

113  
2ej



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**ANALISIS DE LA DECLINACION DE LA  
PRODUCCION PARA POZOS FRACTURADOS  
HIDRAULICAMENTE**

**T E S I S**  
PARA OBTENER EL TITULO DE :  
**INGENIERO PETROLERO**  
**P R E S E N T A**  
**TOMAS ARTURO ROJAS MARTINEZ**

MEXICO, D. F.

1989

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



## **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.

## CONTENIDO

	PAG.
INTRODUCCION .....	9
CAPITULO I DISEÑO DE TRATAMIENTOS ADECUADOS PARA FRAC TURAR .....	12
I-1. Introducción .....	12
I-2. Sistemas físicos y formulaciones mate máticas .....	15
I-2.1. Consideraciones del yacimiento	16
-El sistema físico .....	17
-Curvas tipo .....	19
-Curvas IPR transitorias .....	20
I-2.2. Comportamiento del sistema de producción .....	25
-Curva de entrada a la tubería.	25
I-2.3. Análisis Nodal .....	29
I-2.4. Modelos de la geometría de la fractura en 2D .....	31
-Soluciones analíticas inversas	31
-Comparación de la propagación de la fractura .....	36
I-2.5. Selección del fluido fracturan te .....	38
I-2.6. Transporte del sustentante ...	39
-Volumen del colchón .....	39
-Programa del diámetro del sus- tentante .....	42
-Selección del sustentante ....	44
I-2.7. Restricciones operacionales ..	51
-Determinación de los paráme- tros óptimos de bombeo .....	51
I-2.8. Consideraciones económicas ...	54
-Costo del tratamiento .....	54
-Ganancia de un pozo .....	55
-Valor presente neto .....	55
I-3. Procedimiento para optimizar el dise- ño de un tratamiento .....	56
-Ejemplo de aplicación .....	58
I-4. Estudio paramétrico de variables de - diseño de la fractura .....	73

-Comparación del diseño de la fractura	73
-Estudio paramétrico NPV de la fractura .....	75
Referencias del capítulo I .....	86
<b>CAPITULO II CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE LA FRACTURA .....</b>	<b>92</b>
II-1. Introducción .....	92
II-2. Limitaciones de tamaño .....	92
II-2.1. Efecto de la sarta de producción .....	93
II-2.2. Efecto de la conductividad de la fractura .....	93
II-2.3. Consideraciones del espacioamiento entre pozos .....	94
II-2.4. Limitación de la presión neta crítica .....	100
II-2.5. Efecto de la viscosidad ...	100
II-2.6. Limitación de la eficiencia del fluido .....	103
II-3. Consideraciones con volumen prede--terminado .....	103
II-3.1. Volumen constante de sustentante, óptimo $F_{CD}$ .....	103
II-3.2. Longitud constante, óptimo $F_{CD}$ .....	105
II-3.3. Longitud constante, variación de la conductividad ..	107
II-4. Beneficio de la alta concentración de sustentante .....	110
II-5. Efecto de las propiedades del yacimiento .....	113
II-5.1. Efecto de la porosidad del yacimiento .....	114
II-5.2. Sobrestimación de la altura de la formación .....	116
II-5.3. Yacimientos estratificados.	118
Referencias del capítulo II .....	120
<b>CAPITULO III ANALISIS DE PRESION DURANTE EL FRACTURAMIENTO .....</b>	<b>123</b>

III-1.	Introducción .....	123
III-2.	Balances de materia durante el frac- turamiento y cierre .....	124
III-2.1.	Desarrollo .....	125
III-3.	Análisis de la declinación de la -- presión .....	131
III-3.1.	Aplicación .....	136
III-3.2.	Ejemplo .....	136
III-4.	Efectos del sustentante .....	142
III-5.	Perfiles de presión durante el frac- turamiento .....	144
III-5.1.	Ejemplo de presión de frac- turamiento .....	147
III-5.2.	Interpretación de la pre- sión durante la inyección.	149
III-5.2.1.	Magnitud de la presión .....	149
III-5.2.2.	Incrementos o - decrementos de presión .....	150
III-5.2.3.	Presión constan- te .....	154
III-5.2.4.	Significativo - incremento de - presión .....	155
III-5.2.5.	Ejemplo para -- fracturas verti- cales con barre- ra .....	159
III-5.3.	Simulación de la presión - mientras se bombea .....	161
III-6.	Prueba de flujo en directo e inver- so .....	165
	Referencias del capítulo III .....	168
CAPITULO IV EVALUACION DE UN POST-TRATAMIENTO Y COM-- PORTAMIENTO DE UN POZO FRACTURADO .....		171
IV-1.	Introducción .....	171
IV-2.	Modelos de fractura de conductividad finita antes de las referencias se-- leccionadas .....	172

IV-3. Modelo de Cinco y Samaniego .....	178
IV-4. Comentarios de fracturas con daño y estrangulamiento .....	188
IV-5. Análisis de una post-fractura para un pozo .....	193
III-5.1. Ejemplo de interpretación para un pozo con una fractura .....	196
IV-6. Interpretación de pozos con fractura de conductividad finita y efectos de almacenamiento .....	200
IV-7. Comparación del pronostico de producción para un pozo tratado y sin tratar .....	203
Referencias del capítulo IV .....	209
Conclusiones .....	212
Nomenclatura .....	214
Simbolos .....	219

## INTRODUCCION.

El alto grado de desarrollo obtenido en la tecnología del fracturamiento hidráulico es el resultado de innumera--bles estudios, experimentales, teóricos y de campo, realiza--dos de este proceso. El diseño de un tratamiento de fractu--ramiento ha evolucionado, desde simples reglas prácticas, - hasta la formulación de modelos matemáticos que permiten --predecir, con alto grado de confiabilidad, los resultados - que se esperan obtener al aplicar este tratamiento.

Este trabajo presenta un procedimiento para obtener el diseño óptimo de un fracturamiento hidráulico, y para el ca--so de una fractura vertical, mediante el análisis de ensaye y error hasta obtener el diseño óptimo basado en la máxima ganancia económica.

De la teoría y formulaciones matemáticas establecidas se ha logrado recopilar y establecer dos modelos (PKN y KG--D), mediante los cuales se analizan las diferentes conside--raciones, la productividad del pozo a partir de varias dimen--siones de la fractura, la selección apropiada de los mate--riales fracturantes y la determinación del diseño de la ---fractura.

Otros parámetros que se toman en cuenta y que son estu--diados con un poco de mayor detalle, antes, durante y des--pués del tratamiento son los siguientes:

1) Las condiciones de la formación a fracturar a través de perfiles de presión, variación de la porosidad, de la saturación de agua y de los esfuerzos in-situ.; 2) La estimación de dos geometrías de fractura, la formación de esta en la zona productora y su limitación con zonas estratificadas o donde existen cambios litológicos.; 3) Las características de los fluidos fracturantes, eficiencia, viscosidad, tiempo de degradación para una mejor limpieza, y la importancia de los coches inicial y final; de los sustentantes empleados, resistencia a la compresión, un programa para la obtención del diámetro con el cual se obtendrá la conductividad óptima deseada.; 4) Limitaciones operacionales del equipo y tuberías (de producción, inyección y de revestimiento), así como de la presión superficial.; 5) La estimación del potencial del pozo antes y después del tratamiento mediante la obtención de curvas IPR transitorias con la ayuda de la longitud media de la fractura y del flujo que prevalece en ella (con ayuda de las curvas tipo).; 6) Por último evaluar el costo del tratamiento y el costo de la ganancia neta esperada mediante el valor presente neto (NPV).

En el estudio final se evalúan los parámetros, los que serán de utilidad para próximos tratamientos en el área, de tal forma se realiza un post-tratamiento tomando en consideración el daño causado en la cara de la fractura, la migración de finos y los residuos de la reacción del gel.



## C A P I T U L O I

## DISEÑO DE TRATAMIENTOS ADECUADOS PARA FRACTURAR

### I-1. INTRODUCCION

En el diseño de un fracturamiento existe un gran número de consideraciones que tomar en cuenta, la predicción de la productividad del pozo a partir de varias dimensiones de la fractura (Agarwal y Pollock<sup>1</sup>, 1979; Elbel y Sookprasong<sup>2</sup>, 19--85); la selección apropiada de los materiales fracturantes, (Veatch<sup>3</sup>, 1983; Cooke<sup>4</sup>, 1975); y la determinación del diseño de la fractura basada en la máxima ganancia económica (Veatch<sup>5</sup>, 1986).

En la práctica varios simuladores de la propagación del fracturamiento hidráulico, (Khristianovic y Zheltov<sup>6</sup>, 1955; - Geertsma y de Klerk<sup>7</sup>, 1969; Cleary<sup>8</sup>, 1980; Meyer<sup>9</sup>, 1986) y modelos económicos son utilizados por ensaye y error hasta encontrar el diseño deseado.

Generalmente los sistemas de producción del pozo, los mecanismos de fractura, las características del fluido fracturante, los mecanismos de transporte, las condiciones operacionales y económicas deberán ser consideradas e integradas en orden para obtener el diseño más efectivo y maximizar -- los beneficios de un tratamiento de estimulación, (Meng<sup>10</sup>, 1987).

Los parámetros importantes del diseño son tratados a continuación:

Primero: La geometría y la dimensión apropiada de la fractura gobiernan la respuesta del yacimiento a fracturar, la penetración de la fractura necesaria para alcanzar los gastos de producción deseados dependen de la permeabilidad del yacimiento. Las fracturas con penetración profunda se recomiendan para pozos con baja permeabilidad, pero el incremento de la producción disminuye debido a que la conductividad de la fractura decrece con el incremento de la longitud. Por lo tanto, un balance entre las características de la formación así como de la fractura se debe de realizar para optimizar la producción.

Segundo: Las condiciones superficiales y la sarta de producción son importantes para determinar el régimen de producción. Las restricciones encontradas por el flujo pueden impedir el éxito del fracturamiento. De ahí la importancia de estudiar el sistema de producción mediante el análisis Nodal (Brown y Lea<sup>11</sup>, 1985; Meng y Mach<sup>12</sup>, 1982; Mach y otros<sup>13</sup>, 1981).

Tercero: Las propiedades mecánicas de las rocas y la distribución de los esfuerzos en ellas son efectos dominantes en el control de la creación y propagación de la fractura hidráulica. Se desea una fractura larga y amplia para alcanzar la máxima producción del pozo, donde la altura tiene

un efecto significativo en la longitud de la fractura, esta es importante para el estudio de la misma, (Nolte y Smith<sup>4</sup>, 1981) y para la determinación de la presión de ruptura de la formación. Se establece un algoritmo para determinar los parámetros de bombeo que aseguran que la presión de tratamiento no exceda la presión crítica de formación, esta presión previene el desarrollo de la fractura fuera de la zona productora.

Cuarto: La viscosidad del fluido fracturante y las características del filtrado gobiernan la distribución y el acomodo del agente sustentante así como la eficiencia del --tratamiento. Una viscosidad alta de este fluido crea una amplitud para un mejor transporte del sustentante, pero resulta en una alta presión de tratamiento, la cual es importante para el desarrollo de la altura vertical de la fractura deseada. La pérdida del fluido tiene una significativa importancia en el costo y en requerimiento del mismo para cier--tas geometrías de fractura. Para maximizar la eficiencia --del tratamiento, los parámetros estudiados serán llevados -fuera de la evaluación del efecto de la variación de la vigcosidad y pérdida del fluido sobre los requerimientos de volumen de fluido.

Quinto: El volumen del colchón y la concentración de sustentante determinan la penetración y conductividad de la fractura, un volumen de colchón insuficiente provoca un arenamiento prematuro. La poca penetración del sustentante no es común cuando se bombean volúmenes de colchones grandes.

Un método para determinar el colchón óptimo y la programación del tamaño del sustentante se menciona posteriormente asegurándose que el sustentante sea transportado hasta el límite de la fractura hidráulica al final de la inyección.

Sexto: Dependiendo del gradiente de fractura de la formación, el gasto de bombeo y la presión de tratamiento, son consideradas algunas veces como restricciones operacionales así como una limitación del equipo. No obstante inyectar a alto gasto produce un tratamiento más eficiente; a veces se considera la conservación de la presión crítica de formación para poder maximizar el crecimiento lateral de la fractura. Además la caída de presión por fricción en la tubería, la rápida degradación del fluido fracturante y la presión de tratamiento en la superficie se consideran a un tiempo para determinar el máximo gasto de bombeo permitido.

Finalmente el beneficio económico de un fracturamiento es obtenido. Con el costo del tratamiento y descontando la ganancia de la producción se calcula el valor presente neto de varias opciones de diseño. El mayor costo efectivo del diseño puede entonces ser determinado basado en el tratamiento el cual maximiza el criterio económico seleccionado.

## I-2. SISTEMAS FISICOS Y FORMULACIONES MATEMATICAS

Las formulaciones cuentan con soluciones analíticas como respuesta a los yacimientos, algunas soluciones para la -

geometría de la fractura y métodos de computación que permite estimar casos ideales, tienen ventaja en la optimización del procedimiento. En general, varios componentes de este procedimiento de cálculo pueden ser sustituidos por un simulador numérico.

### I-2.1. CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO

La respuesta transitoria de el pozo interceptado por -- una fractura hidráulica vertical es obtenida por, (Cinco Ley y otros<sup>15</sup>, 1978; Cinco Ley y Samaniego<sup>16</sup>, 1981; Bennett y otros<sup>17</sup>, 1986; Gringarten y Ramey<sup>18</sup>, 1974; Russell y Truitt<sup>19</sup>, 1964; Rodríguez y otros<sup>20</sup>, 1984). El comportamiento del flujo uniforme, - en la fractura de conductividad finita e infinita es estudiado en la práctica. Desde la primera introducción de las curvas tipo en la industria petrolera, han sido poco utilizadas como una herramienta de interpretación para obtener las características del pozo y sistemas de respuestas del yacimiento, estas son obtenidas mediante una prueba de presión transitoria similar a una curva tipo, así como la declinación de los datos de producción (Raghavan y otros<sup>21</sup>, 1982; Petkovich<sup>22</sup>, 1980; Holditch y lauffer<sup>23</sup>, 1978; Carter<sup>24</sup>, 1984). La metodología de la interpretación es delineada posteriormente

El comportamiento de afluencia del pozo, es una relación entre la presión de fondo fluyendo y el gasto de producción, representando la capacidad del pozo de aportar gas y aceite del yacimiento (Vogel<sup>25</sup>, 1968; Standing<sup>26</sup>, 1970). La ecuación -

de flujo de estado pseudo-estable es la primera utiliza para generar el comportamiento de entrada al yacimiento (IPR), para pozos con alta permeabilidad.

Puesto que un tratamiento de estimulación mediante fracturamiento amenudo es requerido para obtener producción económicamente de formaciones de baja permeabilidad, y considerando que el uso de ecuaciones de flujo de estado pseudo-estable no son adecuadas para predecir la productividad de pozos fracturados. Un método para la construcción de curvas IPR transitorias usando curvas tipo de un pozo fracturado verticalmente de conductividad finita, es desarrollado abajo.

### EL SISTEMA FISICO

El yacimiento se asume como horizontal, uniforme, isotrópico, homogéneo, de porosidad media limitada por estratos impermeables con presión inicial constante,  $P_i^*$ , en la cima y en la base, de permeabilidad,  $k_i$ ; porosidad,  $\phi_i$  y espesor  $h$ . La geometría de la región de drenaje puede ser cuadrada o rectangular. El pozo es interceptado por una fractura simétrica de conductividad finita que penetra totalmente la formación. Se considera que la fractura tiene permeabilidad constante,  $k_f$ , porosidad,  $\phi_f$ , y amplitud,  $w$ , los efectos gravitacionales se consideran insignificantes. El flujo hacia el pozo es solo a través de la fractura y obedece a la ley de Darcy en la entrada del sistema. Las propiedades del yacimiento y fractura son independientes de la presión.

El comportamiento de la presión transitoria en el sistema es estudiada por las soluciones que rigen las ecuaciones diferenciales parciales en condiciones iniciales y de frontera. El modelo de este sistema físico en estudio es mostrado en la Fig. 1.1. Considerando un fluido ligeramente compresible, con viscosidad constante, para un pozo fracturado en una área de drene rectangular cerrada.

