. 1501 - 1512

- 8.- VEATCH, Jr. R. W.
"Overview of current hydraulic fracturing -
design and treatment technology" - Parte 2
J.P.T. Mayo 1983
Págs. 853 - 864
- 9.- AGARWAL, R.G.; CARTER, R.D. Y POLLOC, C.B.
"Evaluation and performance predictions of
low-permeability gas wells stimulated by-
massive hydraulic fracturing"
J.P.T. Marzo 1979
Págs. 362 - 372
- 10.- CINCO LEY, H. Y SAMANIEGO, V. F.
"Evaluación de un fracturamiento hidráulico -
por medio de pruebas de presión"
Trabajo presentado en el Congreso Panamericana
no de Ingeniería Petrolera.
Marzo 1979, México, D. F.
- 11.- FAST, C. R.; HOLMAN, G. B. Y COLVIN, R. J.
"The application to massive hydraulic fracturing
to the tight muddy "J" formation, Wattenberg -
Field, Colorado"
- 12.- CINCO LEY, H. Y SAMANIEGO, V.F.
"Transient pressure analysis for fractured wells"
J.P.T. Septiembre 1981
Págs. 1749 - 1766