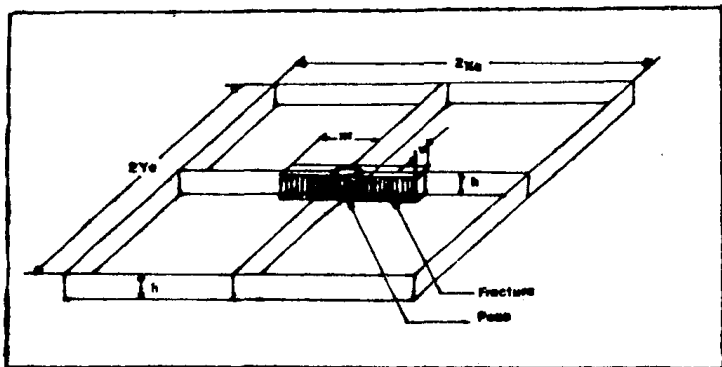


Fig. 1.1.- Fractura en un yacimiento limitado



## CURVAS TIPO

Puesto que el pozo se supone que esta en el centro del yacimiento con la fractura, solo un cuarto del sistema yacimiento fractura es modelado; con un líquido de una sola fase, un simulador de diferencias finitas en dos dimensiones, -- (Bennett y otros<sup>27</sup>, 1980) es utilizado para resolver el sistema de ecuaciones y para generar el abatimiento de una curva tipo a un gasto constante. La solución general es presentada en términos de variables adimensionales y son definidas a -- continuación:

Caída de presión adimensional en el pozo.

$$P_D = \frac{kh[P_i - P_{wf}(t)]}{141.2 \frac{q}{B\mu}} \quad (\text{aceite}) \quad , \quad (1-1)$$

$$P_D = \frac{kh[m(P_i) - m(P_{wf}(t))]}{1424 \frac{qT}{}} \quad (\text{gas}) \quad , \quad (1-2)$$

Tiempo adimensional.

$$t_{Dxf} = \frac{0.000264 \text{ kt}}{\phi \mu C_t x_f^2} \quad (\text{aceite}) \quad , \quad (1-3)$$

$$t_{Dxf} = \frac{0.000264 \text{ kt}}{\phi (\mu C_t)_i x_f^2} \quad (\text{gas}) \quad , \quad (1-4)$$

Conductividad adimensional de la fractura.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (1-5)$$

Notar que la función de la pseudo-presión de gas real (Al-Hussainy y otros<sup>28</sup>, 1966) es usada para flujo de gas y las propiedades del gas son evaluadas con la presión inicial del yacimiento.

La Fig. 1.2 muestra el abatimiento de la curva tipo para el pozo localizado en el centro de un yacimiento cuadrado cerrado. Se acentua que el comportamiento de la presión a un tiempo relativamente corto esta influenciada en un principio por la conductividad de la fractura,  $F_{CD}$ . Una vez que empieza la deflexión, la respuesta del yacimiento llega a ser independiente de las características de la fractura (Conductividad finita o infinita). Las Figs. 1.3 y 1.4 son curvas tipo para yacimientos rectangulares cerrados con una relación  $X_e/Y_e$  de 2:1 y 4:1, y la geometría del yacimiento,  $X_e/Y_e$ , -- gobierna el comportamiento de la presión en un tiempo tardío.

#### CURVAS IPR TRANSITORIAS

El uso del abatimiento de la curva tipo, para construir las curvas IPR transitorias, presentadas primero por Cinco y otros<sup>15</sup> 1978, para analizar la respuesta de la presión transitoria en el fracturamiento. La curva tipo es basada y generada para la producción de una sola fase líquida y por lo tan-

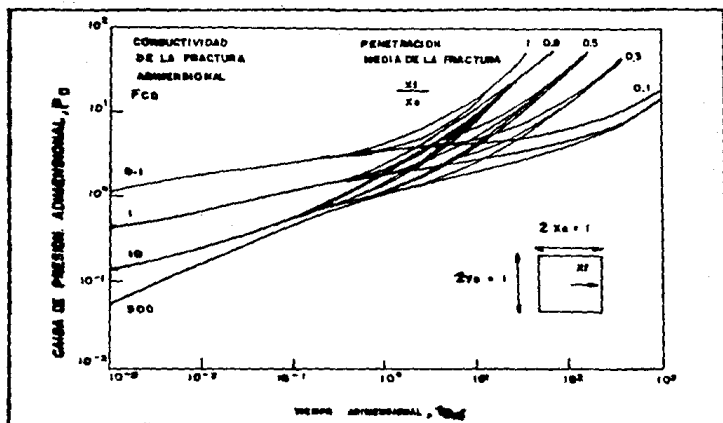


Fig. 1.2.- Curva tipo de gasto constante para fractura de conductividad finita - Sistema cuadrado cerrado ( $X_e/Y_e = 1$ ).

to pueden ser usadas solo para calcular el indice de productividad transitoria en los pozos (IP) arriba del punto de burbujeo. Para pozos de aceite, la correlación de Vogel es usada para generar curvas IPR con presión de fondo fluyendo a bajo del punto de burbujeo (Vogel<sup>25</sup>, 1968). El procedimiento de etapa por etapa para calcular la relación de presión contra gasto (curvas IPR) es perfilado.

1.- Calcular la conductividad adimensional de la fractura,  $F_{CD}$ , usando la ecuación 1-5, para una permeabilidad del yacimiento dada,  $k$ , una longitud media de la fractura,  $X_f$ , y una amplitud de la fractura,  $w$ .

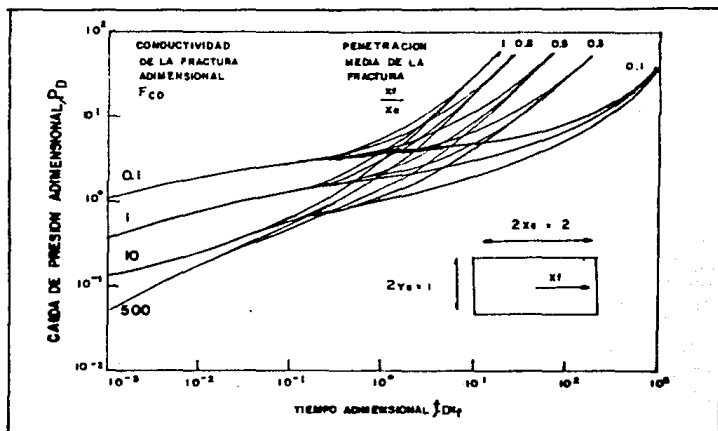


Fig. 1.3.- Curva tipo de gasto constante para fractura de conductividad finita-sistema rectangular cerrado ( $X_e/Y_e=2$ ).

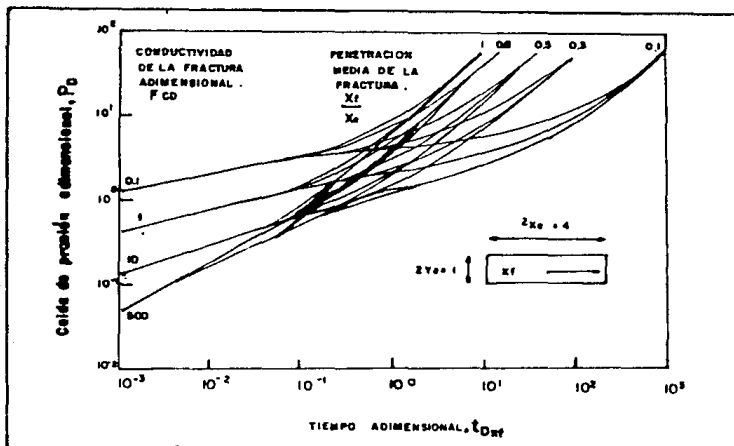


Fig. 1.4.- Curva tipo de gasto constante para fractura de conductividad finita-sistema rectangular cerrado ( $X_e/Y_e=4$ ).

2.- Asumir una geometría,  $X_e/Y_e$ , para un yacimiento cerrado y calcular la relación de penetración de la fractura,  $x_f/Y_e$ .

3.- Calcular el tiempo adimensional de la ecuación --- 1-3, para un tiempo de producción,  $t$ , porosidad del yacimiento,  $\phi$ , compresibilidad de fluidos del sistema total,  $C_t$ , permeabilidad del yacimiento,  $k$ , y longitud media de la fractura,  $x_f$ , dadas.

4.- De la curva tipo se obtiene la caída de presión adimensional del pozo,  $P_D(t_{Dxf}, P_{GD}, x_f/X_e, X_e/Y_e)$ , por interpolación del tiempo calculado en el paso 3.

5.- Calcular  $q_b$  y PI a la presión de burbujeo por las siguientes ecuaciones:

$$q_b = \frac{kh(P_i - P_b)}{141.2 B\mu P_D(t_{Dxf}, P_{GD}, x_f/X_e, X_e/Y_e)} \quad , \quad (1-6)$$

y

$$PI = \frac{q_b}{P_i - P_b} \quad , \quad (1-7)$$

Donde  $P_b$  es la presión de burbujeo y  $q_b$  es el gasto evaluado a la presión de burbujeo.

6.- Calcular  $q_{VOGEL}$  por la ecuación:

$$q_{VOGEL} = \frac{P_b PI}{1.8} \quad , \quad (1-8)$$

7.- Calcular las  $Pwf$ 's contra  $q$ 's abajo de la presión de burbujeo, usando la correlación de Vogel como:

$$q = q_b + q_{VOGEL} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{Pwf}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{Pwf}{P_b} \right)^2 \right] \quad , \quad (1-9)$$

Similarmente, se pueden calcular las relaciones de gastos de producción contra la presión de fondo fluyendo para - flujos de gas con los pasos 1 a 4 mencionados y utilizando - las ecuaciones 1-2 y 1-4. La Fig. 1.5 muestra las curvas IPR transitorias generadas por el procedimiento antes menciona-- do.

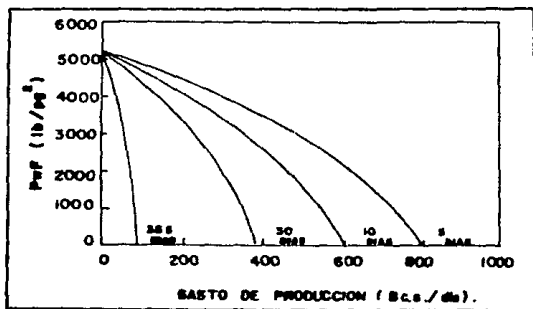


Fig. 1.5.- IPR transitoria para un pozo fracturado en un yacimiento cuadrado cerrado.

Los datos del yacimiento son listados en la tabla 1.1.- Los efectos transitorios dominan la respuesta del pozo terminado un largo periodo de tiempo especialmente para yacimientos de baja permeabilidad y por lo tanto la ecuación de flujo de estado pseudo-estable propuesta por McGuire y Sikora<sup>29</sup> - 1960, no puede ser utilizada para diseñar tratamientos de estimulación mediante fracturamiento.

Permeabilidad del yacimiento, $k$	0.2 md.
Espesor de la formación, $h$	30 pie.
Porosidad del yacimiento, $\phi$	0.15
Compresibilidad total del sistema, $C_t$	$1.14 \times 10^{-5} (\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
Factor de volumen del aceite, $B_o$	1.44 (blo c.y./blo c.s.)
Viscosidad del aceite, $\mu_o$	0.35 cp.
Presión inicial de yacimiento, $P_i$	5200 $\text{lb}/\text{pg}^2$
Presión de saturación, $P_b$	3500 $\text{lb}/\text{pg}^2$
Area de drenaje cuadrada, $A$	40 acres.
Longitud media de la fractura para el diseño, $X_f$	500 pie.
Conductividad de la fractura para el diseño, $K_{fw}$	2000 md-pie.
Tiempo de producción simulado, $t_p$	5, 10, 30, 365 dia.

Tabla 1.1. Datos de diseño de la fractura y para la generación de curvas IPR del pozo.

## I-2.2. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE PRODUCCION

### CURVA DE ENTRADA DE LA TUBERIA

La presión de fondo fluyendo,  $P_{wf}$ , es comunmente referida a la presión de entrada. Para una presión en la cabeza del pozo, la configuración de la tubería y gastos de producción de aceite, agua y gas dados, se puede calcular la presión de entrada al pozo, por la suma de la caída de presión total en la tubería y todas las posibles restricciones en el pozo. Esta presión de entrada es graficada contra varios gastos de producción, con esta curva se puede obtener la capacidad de la entrada de fluidos del yacimiento al sistema de producción. Se considera también que el uso de correlaciones para el cálculo de la caída de presión para una sola fase o

flujo multifásico, son importantes en el análisis de la optimización de sistemas de producción. Las correlaciones más usadas comúnmente son: Método de Cullender-Smith<sup>30</sup> para flujo de gas, 1956; Hagedorn y Brown<sup>31</sup>, 1965; Duns y Ros<sup>32</sup>, 1963; Orkizewsky,<sup>33</sup> 1967; Aziz y otros<sup>34</sup>, 1972. Métodos para flujo multifásico vertical o indiclinado, Beggs y Brill,<sup>35</sup> 1973 y Dutler usando el método de Eaton<sup>36</sup> (colgamiento) para tuberías horizontales. La Fig. 1.6 muestra las curvas de entrada a la tubería para un conjunto de parámetros del sistema de producción dados en la tabla 1.2.

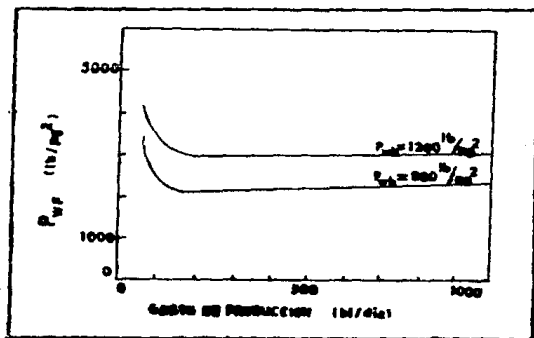


Fig. 1.6.- Curva de entrada de fluidos a la tubería.



Relación de producción gas-liq.	RGA	1500 pie <sup>3</sup> /blc.s.
Temperatura fluyente en la cabeza, $Tt_f$		100 °F
Presión fluyente en la cabeza, $Pt_f$		800,1200 lb/pg <sup>2</sup> .
Gravedad específica del aceite API, $\gamma_o$		35
Gravedad específica del gas, $\gamma_g$		0.65
Diametro interior de la tubería, $d_{tbg}$		2.441 pg.
Diametro exterior de la tubería, $d_{tbg}$		2.875 pg.
Diametro interior de la T.R., $d_j$		6.5 pg.
Longitud de la tubería, L (profundidad medida)		10,580 pie.
Longitud de la tubería, H (profundidad vertical)		10,580 pie.
Profundidad total medida, $H_p$		10,600 pie.

Tabla 1.2. Datos de producción para la generación de la -  
curva de entrada a la tubería.

Se puede observar que los mismos errores son involucrados en cálculos de caída de presión utilizando curvas de gradiante y correlaciones de flujo multifásico en ciertos pozos del campo. Por lo tanto, la presión fluyente medida servirá para determinar la correlación más apropiada para ciertos -- campos.

### I-2.3. ANALISIS NODAL

El análisis nodal, se define como un método apropiado - para la optimización de un sistema de producción, evaluando completamente un pozo de aceite y gas. Los objetivos del análisis nodal son: Optimizar el sistema para producir el gasto deseado más económicamente; evaluar cada uno de los componentes del pozo para determinar la existencia de restricciones innecesarias al flujo, y permitir el rápido reconocimiento - de como incrementar la producción.

La Fig. 1.7 muestra un esquema del sistema de producción total; este consiste en tres secciones, el yacimiento, la tubería de producción y equipo superficial. Los fluidos - que fluyen en este sistema provocan una cierta caída de presión en cada sección.

Para optimizar el gasto, cada uno de estos componentes se analizan por separado y después como un sistema integral. La técnica gráfica del análisis nodal es aplicada para evaluar cada uno de los componentes. La Fig. 1.8 muestra en la misma gráfica las curvas IPR, con longitudes medias de la -- fractura para un tiempo de producción de 90 días y curvas de entrada para tuberías. Notese que la intersección de las curvas IPR y las curvas de entrada para tuberías, representan - la capacidad de producción del pozo, después de 90 días, para diferentes longitudes medias de la fractura y bajo condiciones de producción dadas. El efecto que tiene la longitud

de la fractura es facilmente calculada y se muestra en la --  
Fig. 1.9.

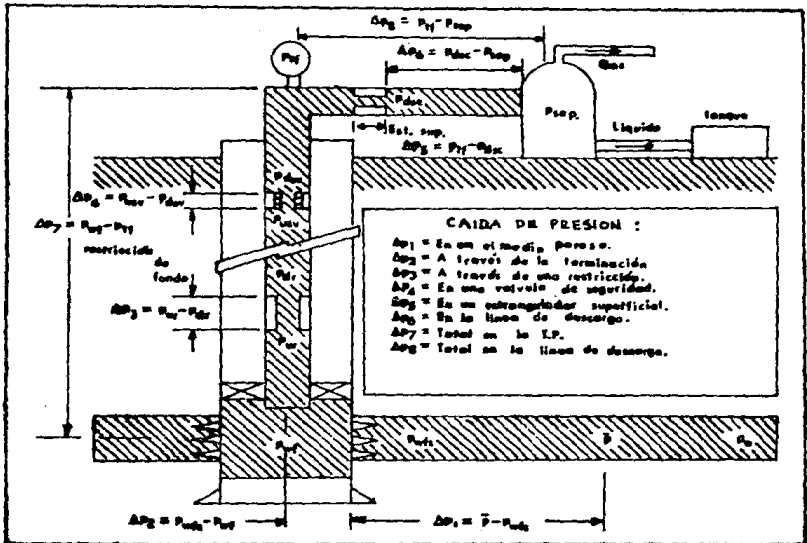


Fig. 1.7.- Pérdidas de presión en un sistema de producción.

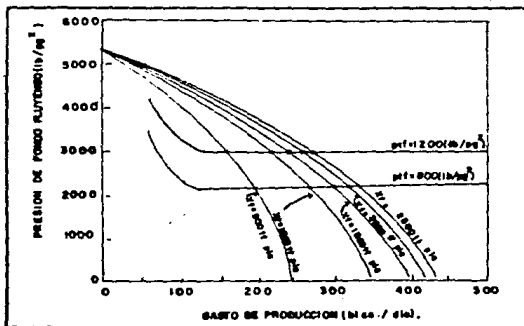


Fig. 1.8.- Curvas de IPR y de entrada de fluidos a la tubería para varias longitudes medias de la fractura después de 90 días.

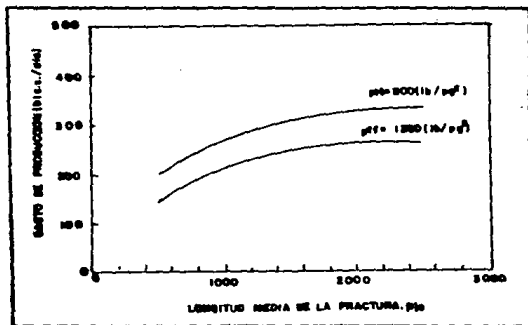


Fig. 1.9.- Efecto de la longitud media de la fractura en la producción después de 90 días

## I-2.4. MODELOS DE LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA EN-2D

## SOLUCIONES ANALITICAS INVERSAS

Uno de los aspectos importantes es la obtención de la geometría de la fractura en los trabajos de fracturamiento, se han desarrollado modelos para determinar la relación entre el gasto de inyección, la pérdida de fluido, las dimensiones de la fractura y el volumen total de fluido bombeado a la formación. Para estos modelos se han desarrollado dos teorías fundamentales, KGD (Khristianovic y Zheltov<sup>9</sup>, 1955; Geestsma y de Klerk<sup>7</sup>, 1969) y PKN (Perkins y Kern<sup>37</sup>, 1961; Nordgren<sup>38</sup>, 1972; y Carter<sup>39</sup>, 1957), para predecir la geometría de la fractura vertical con altura constante con diferentes resultados; las figuras 1.10 y 1.11 son una representación de estos modelos.

La base de la predicción de esta geometría es un balance de materia.

$$V_i = V_f + V_L \quad (1-10)$$

Donde  $V_i$ , es el volumen total de fluido inyectado,  $V_f$ , es el volumen de la fractura, y  $V_L$ , es la pérdida de volumen.

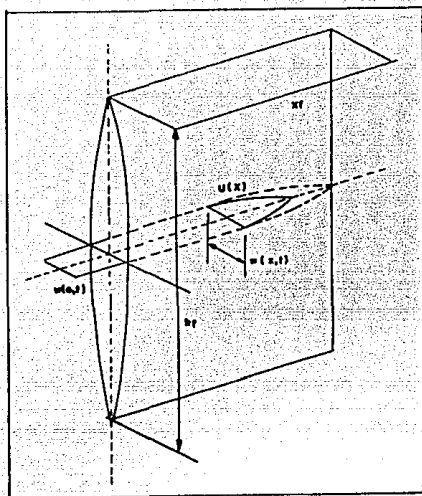


Fig.1.10.- Representación de la propagación lineal de la fractura, Modelo PKN.

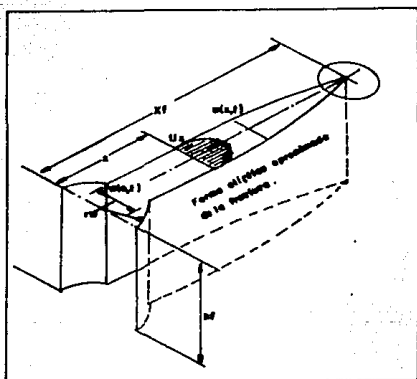


Fig. 1.11.- Representación de la propagación lineal de la fractura, Modelo KGD.

Carter<sup>39</sup> (1957), deriva una solución básica para la estimación de la extensión del área de la fractura, considerando la pérdida de fluido en la formación. La ecuación de conservación de la masa incluye el efecto de pérdida y está dada --- por:

$$\frac{dV_f}{dt} = q_i - C_L \int \frac{dA}{d\tau} \frac{d\tau}{\sqrt{t-\tau}} - S_p \frac{dA}{dt} \quad (1-11)$$

El volumen de la fractura,  $V_f$ , y área de la fractura,  $A$ , a cualquier tiempo, para la propagación lineal de la fractura tipo-PKN, son definidas respectivamente como sigue, para fractura-simétrica en ambas direcciones:

$$V_f = \frac{\pi}{2} \gamma h_f x_{fw}(0, t) \quad (1-12)$$

y

$$A_f = 4 x_f h_f \quad (1-13)$$

Donde  $\gamma$  es el factor de la forma de la fractura y aproximadamente es igual a 0.75.

Sustituyendo las ecuaciones 1-12 y 1-13 en 1-11 tenemos que.

$$\frac{q_i}{h_f} = \left[ \frac{5\pi}{8} \gamma w(0, t) + 4S_p \right] \frac{dx_f}{dt} + 4C_L \int \frac{dx_f}{d\tau} \frac{d\tau}{\sqrt{t-\tau}} \quad (1-14)$$

Si se asume una amplitud promedio,  $w$ , y si  $S_p = 0$ , la solución coincide con la de Carter(1957); sustituyendo  $w(0, t)$  con un valor de  $w$  constante (p. ej.,  $\frac{1}{2}(w(0, t_p))$ ), donde al final  $w$  es la máxima amplitud del agujero, la solución aproximada de la ecuación 1-11 es con exactitud numéricamente igual

a uno, cuando se considera que no existe pérdida ni aportación de fluido.

Por lo tanto en la ecuación 1-14 se tiene que.

$$\frac{q_i}{h_f} = \left[ \frac{\pi}{2} \gamma_w(o, t_p) + 4S_p \right] \frac{dx_f}{dt} + 4C_L \int \frac{dx_f}{d\tau} \frac{d\tau}{\sqrt{t-\tau}} \quad (1-15)$$

La solución de la ecuación 1-15, esta dada por.

$$xf = \frac{q_i}{32\pi h f C_L^2} \left[ \pi \gamma_w(o, t_p) + 8S_p \right] \left[ \frac{2\omega t}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{\omega t} \operatorname{erfc} \alpha_L \right] \quad (1-16)$$

Donde.

$$\alpha_L = \frac{8C_L \sqrt{\pi t}}{\pi \gamma_w(o, t_p) + 8S_p} \quad (1-17)$$

Para el caso de un modelo de altura constante, el área de la fractura para cualquier tiempo de inyección esta dada por la ecuación 1-13.

Sustituyendo la ecuación 1-16 en 1-13, nos da el área de la fractura en términos del tiempo y características de inyección. Entonces se pueden calcular los requerimientos de volumen de fluido y la ecuación 1-10 se puede escribir de la siguiente manera:

$$q_1 t = \bar{w} A_f + (k_L C_L A_f r_p) \sqrt{t} \quad (1-18)$$

Donde  $q_1$ , es el gasto de inyección,  $\bar{w}$  es la amplitud -- promedio,  $k_L$  es un multiplo de coeficiente de pérdida  $C_L$ , y



$r_p$  es el radio del área permeable (área de pérdida) para el área de la fractura.

La amplitud promedio esta dada por:

$$\bar{w} = 2.31 \left[ \frac{q_i \mu (1-\gamma) x_f}{G} \right]^{1/4} \left( \frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (1-19)$$

Donde G es el modulo de elasticidad.

La ecuación 1-18 es una relación cuadrática del tiempo de inyección y puede ser resuelta.

Harrigton<sup>40</sup> (1973) muestra que  $K_L$  puede estar aproximada por  $\sqrt{8}$  con un margen de 10% de presición. Nolte<sup>41</sup> (1979) demuestra además que  $K_L$  está relacionada con la eficiencia :

$$K_L = \frac{8}{3} \gamma + \pi (1-\gamma) \quad (1-20)$$

Esto para unas condiciones específicas como, geometría de la fractura, parámetros de tratamiento y características de la formación; en la ecuación 1-18 se utilizan para obtener el volumen de fluido y el tiempo de inyección.

Para el modelo KGD la amplitud promedio es .

$$\bar{w} = 2.27 \left[ \frac{q_i \mu (1-\gamma) x_f^2}{Gh_f} \right]^{1/4} \left( \frac{\pi}{4} \right) \quad (1-21)$$

Para el cálculo de los requerimientos de fluido en el modelo KGD, se procede de la misma forma que le modelo PKN.

## COMPARACION DE LA PROPAGACION DE LA FRACTURA

Una comparación de la propagación de la fractura entre los modelos PKN y KGD es analizada. La tabla 1.3 lista los parámetros generales.

Gasto de bombeo, $q_i$	40 bl/min.
Volumen total de fluido inyectado, $V_i$	210,000 gal.
Viscosidad del fluido fracturante, $\mu$	100 cp.
Modulo de Young, $E$	$5 \times 10^6$ lb/pg <sup>2</sup> .
Relación de Poisson, $\nu$	0.2
Altura de la fractura, $h_f$	100 pie
Coefficiente de pérdida, $C_t$	0.0015 pie/ $\sqrt{\text{min.}}$ .
Coefficiente de pérdida de filtrado, $S_p$	2.0 gal/100 pie <sup>2</sup> .

Tabla 1.3. Datos de tratamiento y mecánicos de la fractura.

Para ambos modelos se presenta una gráfica log-log, --- Fig. 1.12 de presión del pozo antes del cierre contra volumen de fluido inyectado.

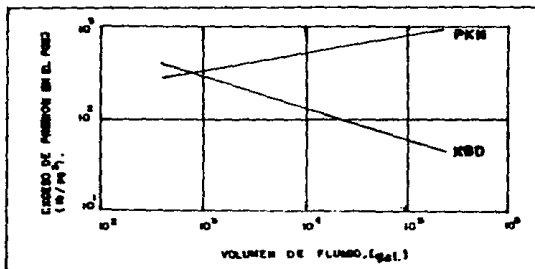


Fig. 1.12.- Comparación de exceso de presión entre los modelos PKN y KGD.

En las figuras 1.13 y 1.14 se muestra una relación de la penetración y amplitud de la fractura contra volumen de fluido inyectado respectivamente. El modelo KGD predice una fractura corta y amplia y el modelo PKN una fractura larga y angosta para el mismo volumen de fluido inyectado, excepto para tratamientos pequeños. Aquí se muestra que para volúmenes menores de 10,000 gal., la amplitud es calculada por el método KGD (Fig. 1.14).

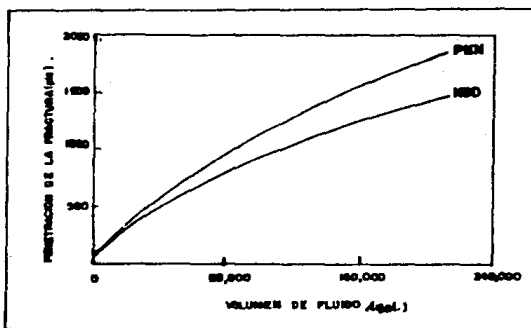


Fig. 1.13.- Comparación de penetración de la fractura entre los Modelos PKN y KGD.

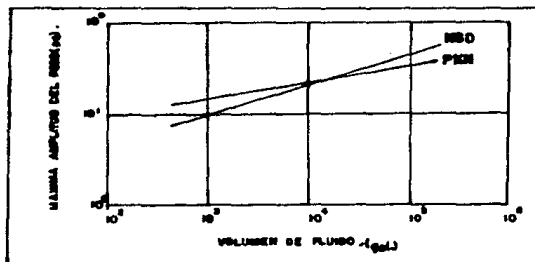


Fig. 1.14.- Comparación de la máxima amplitud entre los modelos PKN y KGD.

## I-2.5. SELECCION DEL FLUIDO FRACTURANTE

La viscosidad del fluido fracturante y las características del fluido gobiernan el comportamiento, la distribución y el acomodamiento del agente sustentante en la fractura; la selección apropiada de los fluidos tiene influencia efectiva en el costo del tratamiento, un fluido ideal para la formación tiene las siguientes características:

1.- Ser compatible con los fluidos de la roca de la formación y del yacimiento.

2.- Que sea fácilmente bombeable al pozo y provoque una baja pérdida de presión por fricción en la tubería.

3.- Este debe ser eficiente si tiene poca pérdida de fluido.

4.- Debe ser capaz de mantener una viscosidad suficientemente efectiva a elevadas temperaturas del yacimiento, esto crea una amplitud necesaria para el transporte del sustentante.

5.- Debe presentar un daño mínimo en la permeabilidad sustentada.

6.- El rompimiento del fluido debe ser pronto al término del tratamiento ayudando a la limpieza de la fractura.

7.- Debe ser fácil de mezclar y seguro de usar.

8.- Debe ser de bajo costo económico.

## I-2.6. TRANSPORTE DEL SUSTENTANTE

El propósito del agente sustentante es de mantener abierta la fractura y así proveer un conducto permeable para la entrada de fluidos al pozo; el mejoramiento de la productividad del pozo depende de la geometría final de la fractura sustentada y la conductividad de la misma.

El diseño final de la cobertura del sustentante generalmente es obtenida con un simulador numérico, el cual incluye la capacidad de flujo en el sustentante, sin embargo para un estudio económico preliminar este estudio es una buena aproximación. Nolte<sup>42</sup> (1986) presentó un método de aproximación para obtener el volumen óptimo del colchón y una cobertura de sustentante basado en la eficiencia del fluido.

El fundamentar que la fracción del volumen del colchón es,  $(1-\eta)^2 + fc$  donde  $fc$  es un factor de corrección igual a 0.05 o menor dependiendo de la eficiencia. El volumen del colchón es derivado en una manera diferente y sin factor de corrección.

### VOLUMEN DEL COLCHON

La ecuación de conservación de la masa a una posición  $x$  dada en la fractura puede ser escrita así:

$$\begin{aligned} \text{Volumen de la fractura} &= \text{Volumen del fluido inyectado} - \\ & - \text{Volumen pérdida de fluido} \end{aligned} \quad (1-22)$$

$$U_{xh_f w} = \frac{q_i}{2} - 2h_f C_L \int_0^x \frac{dx}{\sqrt{t_i - \tau(x)}} \quad (1-23)$$

Donde  $U_x$  denota la velocidad de la lechada a una posición  $x$  en la fractura. Nolte<sup>43</sup> (1982) señala que el tiempo de la creación de la fractura  $\tau(x)$ , en un punto  $x$  puede ser evaluado por el límite superior e inferior. El tiempo para crearla, con una pérdida de fluido, y en el límite inferior esta dado por:

$$\tau(x) = \left( \frac{x}{x_f} \right)^2 t_i \quad (1-24)$$

El gasto de pérdida basado en el límite inferior puede ser calculado.

$$q_{L, \text{ inferior}} = 2h_f C_L \int_0^x \frac{dx}{\sqrt{t_i - \tau(x)}} = \frac{2h_f C_L x_f}{\sqrt{t_i}} \dots \dots \dots$$

$$\int_0^x \frac{dx}{\sqrt{x_f^2 - x^2}} = \frac{2h_f C_L x_f}{\sqrt{t_i}} \operatorname{sen}^{-1} \left( \frac{x}{x_f} \right) \quad (1-25)$$

El límite superior en el gasto para la extensión de la fractura es para el caso de mínima pérdida de fluido y puede ser aproximada por:

$$\tau(x) = \left( \frac{x}{x_f} \right) t_i \quad (1-26)$$

Similarmente, el gasto de pérdida de fluido en el límite superior puede ser obtenida así:

$$q_{L, \text{ superior}} = \frac{2h_f C_L \sqrt{x_f}}{\sqrt{t_i}} \int_0^x \frac{dx}{\sqrt{x_f - x}} = \frac{4h_f C_L x_f}{\sqrt{t_i}} \dots \dots \dots$$

$$\left( 1 - \sqrt{\frac{1-x}{x_f}} \right) \quad (1-27)$$

El volumen total de pérdida de fluido equivalente puede ser calculado por la interpolación de estos límites basado en la eficiencia de fluido,  $\gamma$ ,

$$q_i = \gamma q_{L, \text{ sup}} + (1-\gamma) q_{L, \text{ inf}} = \frac{2^{h_f} C_L x_f}{\sqrt{t_i}} \left[ 2\gamma \dots - \left( 1 - \sqrt{\frac{1-x}{x_f}} \right) + (1-\gamma) \sin^{-1} \left( \frac{x}{x_f} \right) \right] \quad (1-28)$$

Sustituyendo la ecuación 1-28 en 1-23 e integrando da un promedio de la velocidad de la lechada en la fractura.

$$u = \frac{1}{x_f} \int_0^{x_f} u_x dx = \frac{1}{wh_f} \left\{ \frac{q_i}{2} - \frac{2^{h_f} C_L x_f}{\sqrt{t_i}} \left[ 0.67\gamma + 0.57 \right] \right. \\ \left. 1 (1-\gamma) \right\} \quad (1-29)$$

Para ejecutar esta integración la amplitud se asume constante, igual a la amplitud promedio de la fractura en el final de la inyección.

Integrando la velocidad promedio de la lechada con el tiempo de producción.

$$\int_{t_{\text{colchón}}}^{t_i} \bar{u} dt = \bar{u} t_f = x_f \quad (1-30)$$

Donde  $t_{\text{colchón}}$  es el tiempo del colchón y  $t_f$  representa el tiempo de enlace desde el momento en que comienza la inyección hasta el momento que el sustentante llega al final de la fractura, es decir,  $x_f$ .

Sustituyendo la ecuación 1-29 en 1-30 y reagrupando se obtiene el tiempo adimensional de la lechada.

$$\frac{t_f}{t_i} = \frac{\eta}{\frac{1-4h_f C_L \times f}{q_i \sqrt{t_i}} [0.67\eta + 0.57(1-\eta)]} = \frac{2\eta}{1+\eta} \quad (1-31)$$

El volumen del colchón puede entonces ser calculado como:

$$\begin{aligned} \text{Volumen del colchón} &= \text{Volumen inyectado} \left(1 - \frac{t_f}{t_i}\right) \quad (1-32) \\ &= v_i \frac{(1-\eta)}{(1+\eta)} \end{aligned}$$

#### PROGRAMA DE DIAMETRO DEL SUSTENTANTE

Nolte<sup>42</sup> (1986) también presenta una relación para la adición de sustentante después del colchón. La eficiencia del fluido es relacionada para la variación de la concentración promedio ( $\bar{C}_p$ ) inyectado en el tratamiento, para el final de la concentración ( $C_f$ ) al final del bombeo.

$$\eta = \frac{\bar{C}_p}{C_f} = \frac{V_f}{V_i} \quad (1-33)$$

Donde  $\bar{C}_p$  y  $C_f$  son definidas como:

$$\bar{C}_p = \frac{w_{sp}}{V_i} \frac{\text{peso del sustentante}}{\text{volumen total de la lechada}} \quad (1-34)$$

y

$$C_f = \frac{w_{sp}}{V_i} = \frac{w_{sp}}{\eta V_i} = \frac{\text{peso del sustentante}}{\text{volumen de la fractura}} \quad (1-35)$$

Por conveniencia, la concentración del sustentante se define adimensional,  $C_{Dp}(t)$ ; tiempo de bombeo adimensional,  $t_{Dp}$ ; y tiempo del colchón adimensional,  $t_{dp}$ ; así.



$$C_{Dp}(t) = \frac{C_p(t)}{C_f} \quad , \quad (1-36)$$

$$t_{Dp} = \frac{t - t_{\text{colchón}}}{t_i - t_{\text{colchón}}} \quad , \quad (1-37)$$

y

$$t_{dp} = \frac{t_{\text{colchón}}}{t_i} \quad , \quad (1-38)$$

La concentración de sustentante adimensional arriba definida satisfase las dos condiciones de frontera siguientes.

$$C_{Dp} = 0 \text{ para } t \leq t_{\text{colchón}} \text{ o } t_{Dp} \leq 0 \quad , \quad (1-39)$$

$$C_{Dp} = 1 \text{ para } t = t_i \text{ o } t_{Dp} = 1 \quad , \quad (1-40)$$

Si se tiene una relación de la concentración y el tiempo de bombeo adimensional, se puede escribir una ecuación — que describe mediante la ley de potencias y que también satisfase la condición de límite superior, entonces.

$$C_{Dp} = t_{Dp}^{\epsilon} \quad \text{para } 0 \leq t_{Dp} \leq 1 \quad , \quad (1-41)$$

El exponente,  $\epsilon$ , es derivado de la siguiente forma.

$$\begin{aligned} \bar{C}_{Dp} = t_{dp} \int_{-t_{\text{colchón}}/(t_i - t_{\text{colchón}})}^{\epsilon} C_{Dp}(t_{Dp}) dt_{Dp} \\ + (1 - t_{dp}) \int_0^1 C_{Dp}(t_{Dp}) dt_{Dp} \quad , \quad (1-42) \end{aligned}$$

$C_{Dp} = (t_{Dp}) = 0$  para  $t_{Dp} \leq 0$ , entonces.

$$\bar{C}_{Dp} = (1-t_{dp}) \int_0^1 (t_{Dp})^e dt_{Dp} = \frac{1-t_{dp}}{1-e} = \gamma \quad (1-43)$$

Resolviendo la ecuación anterior para un  $\epsilon$  dado.

$$\epsilon = \frac{1-t_{dp} - 1}{\gamma} \quad (1-44)$$

Usando  $t_{pd}$  igual  $(1-\gamma) / (1+\gamma)$  como el dado por la ecuación 1-32 entonces.

$$\epsilon = \frac{1-\gamma}{1+\gamma} \quad (1-45)$$

El programa del sustentante es determinado por la siguiente ecuación:

$$C_p(t) = C_f \left( \frac{t-t_{colchón}}{t_i-t_{colchón}} \right)^e \quad (1-46)$$

#### SELECCION DEL SUSTENTANTE

Empleando la concentración adecuada y un sustentante resistente se obtiene buen éxito para determinar la conductividad de la fractura con la cual se obtiene el gasto óptimo, - el cual es muy significativo sobre la vida del pozo. Factores como las propiedades del sustentante (resistencia, diámetro de la partícula, redondez, etc.), esfuerzos de cierre de la formación, abatimiento del gasto de producción, empaquetamiento y amplitud de la fractura sustentada tienen un gran -

efecto en la conductividad de la misma.

Cuando se vence los esfuerzos in-situ, se crea y se propaga la fractura, entonces el pozo es puesto en producción, estos esfuerzos de la formación tienden a cerrarse actuando sobre el sustentante y estos pueden ser representados por la siguiente ecuación:

$$\text{Esfuerzos de Cierre} = \text{Gradiente de fractura} \times \text{Profundidad} - \text{Presión de fondo fluyendo.} \quad (1-47)$$

Como la presión de formación se reduce al estar el pozo en producción, los esfuerzos de cierre se disminuyen; de ahí que la ecuación 1-47 nos da la máxima presión de cierre, la cual es la primera que se conoce en la historia de producción. Si el sustentante no es suficientemente resistente, -- puede ocurrir que los esfuerzos rompan este reduciendo drásticamente la permeabilidad de la fractura.

La Fig. 1.15 muestra el efecto del esfuerzo de cierre -- contra la permeabilidad, para varios agentes sustentantes. -- La arena es considerada como un sustentante cuando el esfuerzo de cierre es menor de  $6000 \text{ lb/pg}^2$ . En un rango de  $5000$  a  $10,000 \text{ lb/pg}^2$ , sustentantes de esfuerzo intermedio (SEI), --- cuando los esfuerzos sean mayor de  $10,000 \text{ lb/pg}^2$  se denominan sustentantes de alto esfuerzo (bauxita sintética).

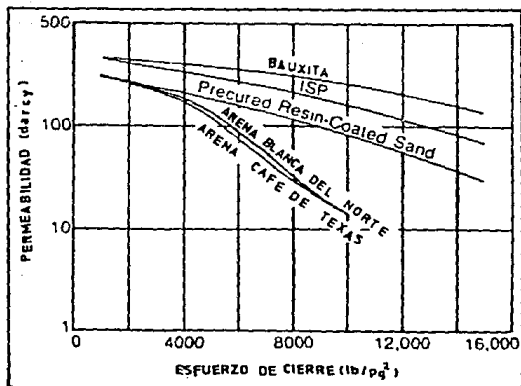


Fig. 1.15.- Efecto de los esfuerzos de cierre en la permeabilidad para varios agentes sustentantes.

Estos son más resistentes que la arena, y dan una mayor conductividad, su alto costo los hace menos atractivos económicamente.

En formaciones sucias o en aquellas con migración de finos no son buenas candidatas a ser tratadas con sustentantes ya que los finos tienden a invadir el empaque, causando un tapamiento parcial y una reducción rápida de la permeabilidad sustentada. La Fig. 1.16 muestra el efecto del tamaño del grano en la permeabilidad de la arena contra el esfuerzo de cierre.

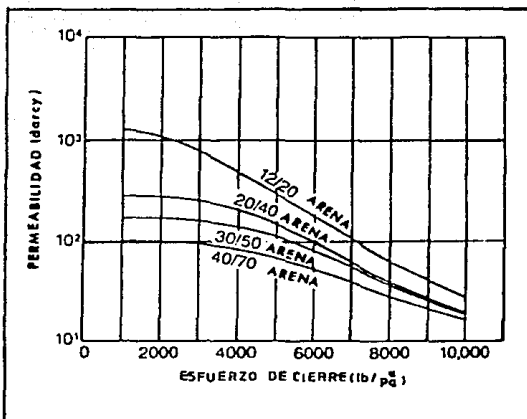


Fig. 1.16.- Efecto del tamaño del sustentante en la permeabilidad de la arena blanca del Norte.

Los sustentantes de mayor diámetro posibles de utilizar dan un empaque más permeable bajo condiciones de esfuerzos bajos y pueden ser utilizados en pozos someros, ya que en pozos profundos se romperían por el alto esfuerzo (El grano de mayor tamaño tiene menor resistencia), además el problema se duplica pues se requiere una mayor amplitud de fractura y un alto gasto de bombeo.

En las formaciones a fracturar donde si es posible la colocación de sustentante, se puede determinar una mínima concentración. La Fig. 1.17 ilustra la relación (típica) de la conductividad debido a la concentración de sustentante,

con el incremento de arena resulta en mayor número de capas y por lo tanto la conductividad se incrementa. Aunque la máxima conductividad se puede obtener un arreglo parcial de 2 capas, su colocación es imposible de realizar.

El diseño es impráctico para una sola capa y generalmente es para varias capas. Cuando esto sucede la capa más baja y la superior quedan en contacto con la formación, las capas intermedias quedan abiertas al flujo.

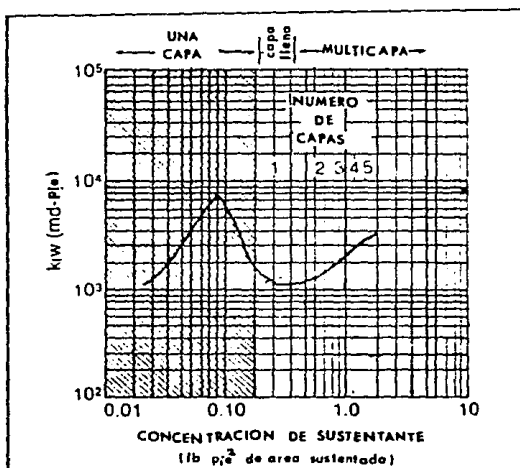


Fig. 1.17.- Relación de la conductividad de la fractura para la concentración de sustentante.

Un paquete de sustentante de varias capas requiere un fluido fracturante con suficiente viscosidad para crear una amplitud de fractura suficiente para una alta concentración, esta amplitud es referida a la concentración por.

$$w = \frac{12 C_p}{(1 - \rho_{SD}) \rho_{SD}} \quad (1-48)$$

Donde  $w$  es la amplitud sustentada (pq),  $C_p$  es la concentración de sustentante (lb/pie<sup>2</sup>),  $\rho_{SD}$  es la porosidad del paquete sustentante y  $\rho_{SD}$  es la densidad del sustentante. Por ejemplo para obtener una fractura sustentada con amplitud de cinco capas de malla 20/40 (0.025 pg de diametro, densidad - 165 lb/pie y 35 % de porosidad), el sustentante bombeado debe de alcanzar un área de fractura cerca de 1.1 lb/pie<sup>2</sup>.

$$C_p = \frac{w (1 - \rho_{SD}) \rho_{SD}}{12} = \frac{5 \times 0.025 (1 - 0.35) 165}{12} = 1.1 \text{ lb/pie}^2 \quad (1-49)$$

La Fig. 1.18 presenta una gráfica de la concentración de sustentante contra amplitud de la fractura para una malla 20/40, ilustra que un paquete con varias capas realizado, la amplitud aumenta en una forma proporcional con la concentración; consecuentemente la conductividad es incrementada.

Otros factores que influyen en la conductividad final de la fractura, pero que son muy difíciles de definir, son los efectos de los residuos del gel en la fractura, el movimiento de finos de la formación a la fractura. Por lo tanto

es común diseñar con una alta concentración de sustentante - para compensar el deterioro de la conductividad de la fractura ra.

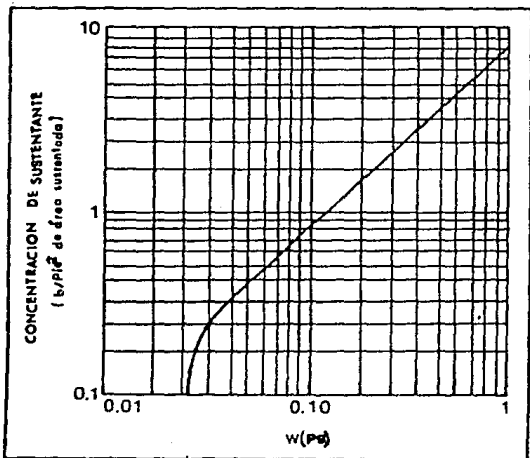


Fig. 1.18.- Concentración de sustentante en la fractura contra la amplitud de fractura sustentada.



## I-2.7.

## RESTRICCIONES OPERACIONALES

El gasto de bombeo y la presión de tratamiento son frecuentemente consideradas como restricciones operacionales -- por varias razones. Primero, el inyectar a alto gasto es una de las causas para fracturar fuera de la zona de producción como un resultado de la alta presión de tratamiento. Segundo, para algunos fluidos la severa degradación del fluido - fracturante puede ocurrir bajo alto gasto de inyección. Tercero, la alta pérdida de presión por fricción en la tubería resulta en una alta presión de tratamiento en la superficie, la cual es limitada debido a la potencia disponible y también por la presión permisible por las tuberías en el pozo. Por lo tanto, es importante determinar los parámetros de bombeo que garanticen que las condiciones durante la operación de inyección no excedan la presión y gasto máximo permisible.

## DETERMINACION DE LOS PARAMETROS OPTIMOS DE BOMBEO

La presión de tratamiento en el pozo puede ser calculado como:

$$p_f(0,t) = S_{H,min} + \Delta p_f(0,t) \quad , \quad (1-50)$$

Donde  $S_{H,min}$ , denota el mínimo esfuerzo horizontal de la formación o presión de cierre de la fractura y  $\Delta p_f$  es la presión neta en la fractura.

Para el modelo PKN de propagación de fractura, la pre--

sión de fracturamiento se incrementa con el tiempo, o  $x_f$ , como se muestra a continuación para un fluido newtoniano.

$$\Delta P_f (0,t) = \left[ \frac{G^3 q_i \mu x_f (t)}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (1-51)$$

Para el modelo KGD de propagación de fractura, la presión de fracturamiento decrece con el tiempo, o  $x_f$ , como se muestra a continuación para un fluido newtoniano.

$$\Delta P_f (0,t) \approx \left[ \frac{G^3 q_i \mu}{(1-\nu)^3 h_f x_f^2 (t)} \right]^{1/4} \quad (1-52)$$

Ambos modelos indican que el gasto de bombeo  $q_i$  y la viscosidad del fluido fracturante,  $\mu$ , en el lado derecho de la ecuación 1-51 y 1-52 son los dos parámetros de bombeo controlables, que variando estos se puede obtener la presión de tratamiento.

En el pozo se reconoce que el desarrollo de la altura vertical de la fractura tiene un significativo efecto en la extensión de la fractura y que el esfuerzo in-situ actúa entre la formación y las barreras circunvecinas consideradas como parámetros controlables para el desarrollo de esta altura.

Nolte y Smith<sup>14</sup> 1981, presenta la base de la interpretación de la presión de tratamiento que permite identificar períodos de extensión de la altura confinada, sin controlar el

de la altura y más importantemente una presión crítica de -- formación. De ahí la importancia del conocimiento de los parámetros óptimos de bombeo.

Como se menciona con la variación de estos parámetros -- se obtiene la presión de tratamiento. Un algoritmo para de-- terminar los parámetros de bombeo óptimo es desarrollado como sigue, el objetivo es maximizar el volumen de la fractura sustentada para dar una penetración y conductividad deseada.

Las restricciones son el gasto de bombeo y la presión -- de tratamiento. El procedimiento paso a paso es delineado a continuación:

1.- Un diagnostico in-situ nos conduce al estudio para establecer una relación entre la altura de la fractura y la presión de tratamiento.

2.- Determinar la presión crítica de formación o la -- presión máxima permisible que previene el desarrollo más a-- lla de la altura deseada.

3.- Determinar el gasto de bombeo permisible basado en la degradación de el fluido fracturante e incluyendo las limitaciones superficiales.

4.- Determinar la relación entre el gasto de bombeo y la viscosidad del fluido que satisfaga las relaciones de pre sión similares a las ecuaciones 1-51 y 1-52.

5.- Obtener los parámetros óptimos de bombeo, que sa-- tisfagan los objetivos descritos arriba, sujetos a las res--

restricciones mencionadas.

### I-2.8. CONSIDERACIONES ECONOMICAS

Uno de los requerimientos básicos en el diseño de un -- tratamiento de fractura es maximizarlo para obtener un resultado económico. Un criterio para determinar el mejor trata-- miento considerando efectividad-costo es para maximizar el - valor presente neto de varias opciones de diseño.

El valor presente neto de una fractura (NPV) es calculado por la resta del costo total del tratamiento con la utilidad obtenida. Las ecuaciones usadas para calcular el costo - total del tratamiento para un pozo descontando la ganancia - para una longitud de fractura dada son como sigue:

#### COSTO DEL TRATAMIENTO

La ecuación para calcular el costo total del tratamien- to esta dado por:

$$\text{Costo del tratamiento} = (\text{Fluido} + \text{Sustentante} + \text{Potencia} + \text{otros}) \text{ costo} \quad (1-53)$$

Donde

$$\text{Costo de fluido} = \$/\text{galon} \times \text{galones de fluido} \quad (1-54)$$

$$\text{Costo del sustentante} = \$/\text{libras} \times \text{libras de sustentante} \quad (1-55)$$

y

$$\text{Costo del HHP} = \$/\text{hhp} \times \frac{q_i P \text{ sup}}{40.8} \quad (1-56)$$

Donde  $q_i$  denota gasto de bombeo y  $P^{\text{sup}}$  es la presión de bombeo en la superficie.

### GANANCIA DE UN POZO

La ecuación para calcular la ganancia de un pozo para  $n$  años esta dado por:

Ganacia de un pozo =

$$\frac{\text{Ganancia anual total neta durante J años}}{(1+i)^J} \quad (1-57)$$

Donde  $i$  denota el gasto descontado. La ganancia neta -- del pozo es calculada por:

$$\text{Ganancia neta} = \$/\text{bl (o } \$/\text{Miles pie )} \times \text{Producción -- del pozo (Fracturado - Sin fracturar)} \quad (1-58)$$

Otras consideraciones de impuestos y costos de producción son generalmente incluidos.

### VALOR PRESENTE NETO

La ecuación para calcular el valor presente neto de la fractura esta dado por:

$$\text{NPV fractura} = \text{Ganancia del pozo} - \text{Costo del tratamiento.} \quad (1-59)$$

### I-3. PROCEDIMIENTO PARA OPTIMIZAR EL DISEÑO DE UN TRATAMIENTO

#### CRITERIO DE OPTIMIZACION

El criterio considerado en la determinación de la optimización del tamaño del tratamiento: 1) Optimización de la limitación del yacimiento, 2) Maximización de la penetración del sustentante, 3) Optimización de los parámetros de bombeo, 4) Maximizar los gastos del tratamiento, 5) Maximización de los beneficios económicos; es paso a paso ilustrado a continuación:

1.- Asumir una longitud de fractura hidráulica y una máxima concentración de sustentante.

2.- Seleccionar el modelo de propagación de fractura apropiado (PKN o KGD) basado en las características de la formación y comportamiento de la presión observada durante el tratamiento, pruebas de esfuerzos in-situ o mini-frac.

3.- Seleccionar varios candidatos de sistemas de fluido fracturante compatible con la formación a fracturar.

4.- Seleccionar el tipo de sustentante apropiado basado en las características de la deformación por compresión de la formación.

5.- Determinar la máxima presión de tratamiento permisible contra la relación de altura de la fractura basado en la distribución de esfuerzos in-situ.

6.- Determinar el máximo gasto de bombeo permisible basado en la pérdida de presión por fricción en la tubería, omitiendo los factores de degradación del fluido fracturante y las limitaciones del equipo.

7.- Optimizar la geometría de fractura sustentada, volumen de fluido y requerimientos de sustentante, este procedimiento involucra: (1) Determinar los parámetros de bombeo óptimo sujeto a las restricciones de presión de tratamiento y gasto de bombeo, (2) Maximizar la eficiencia del fluido y (3) Maximizar la penetración del sustentante para una concentración diseñada y una longitud de fractura dada en el paso 1.

8.- Construir curvas IPR transitorias para varios tiempos de producción basadas en la geometría sustentada (optimizada) y la conductividad de la fractura calculada en el paso 7.

9.- Con un par de curvas IPR transitorias, con las curvas de entrada en la tubería para obtener la capacidad de aportación del pozo.

10.- De las curvas de la declinación de la producción obtener la recuperación acumulativa anual para varios tiempos de producción.

11.- Calcular el valor presente de la ganancia neta basada en la producción.

12.- Calcular el costo del tratamiento incluyendo el costo asociado con los fluidos, sustentante, potencia hidráulica

lica, y otros artículos.

13.- Calcular el valor presente neto del frac. sustrayendo los costos del tratamiento de los pozos descontando la ganancia.

Esto completa el ciclo computacional para una longitud hidráulica asumida.

14.- Construir curvas del valor presente neto de la -- fractura o el criterio económico apropiado contra las longitudes medias de la fractura, por repetición por los ciclos - computacionales antes mencionados.

El tratamiento más efectivo en costo puede entonces determinar la utilidad de los pozos, y así la máxima ganancia económica.

#### EJEMPLO DE APLICACION

Un ejemplo de un pozo de aceite es usado para demostrar el procedimiento de diseño de optimización. Para fines ilustrativos, se asume una geometría del yacimiento de 640 acres cuadrados y 25 diferentes longitudes de fractura, en un rango de 100 pie a 2500 pie son simulados. El modelo PKN es seleccionado para predecir la geometría de la fractura. La máxima presión de tratamiento permisible es de  $7300 \text{ lb/pg}^2$ , el gasto máximo de bombeo es de 40 bl/min. Un sistema de fluido fracturante base agua es utilizado (con cinco diferentes valores de viscosidad) para transportar el sustentante. Una arena blanca del Norte malla 20/40 es seleccionada como agen-



te sustentante.

Las viscosidades corresponden para una carga de polímero específico. Por ejemplo, una viscosidad de 67 cp es para 45 lb/1000 gal de carga de polímero, estos se muestran en la Fig. 1.21. Los parámetros claves para el ejemplo de diseño son listados en la tabla 1-4.

La Fig. 1.19 muestra la presión de fracturamiento al final de la inyección contra relaciones de longitud media de la fractura. La presión de tratamiento no es problema para trabajos pequeños de fracturamiento. A medida de que el tamaño crece, la determinación de los parámetros de bombeo llega a ser muy importante para conservar la presión de tratamiento bajo un valor crítico.

Existen cuatro combinaciones usadas en la selección de los gastos de bombeo y viscosidad del fluido. Inyectando a bajos gastos con menor viscosidad produce un tratamiento ineficiente y no es considerado. Para trabajos de fractura pequeños la presión no es concerniente, inyectando a altos gastos con un fluido con mayor viscosidad se obtiene una mayor eficiencia del tratamiento. La Fig. 1.20 y 1.21 muestran que a un gasto de bombeo de 40 bl/min y un fluido de viscosidad de 233 cp son seleccionados mientras que la longitud de la fractura sea menor de 400 pie. Cuando la presión tiene que ser conservada bajo un valor crítico para una longitud de fractura más grande que 400 pie, inyectando a altos gastos

con fluido de menor viscosidad o reduciendo el gasto de bombeo con fluido de alta viscosidad son las dos alternativas.- Recordando que la maximización del tratamiento considera dos restricciones. La Fig. 1.20 y 1.21 muestran el gasto de bombeo óptimo y el correspondiente sistema de fluido calculado para cada longitud de acuerdo al criterio de optimización. Observar que el gasto de bombeo permisible es posible incrementarse a medida que la viscosidad del fluido es reducida (a longitudes de fractura de 600 pie, 800 pie, 1200 pie, y 1500 pie) en orden para realizar el tratamiento más eficiente.

El volumen de fluido requerido para crear una cierta -- geometría de fractura es normalmente minimizado una vez que los parámetros de bombeo son optimizados. La Fig. 1.22 se observa los requerimientos de volumen de fluido para varias -- longitudes de fractura.

La Fig. 1.23 indica los requerimientos de sustentante -- contra varias longitudes de fractura para una concentración deseada, se observa la relación lineal entre el peso del sug sustentante y la longitud de la fractura (el promedio de la amplitud es constante para longitudes de fractura mayores de -- 500 pie.). El costo del fluido, del sustentante y del tratamiento se calculan en base al costo unitario, y se observa -- en la Fig. 1.24 que el fluido se incrementa exponencialmente con la longitud de la fractura, de este modo el consumo de -- fluido llega a ser muy importante en la minimización del cos to total del tratamiento.

**SECCION I : DATOS DEL YACIMIENTO.**

Permeabilidad del yacimiento, k	0.2 md.
Espesor de la formación, h	60 pie.
Porosidad del yacimiento, $\phi$	0.10
Temperatura del yacimiento, T	185°F
Presión inicial del yacimiento, P <sub>i</sub>	4,200 lb/pg <sup>2</sup>
Gravedad API del aceite, °	37
Gravedad específica del gas, $\gamma_g$	0.65
Saturación de aceite del yacimiento, S <sub>o</sub>	0.8
Saturación de agua del yacimiento, S <sub>w</sub>	0.2
Gravedad específica del agua, $\gamma_w$	1.03
Salinidad del agua,	100,000 ppm
Area de drene cuadrada, A	640 acre.

**SECCION II : DATOS DE PRODUCCION Y FISICOS DEL POZO.**

Relación de producción gas-líquido	900 pie <sup>3</sup> /b.c.e.
Relación de producción agua-líquido	0.1
Temperatura fluyente en la cabeza, T <sub>tf</sub>	100°F
Presión fluyente en la cabeza, P <sub>tf</sub>	900 lb/pg <sup>2</sup>
Diametro interior de la tubería, t <sub>fi</sub>	2.441 pg.
Diametro exterior de la tubería,	2.875 pg.
Diametro interior de la T.R.,	6.5 pg.
Longitud de la tubería (profundidad medida)	9,500 pie.
Longitud de la tubería (profundidad vertical)	9,500 pie.
Profundidad vertical perforada	9,500 pie.

**SECCION III : DATOS DE LA FRACTURA.**

Modelo geométrico de la fractura	PKN
Esfuerzo mínimo horizontal	6,500 lb/pg <sup>2</sup>
Modulo de Young, E	5,000,000 lb/pg <sup>2</sup>
Relación de Poisson,	0.2
Altura de la fractura, h <sub>p</sub>	90 pie.
Coefficiente de pérdida in-situ, C <sub>L</sub>	0.002 pie/min
Coefficiente de pérdida de filtrado, S <sub>p</sub>	2.0 gal/100pi <sup>2</sup>

**SECCION IV : DATOS DE LA SELECCION DEL SUSTENTANTE.**

Tipo de sustentante (arena blanca del norte)	20/40
Gravedad específica del sustentante	2.65
Diámetro del sustentante	0.0248 pg
Costo unitario del sustentante	\$0.08/lb.

....continuo

SECCION V : DATOS DE LA SELECCION DEL FLUIDO  
FRACTURANTE.

Tipo de fluido	base agua .
Fluido No. 1 viscosidad, $\mu$	67 cp(45 lb/1,000 gal).
Fluido No. 2 viscosidad, $\mu$	84 cp(50 lb/1,000 gal).
Fluido No. 3 viscosidad, $\mu$	125cp(60 lb/1,000 gal).
Fluido No. 4 viscosidad, $\mu$	175cp(70 lb/1,000 gal).
Fluido No. 5 viscosidad, $\mu$	233cp(80 lb/1,000 gal).

SECCION VI : DATOS DE LAS RESTRICCIONES  
OPERACIONALES.

Máxima presión arriba del cierre en EOJ	800 lb/pg <sup>2</sup>
Máximo gasto de bombeo permitido	40 bl/min.
Tratamiento a través de	T.R.
Máxima concentración de sustentante en EOJ	15 lb/gal.

SECCION VII : DATOS ECONOMICOS.

Costo unitario del fluido No. 1	\$0.17/gal.
Costo unitario del fluido No. 2	\$0.17/gal.
Costo unitario del fluido No. 3	\$0.17/gal.
Costo unitario del fluido No. 4	\$0.18/gal.
Costo unitario del fluido No. 5	\$0.18/gal.
Costo unitario de la potencia hidráulica.	\$0.2/hhp.
Costo de otros artículos	\$3,000
Gasto descontado para calcular el NPV	0.1
Ganacia unitaria por pozo productor	\$15/bl.

Tabla 1.4. Datos para el ejemplo de un pozo de aceite.

La reducción en la amplitud de la fractura durante el periodo de cierre depende de la concentración de sustentante en la fractura. La Fig. 1.25 indica la amplitud hidráulica al final de la inyección y la amplitud sustentada después del cierre para varias longitudes medias.

El efecto del esfuerzo de cierre en la permeabilidad sustentada es considerado. La permeabilidad del sustentante es obtenida a un esfuerzo de cierre (presión de fondo fluyendo - presión de cierre de la fractura) bajo condiciones de flujo. La Fig. 1.26 es una gráfica de la conductividad contra la longitud de la fractura, esta conductividad es optimizada de acuerdo al criterio determinado para cada longitud considerada.

La conductividad adimensional de la fractura,  $F_{CD}$ , define la relación entre las características de la fractura y las propiedades del yacimiento. La importancia de este parámetro es que prevee un enlace entre la fractura y el yacimiento para un post-tratamiento al pozo en producción. La Fig. 1.27 ilustra la conductividad adimensional de la fractura para varias longitudes de la fractura, con la ayuda de esta se puede optimizar la capacidad del yacimiento. La Fig. 1.28 es una gráfica log-log del gasto contra el tiempo de producción para varias longitudes de la fractura, se puede observar que el gasto declina rápidamente durante el primer año de producción, entonces los efectos de transición dominan los primeros periodos de producción y esto es considerado para la ob-

tención de buenos resultados a corto tiempo que pagarían el costo del tratamiento. La Fig. 1.29 muestra el comportamiento de la recuperación acumulada contra el tiempo de producción para varias longitudes de fractura; de estos dos últimas gráficas se obtiene la diferencia de producción para las diferentes longitudes durante los procesos de diseño y así poder evaluar la efectividad de un tratamiento, y post-tratamiento con la ayuda de la historia de producción. La producción acumulada contra las longitudes de la fractura para varios tiempos de producción es mostrada en la Fig. 1.30.

El valor presente neto para cada longitud es utilizado como base para obtener el diseño más económico. La Fig. 1.31 es una gráfica del valor presente neto (NPV) calculado para diferentes tiempos de producción contra las longitudes de fractura, cada curva tiene la característica de ser concava hacia abajo, el punto máximo de la curva NPV determina el diseño del tratamiento más económico. Para este ejemplo se determina que la longitud de fractura óptima es de 2000 pie. Operacionalmente se requiere un volumen de 304,000 gal., de fluido con una concentración de 45 lb/1000 gal., y 391,400 lb de sustentante a un gasto de 30 bl/min., para crear la geometría de la fractura óptima.

El programa de bombeo para el tratamiento optimizado es ta dado en la Fig. 1.32.

La propagación de la fractura hidráulica y el movimien-

to del sustentante esta mostrado en la Fig. 1.33, se puede observar que el frente del sustentante alcanza el extremo de la fractura cuando se detiene la inyección. Esto demuestra lo importante que es el volumen del colchón óptimo que llevará el sustentante hasta el final de la fractura creada.

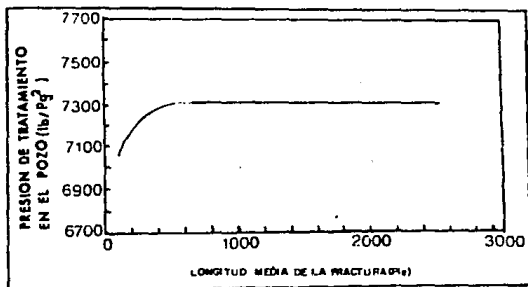


Fig. 1.19.- Presión de fracturamiento en el pozo para el ejemplo de aplicación.

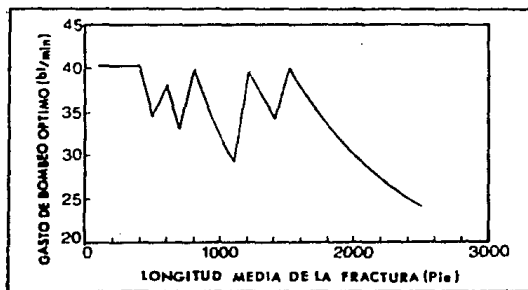


Fig. 1.20.- Determinación del gasto de bombeo óptimo para el ejemplo de aplicación.

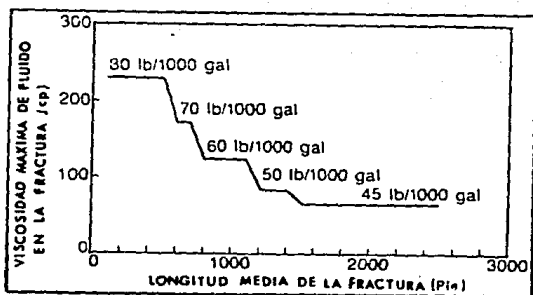


Fig. 1.21.- Determinación de la máxima viscosidad del fluido para el ejemplo de aplicación.

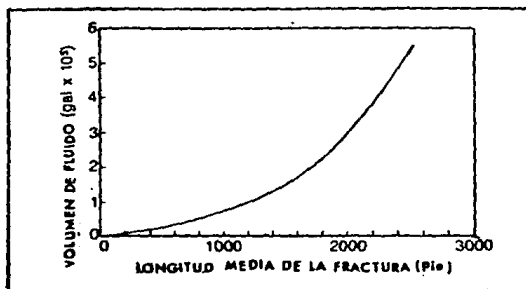


Fig. 1.22.- Requerimientos de fluido para el ejemplo de aplicación.



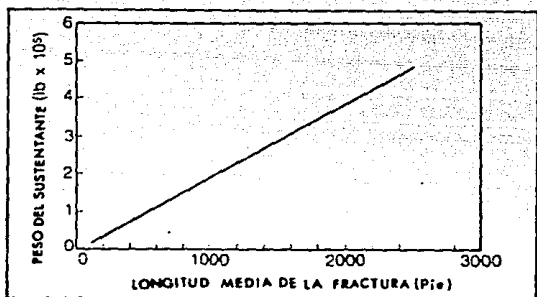


Fig. 1.23.- Requerimientos de sustentante para el ejemplo de aplicación.

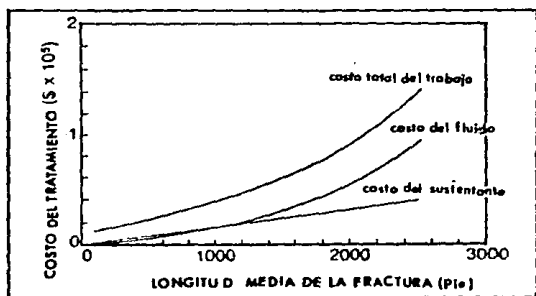


Fig. 1.24.- Costo del tratamiento para el ejemplo de aplicación.

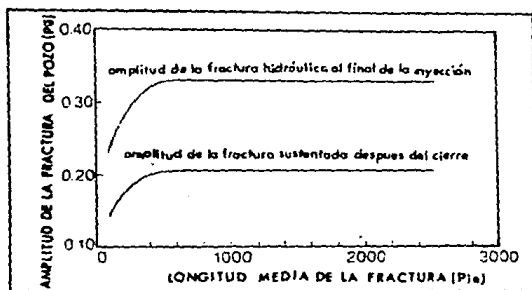


Fig. 1.25.- Comparación entre la amplitud de la fractura hidráulica al final del tratamiento y la amplitud de la fractura sustentada después del cierre.

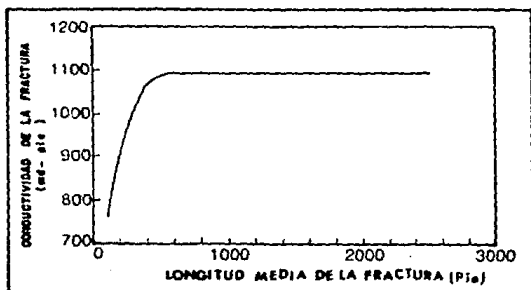


Fig. 1.26.- Conductividad de la fractura para el ejemplo de aplicación.

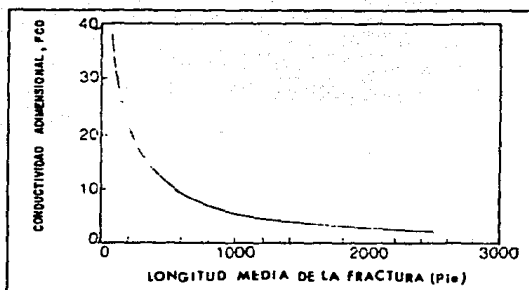


Fig. 1.27.- Conductividad de la fractura adimensional - para el ejemplo de aplicación.

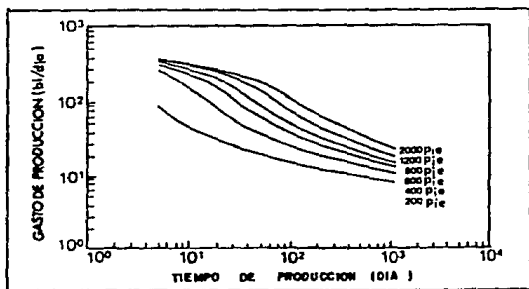


Fig. 1.28.- Declinación del gasto de producción para - varias opciones de diseño.

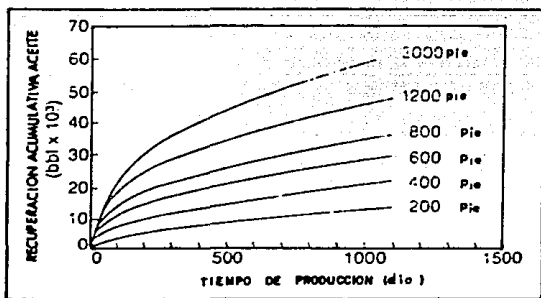


Fig. 1.29.- Recuperación acumulativa para varias opciones de diseño.

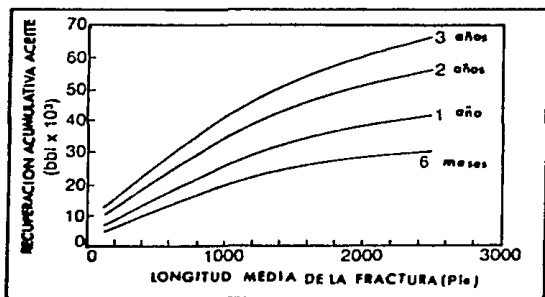


Fig. 1.30.- Efecto de la longitud de la fractura en la recuperación acumulativa.

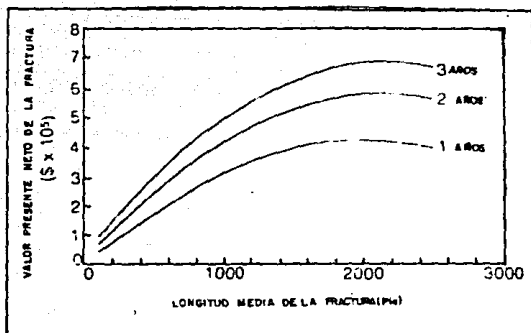


Fig. 1.31.- Valor presente neto para varias opciones de diseño

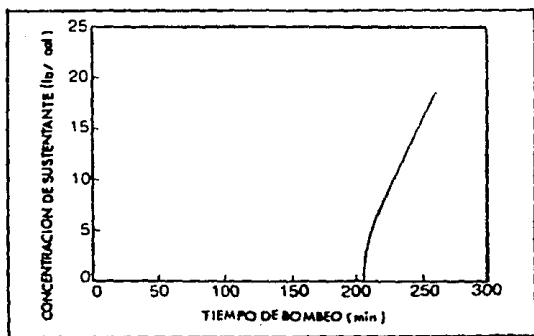


Fig. 1.32.- Programa de la adición de sustentante - para optimizar el tratamiento.

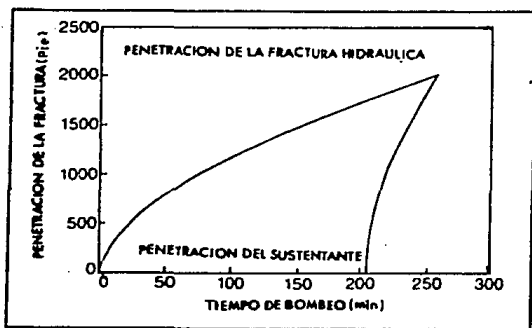


Fig. 1.33.- Comparación entre la penetración de la - fractura hidráulica y la penetración del sustentante durante el tratamiento.

#### I-4. ESTUDIO PARAMETRICO DE VARIABLES DE DISEÑO DE LA FRACTURA

##### COMPARACION DE DISEÑO DE LA FRACTURA

Un pozo de gas es dado como ejemplo para comparar el diseño de los modelos PKN y KGD. La Fig. 1.34 compara los requerimientos de fluido para los modelos contra la longitud media de la fractura, se puede observar que se requiere mayor volumen de fluido para el modelo KGD para cualquier longitud de fractura. Para fracturas cortas la diferencia de fluido no es significativa (ver Fig. 1.34).

Como se menciona el modelo KGD predice una amplitud de fractura ancha comparado con el modelo PKN, esto requiere de mayor sustentante para una concentración diseñada. La Fig. 1.35 compara los requerimientos de sustentante entre los modelos, también se puede observar que hay una diferencia significativa para grandes fracturas.

Una comparación del costo del tratamiento entre los dos modelos se ilustra en la Fig. 1.36, como se espera la diferencia del costo diverge a medida que aumenta la longitud de la fractura.

La comparación de la conductividad y la conductividad a dimensional entre los modelos PKN y KGD son ilustrados en la Fig. 1.37 y 1.38 respectivamente, la conductividad para el -

modelo KGD es mayor debido a las condiciones de la fractura.

La diferencia de la producción entre estos modelos se muestran en la Fig. 1.39. Estas comparaciones y otras son -- mostradas en las figuras 1.40, 1.41, 1.42, donde la fractura es generada por uno u otro modelo. Obviamente no es posible seleccionar un mismo modelo para una misma formación. Para -- propósitos ilustrativos se presenta la declinación de la pro-- ducción para unas longitudes medias de 600, 1200, y 1800 pie . Ambas geometrías predicen la declinación de la producción para una fractura de 600 pie. La diferencia en la producción llega ha ser significante entre los modelos a medida que la longitud se incrementa.

El modelo KGD predice una alta producción en un corto -- tiempo para una fractura de 1200 pie, mientras que para el -- modelo PKN será para una longitud de 1800 pie. En la Fig. 1. 40 se observa poca diferencia en la recuperación acumulati-- va.

La Fig. 1.41 compara la recuperación acumulativa para -- varias longitudes de fractura entre los modelos. El gasto de producción mejorado para ambos modelos disminuye a medida -- que se incrementa la longitud. El valor presente neto de la fractura (NPV) para varias longitudes de fractura entre los modelos PKN y KGD es comparada y mostrada en la Fig. 1.42, -- la curva es similar en ambos casos.



## ESTUDIO PARAMETRICO NPV DE LA FRACTURA

Mediante el valor presente neto se realiza un estudio - de los parámetros yacimiento-pozo (permeabilidad, presión de fondo fluyendo, etc.), los parámetros controlables (gasto de bombeo, viscosidad del fluido fracturante, altura de la fractura, concentración de sustentante), el efecto de estos parámetros se estudia durante el primer año.

El análisis de la sensibilidad del NPV de la fractura - para varias longitudes de fractura como permeabilidad del yacimiento como el parámetro de interés como se muestra en la Fig. 1.43, se puede observar lo siguiente, el valor NPV se - incrementa con la permeabilidad para cualquier longitud de - fractura y la curva tiende a la recta a medida que la permea**bi**lidad decrece. La Fig. 1.44 ilustra el efecto de la pre---sión de fondo en el valor presente neto contra las longitu--des, las condiciones operacionales de la cabeza tienen un --significante efecto en la ganancia económica. En este ejem--plo, el pozo tiene una ganancia de \$ 1.2 millones para 5000, pie de longitud de fractura con una presión de 200 lb/pg<sup>2</sup> en lugar de 1500 lb/pg<sup>2</sup>.

El efecto de la variación del diámetro de la tubería en el NPV para varias longitudes de fractura esta dado en la -- Fig. 1.45, amedida que se obtenga una mayor fractura se tendr<sup>á</sup> una mayor aportación de fluidos de tal forma que el tama<sup>ño</sup> de la tubería llega a ser una restricción. La variación -

del gasto de bombeo y la viscosidad del fluido fracturante - con respecto al NPV se indica en las Fig. 1.46 y 1.47 respectivamente, conforme el tamaño del tratamiento se incrementa, el gasto de bombeo tiene un mayor efecto en el NPV, es recomendable bombear a alto gasto con un fluido menos viscoso -- que a bajos gastos con fluido más viscoso especialmente cuando se trata de tratamientos de fracturamiento hidráulico masivo.

Las figuras 1.48 y 1.49 muestran el coeficiente de pérdida de fluido y altura de la fractura en la variación del NPV y la longitud media de la fractura respectivamente. La Fig. 1.50 es la concentración del sustentante y el efecto -- que este tiene en el NPV, es significativo en la producción y alcanzar una óptima concentración es lo recomendado.

La permeabilidad del paquete sustentante se reduce significativamente debido al fluido residual del tratamiento, -- representando un problema al final de este, este efecto se -- representa como un porcentaje referido del NPV para las longitudes establecidas y se puede observar en la Fig. 1.51, interesante ver el comportamiento de estas curvas, la longitud óptima de la fractura es de 600 pie, con un daño a la permeabilidad de un 10 %, comparado con una longitud de 1300 pie, con un daño significativo de 90 % retenido. Si el tratamiento es para 1300 pie, la consecuencia sería, tener una pérdida -- de un ingreso de \$ 1.5 millones por año (17 % del ingreso, basado en un 90 % de permeabilidad referida).

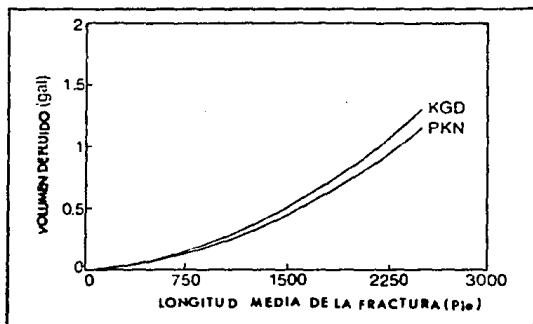


Fig. 1.34.- Comparación del volúmen de fluido entre los modelos PKN y KGD.

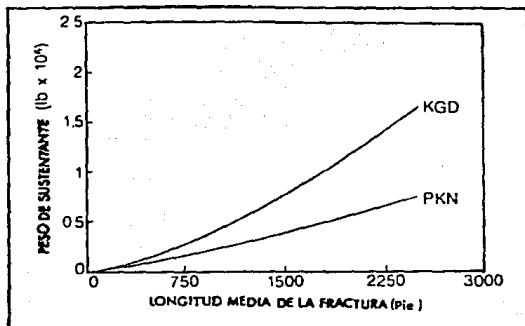


Fig. 1.35.- Comparación de peso de sustentante entre los modelos PKN y KGD.

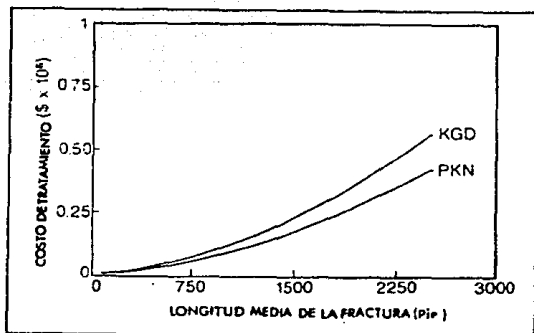


Fig. 1.36.- Comparación de costo entre los modelos - PKN y KGD.

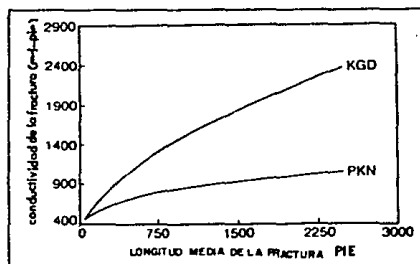


Fig. 1.37.- Comparación de la conductividad de la - fractura entre los modelos PKN y KGD.

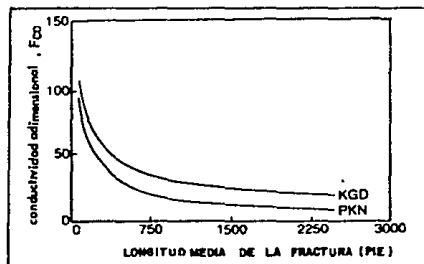


Fig. 1.38.- Comparación de la conductividad adimensional entre los modelos PKN y KGD.

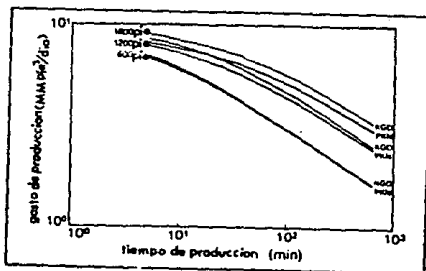


Fig. 1.39.- Comparación del gasto de producción entre los modelos PKN y KGD.

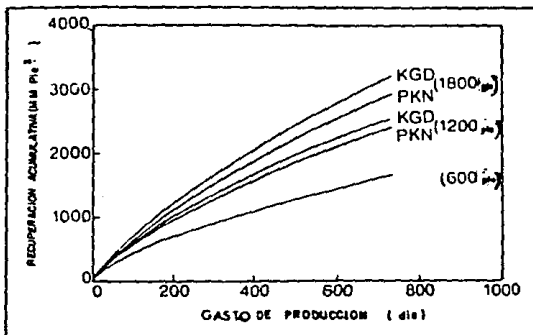


Fig. 1.40.- Comparación de la recuperación acumulativa contra el tiempo para los modelos PKN y KGD.

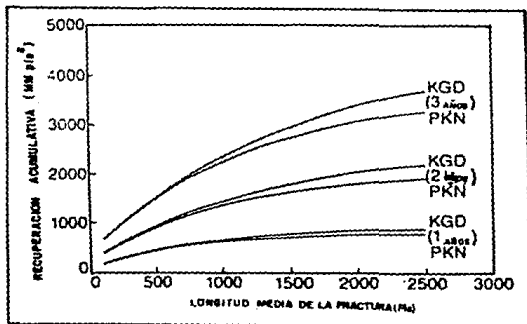


Fig. 1.41.- Comparación de la recuperación acumulativa contra la longitud de la fractura para los modelos PKN y KGD.

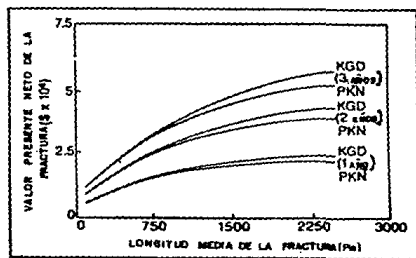


Fig. 1.42.- Comparación del valor presente neto entre los modelos PKN y KGD.

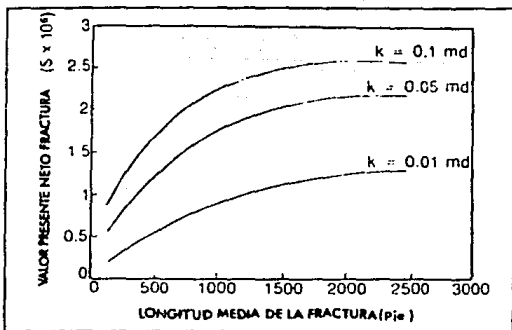


Fig. 1.43.- Efecto de la variación en la permeabilidad del yacimiento.

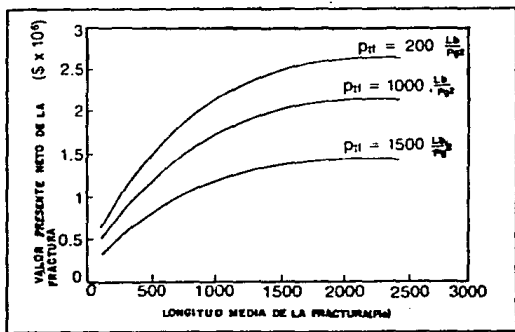


Fig. 1.44.- Efecto de la variación de la presión fluyente en la cabeza

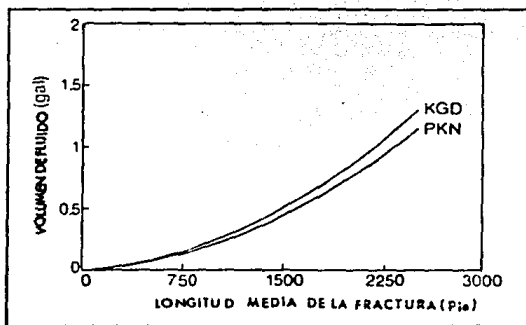


Fig. 1.34.- Comparación del volúmen de fluido entre los modelos PKN y KGD.

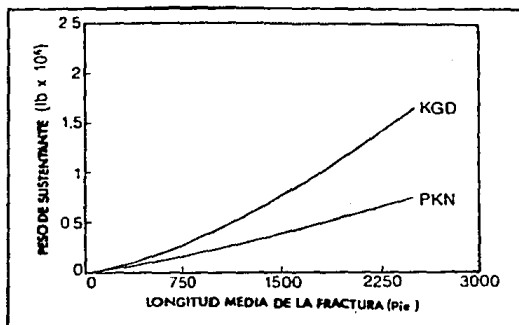


Fig. 1.35.- Comparación de peso de sustentante entre los modelos PKN y KGD.



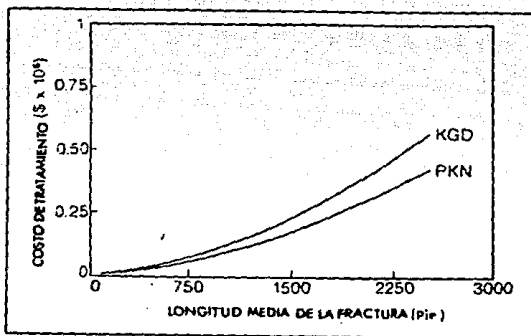


Fig. 1.36.- Comparación de costo entre los modelos - PKN y KGD.

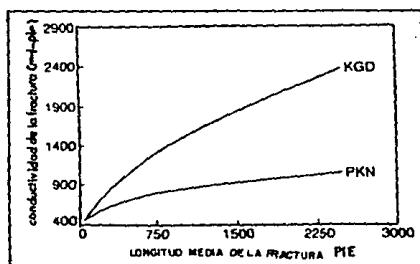


Fig. 1.37.- Comparación de la conductividad de la - fractura entre los modelos PKN y KGD.

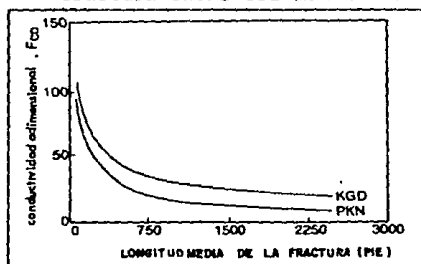


Fig. 1.38.- Comparación de la conductividad adimensional entre los modelos PKN y KGD.

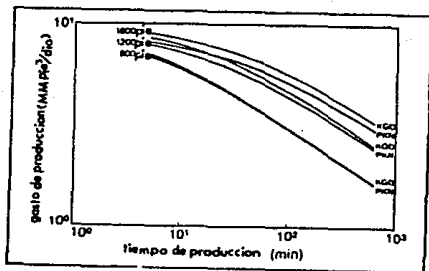


Fig. 1.39.- Comparación del gasto de producción entre los modelos PKN y KGD.

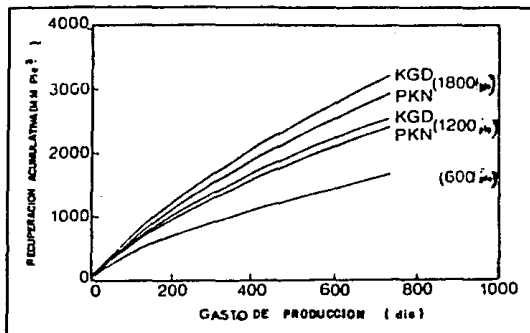


Fig. 1.40.- Comparación de la recuperación acumulativa contra el tiempo para los modelos PKN y KGD.

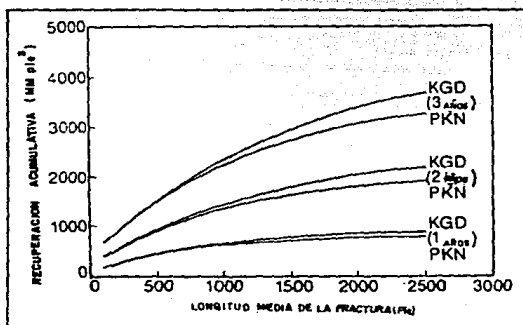


Fig. 1.41.- Comparación de la recuperación acumulativa contra la longitud de la fractura para los modelos PKN y KGD.

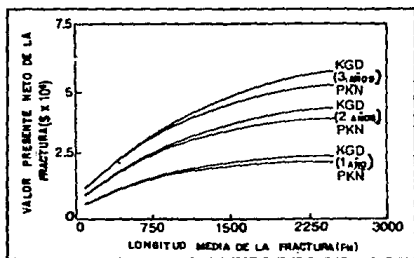


Fig. 1.42.- Comparación del valor presente neto entre los modelos PKN y KGD.

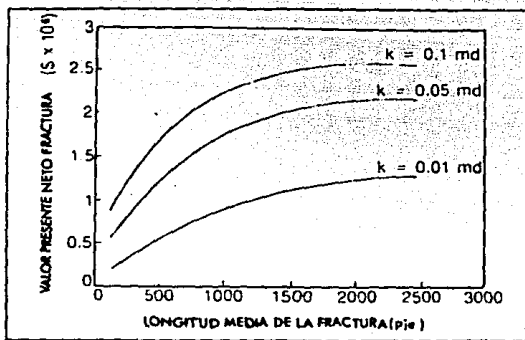


Fig. 1.43.- Efecto de la variación en la permeabilidad del yacimiento.

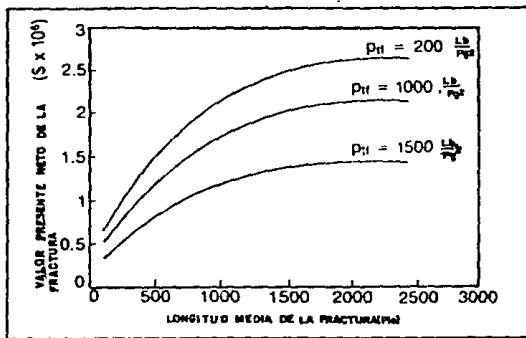


Fig. 1.44.- Efecto de la variación de la presión fluuyente en la cabeza

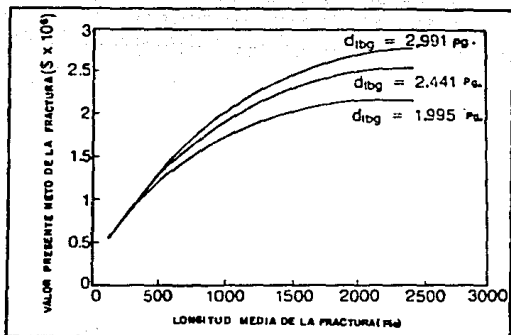


Fig. 1.45.- Efecto de variación en el tamaño de la tubería.

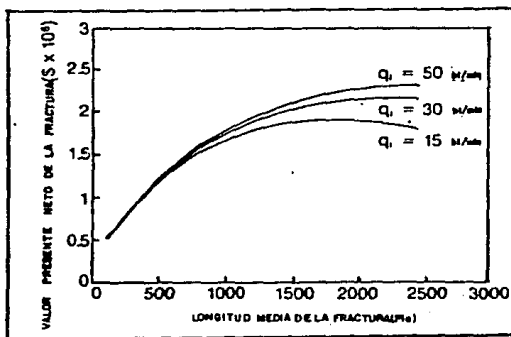


Fig. 1.46.- Efecto de la variación del gasto de bombeo.

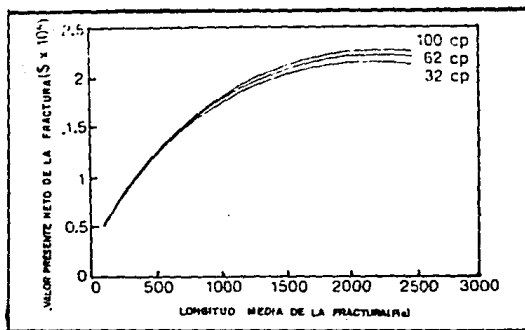


Fig. 1.47.- Efecto de la viscosidad en el fluido fracturante.

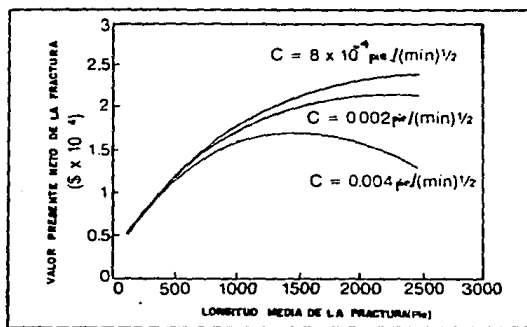


Fig. 1.48.- Efecto en la variación en el coeficiente de pérdida.

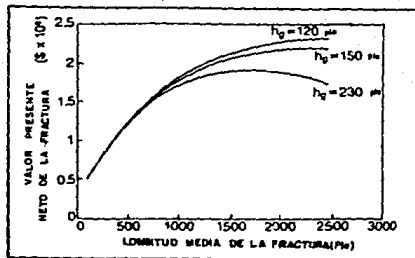


Fig. 1.49.- Efecto de las variaciones en la altura de la fractura.

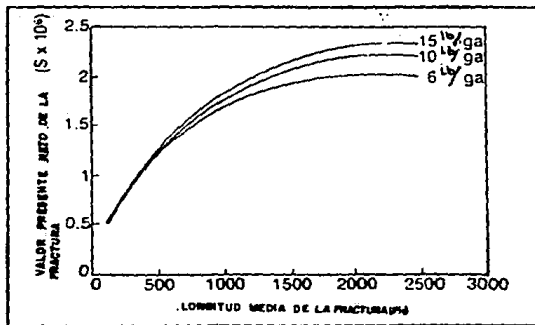


Fig. 1.50.- Efecto en la variación de la concentración del sustentante.

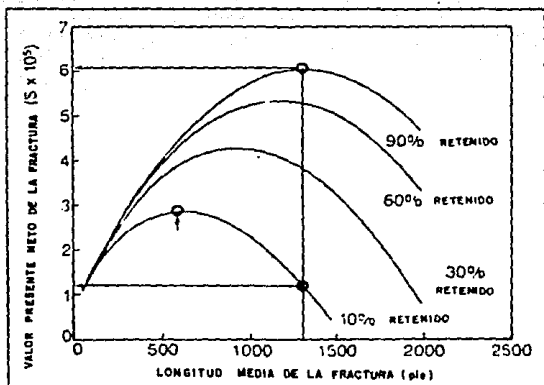


Fig. 1.51.- Efecto de la permeabilidad del sustentante en el NPV de la fractura para varias longitudes-medias de la fractura basados en un año de producción.



## C A P I T U L O I

## REFERENCIAS

1. Agarwal, R.G., Carter, R.D., and Pollock, C.B.: "Evaluation and Prediction of Performance of Low-Permeability - Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing," - JPT (March 1979) 362-372; Trans., AIME 267.
2. Elbel, J.L., and Sookprasong, P.A.: "Use of Cumulative - Production Type Curve in Fracture Design," paper SPE 14510, 1985.
3. Veatch, R.W., Jr.: "Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology - Part 1," JPT (April 1983) 677-687.
4. Cooke, C.E., Jr.: "Effect of Fracturing Fluids on Fracture Conductivity," JPT (Oct. 1975) 1273-1282.
5. Veatch, R.W., Jr.: "Economics of Fracturing: Some Methods, Examples and Case Studies," paper 15509, 1986.
6. Khristianovic, S.A., and Zheltov, Y.P.: "Formation of -- Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid," Proc., Fourth World Petroleum Congress, Section II (19--
7. Geertsma, J., and de Klerk, F.: "A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures," JPT (Dec. 1969) 1571-1581.
8. Cleary, M.P.: "Comprehensive Design Formulae for Hydraulic Fracturing," paper SPE 9259, 1980.
9. Meyer, B.R.: "Design Formulae for 2-D and 3-D Vertical - Hydraulic Fractures: Model Comparison and Parametric Studies," paper SPE 15240, 1986.
10. Meng, H-Z., and Brown, K.E.: "Coupling of Production Forecasting, Fracture Geometry Requirements and Treatment

Scheduling in the Optimum Hydraulic Fracture Design," - paper SPE 16435, 1987.

11. Brown, K.E., and Lea, J.P.: "NODAL Systems Analysis of Oil and Gas Wells," JPT (Oct. 1985) 1751-1763.
12. Meng, H-Z., Proano, E.A., Buhidma, I.M., and Mach, J.M.: "Production Systems Analysis of Vertically Fractured Wells," paper SPE/DOE 10842, 1982.
13. Mach, J.M., Proano E.A., and Brown, K.E.: "Application of Production Systems Analysis to Determine Completion Sensitivity on Gas Well Production," paper 81-pet-13 -- presented at the Energy Resources Technology Conference and Exhibition, Houston, Texas, Jan. 18-22, 1981.
14. Nolte, K.G., and Smith, M.B.: "Interpretation of Fracturing Pressures," JPT (Sept. 1981) 1767-1775.
15. Cinco-Ley, H., Samaniego, F., and Dominguez, N.: "Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture," SPEJ (Aug. 1978) 253-264.
16. Cinco-Ley, H., and Samaniego, F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells," JPT (Sept. 1981) 1749-1766.
17. Bennett, C.O., Reynolds, A.C., Jr., Raghavan, R., and Elbel, J.E.: "Performance of Finite-Conductivity, Vertically Fractured Wells in Single-Layer Reservoirs," SPE Form. Eval. (Aug. 1986) 399-412.
18. Gringarten, A.C., and Ramey, H.J., Jr.: "Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Well with a Single - Infinite-Conductivity Vertical Fracture," SPEJ (Aug. 1974) 347-360; Trans., AIME, 257.
19. Russell, D.G., and Truitt, N.E.: "Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs," JPT (October 1964) 1159-1170; Trans., AIME, 231.
20. Rodriguez, F., Horne, R.N., and Cinco-Ley, H.: "Partial

- ly Penetrating Vertical Fractures; Pressure Transient - Behavior of a Finite Conductivity Fracture," paper SPE 13057, 1984.
21. Raghavan, R., Meng, H-Z., and Reynolds, A.C., Jr.: "Analysis of Pressure Buildup Data Following a Short Flow - Period," JPT (April 1982) 904-916.
  22. Fetkovich, M.J.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves," JPT (June 1980) 1065-1077; Trans., AIME, 269.
  23. Holditch, S.A., and Laufer, W.L.: "The Analysis of Fractured Gas Wells Using Reservoir Simulation," paper SPE 7473, 1978.
  24. Carter, R.D.: "Type Curves for Finite Radial and Linear Gas-Flow Systems: Constant Terminal Pressure Case," paper SPE 12917, 1984.
  25. Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells," JPT (Jan. 1968) 83-92.
  26. Standing, M.B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive," JPT (Nov. 1970) 1399-1400.
  27. Bennett, C.O., Reynolds, A.C., Jr., and Raghavan, R.: "Effect of Unequal Wing Lengths on Pressure Transient - Behavior of Finite Flow Capacity Fractures," unpublished report submitted to the Dowell Division of the Dow Chemical Company, Tulsa, Oklahoma, May 1, 1980.
  28. Al-Hussainy, R., Ramey, H.J., Jr., and Crawford, P.B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media," JPT (May 1966) 624-636; Trans., AIME 231.
  29. MacGuire, W.J., and Sikora, V.J.: "The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity," Trans., AIME (1960), 299, 401-403.
  30. Cullender, M.H., and Smith, R.V.: "Practical Solution - of Gas-Flow Equations for Wells and Pipelines with Lar-

- ge Temperature Gradient," Trans., AIME (1956) 207, 281-287.
31. Hagedorn, A.R., and Brown, K.E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits," JPT (April 1965) 475-484; Trans., AIME, 234.
  32. Duns, H., Jr., and Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," Proc., Sixth World Pet. Cong. (1963) 451.
  33. Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes," JPT (June 1967) 829-838; Trans., AIME, 240.
  34. Aziz, K., Govier, G.W., and Fogararasi, M.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas," J. Cdn. Pet. Techn. (July-Sept. 1972) 38-48.
  35. Beggs, H.D., and Brill, J.P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," JPT (May 1973) 607-614; Trans. AIME, 255.
  36. Eaton, B.A., et al.: "The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines," JPT (June 1967) 815-828; Trans., AIME, 240.
  37. Perkins, T.K., and Kern, L.R.: "Widths of Hydraulic Fracture," JPT (Sept. 1961) 937-949.
  38. Nordgren, R.P.: "Propagation of Vertical Hydraulic Fracture," SPEJ (Aug. 1972) 306-314.
  39. Carter, R.D.: "Derivation of the General Equation for Estimating the Extent of the Fracture Area," Appendix to: "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension," by G.C. Howard and C.R. Fast, Drill. and Prod. Prac., API (1957) 261-270.
  40. Harrington, L.J., Whititt, N.E., and Hannah, R.R.: "Pre

diction of the Location and Movement of Fluid Interfaces in a Fracture," Southwestern Petroleum Course Association, Lubbock, Texas, 1973.

41. Nolte, K.G.: "Determination of Fracture Parameters From Fracturing Pressure Decline," paper SPE 8341, 1979.
42. Nolte, K.G.: "Determination of Proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline," SPEPE (July 1986) 255-265.
43. Nolte, K.G.: "Fracture Design Considerations Based on - Pressure Analysis," paper SPE 10911, 1982.

## C A P I T U L O   I I

## CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE LA FRACTURA

## II-1. INTRODUCCION

En un principio el fracturamiento hidráulico se realizó en pequeñas proporciones, de 1000 lb a 3000 lb de arena como sustentante y de 1000 a 3000 galones de fluido fracturante, con gastos de inyección bajos 3 bl/min., limitados por la -- disponibilidad de potencia en la superficie, en comparación con los tratamientos actuales.

La mayor parte de los éxitos obtenidos se atribuyen al daño superado que es causado por la perforación y la termina-- ción.

Paulatinamente se ha aumentado el tamaño de los trata-- mientos, 1,000,000 lb de sustentante, lo cual no es muy co-- mún en ciertas areas.

## II-2. LIMITACIONES DE TAMAÑO

Una pregunta es ¿Cuál es el tamaño del sustentante ade-- cuado para un tratamiento ?. Una condición se presenta, que a grandes longitudes de fractura y a grandes volúmenes de -- sustentante, se tiene un gran incremento en la producción. -- Sin embargo existen ciertas limitaciones.

### II-2.1. EFECTO DE LA SARTA DE PRODUCCION

Una limitación para la obtención de grandes fracturas, es impuesta por la caída de presión debido a la velocidad -- del fluido en la sarta de producción. Como se analiza por análisis NODAL, en el capítulo I.

### II-2.2. EFECTO DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

La conductividad de la fractura es una limitación para el éxito del tratamiento y está dada por la permeabilidad -- del sustentante. Esta se observa en una curva tipo de pre--- sión constante y de conductividad finita como se muestra en la Fig. 2.1. La curva tipo da la respuesta de producción del pozo como un gasto adimensional recíproco ( $1/q_D$ ) para un ran- go de conductividad adimensional de la fractura ( $F_{CD}$ ).

En la figura anterior se muestra un diseño con un  $F_{CD}$  - calculado de 1.0 y para un tiempo dado  $t_D$  igual .01 se gráfi- ca en el punto A. Esto corresponde a una producción represen- tada por  $1/q_D$  igual 0.8. Duplicando la longitud de la fractu- ra con la misma conductividad se reduce el  $F_{CD}$  en un medio y decese el  $t_D$  en un cuarto (como se muestra en el punto B).-- El  $1/q_D$  para el punto B no tiene cambio, indicando que la -- producción de éste no es diferente al punto A. Por lo tanto si la penetración es duplicada y el volumen de sustentante - es incrementado por un factor de cuatro sobre el que está en el diseño A, la conductividad se duplica y el  $F_{CD}$  permanece-



ría igual a 1. Esto se demuestra en el punto C con un correspondiente  $1/q_D$  de 0.55, el cual indica un 45 % de incremento del gasto de producción. Para un incremento mayor de este --gasto sobre el diseño en A se obtiene incrementando el volu--men de sustentante o afectando la conductividad por un fac--tor de cuatro para la misma longitud como se ve en el punto D.

Incrementando la conduc+ividad en el diseño A por un --factor de 50 resulta un  $F_{CD}$  de 50, como se observa en el pun--to A', este diseño corresponde a un  $1/q_D$  de 0.25. Ahora du--plicando la longitud con la misma conductividad resulta un -- $1/q_D$  de aproximadamente 0.15, o un 66 % de incremento del --gasto de producción a un tiempo en particular (como se obser--va en el punto B'). Un diseño con el doble de longitud, pero con el mismo volumen de sustentante que para A', produce un  $F_{CD}$  de 12.5; esto aún resulta en un alto gasto de producción con respecto a A'.

### II-2.3. COSIDERACIONES DEL ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS

Otra consideración es el espaciamiento entre pozos. La mayor parte de los campos son desarrollados basados en un modelo cuadrado de drene, con fracturas que se extienden más --allá de los límites establecidos y que no son deseados. En algunos casos se limita la penetración de la fractura a un --80 % de la distancia del límite considerado. En algunas oca--siones, en formaciones de baja permeabilidad una fractura lí

mitada no incrementaría la producción económicamente. En tal caso se desea un cambio de la forma del espaciamiento en rectangular para obtener las longitudes de fractura requeridas, conservando la misma área, pero cambiando la forma como se observa en la Fig. 2.2, no solo se incrementa el gasto de producción a causa de la longitud de la fractura, sino que también se obtiene un incremento en el porcentaje de recuperación, por la poca distancia del límite paralelo a la fractura. Elbel<sup>1</sup> (1986), introduce un método para determinar la longitud de la fractura y la forma rectangular requerida para obtener una mayor recuperación de fluidos del yacimiento.

La Fig. 2.3 es una gráfica de  $Q_D/t_D$  contra  $X_e/Y_e$  para diferentes porcentos de recuperación a un tiempo dado.  $Q_D$  es la producción acumulativa adimensional,  $X_e$  es la distancia del pozo al límite (paralelo a la fractura), y  $Y_e$  es la distancia de la fractura a el límite perpendicular a la fractura. La producción acumulada ( $G_p$ ) es directamente proporcional a  $Q_D/t_D$  y al tiempo como se ve en la siguiente ecuación.

$$\frac{Q_D}{t_D} = \frac{141.2 B \mu G_p}{kh (P_i - P_{wf}) t} \quad (2-1)$$

Ejemplos como éste muestran la utilidad del uso de las curvas tipo como apoyo para calcular la evaluación de los tratamientos para diferentes  $F_{cD}$ . Diseños con  $F_{cD}$  igual a 3 o menos no pueden ser mejorados, con el incremento de la longitud con la misma conductividad, entonces para un incremento significativo en la producción, es necesario el incremento

del  $F_{cD}$ .

Si el  $F_{cD}$  es de 30 o mayor, incrementando la longitud se obtiene un beneficio mayor que incrementando la conductividad.

En la Fig. 2.3b, el término  $Q_D/t_D$  es reemplazado por (G) para establecer ciertas propiedades del yacimiento y a 30 años de producción son graficadas las líneas de recuperación para este yacimiento en particular, para este caso si se tiene un espacio cuadrado Fig. 2.3b con un volumen de  $4.5 \times 10^9$  -- pie<sup>3</sup> de gas, y es fracturado con una penetración de 90 % al radio de drene, aproximadamente el 40 % de las reservas son recuperadas en 30 años. Si el área de drene permanece igual pero la forma es cambiada a un rectángulo de 2:1, se puede ver en la figura que el 70 % de las reservas pueden ser recuperadas. Si queremos incrementar la producción en un 70 % de un pozo cuya reserva es  $7 \times 10^9$  pie<sup>3</sup> de gas se necesita una área rectangular de 3:1.

Para un campo hipotético Fig. 2.3, la producción acumulativa para un modelo rectangular de 2:1 es 1.75 veces más grande (con 40 % al 70 % de recuperación) que el modelo cuadrado con el mismo número de pozos. La suma de la longitud de la fractura para el modelo 2:1 sería dos veces más que el modelo cuadrado, el volumen del sustentante requerido es cuatro veces más (para obtener la misma  $F_{cD}$  de 30), y el volumen de fluido es de tres a cuatro veces más que los pozos --

fracturados en el modelo cuadrado.

Esta técnica, aun no es exacta puesto que está basada - en un simple modelo analítico, y puede servir como base para un simulador numérico más detallado para el desarrollo de ya cimientos.

Es de gran importancia el conocimiento del azimut de la fractura para la aplicación de esta técnica. Smith<sup>2</sup> (1979) y Lacy<sup>3</sup> (1987) mostraron el efecto la interferencia de un pozo causada por el fracturamiento hidráulico masivo cuando el azimut de la fractura no es conocido, también discuten resultados de varios procedimientos para poder determinar este azimut.

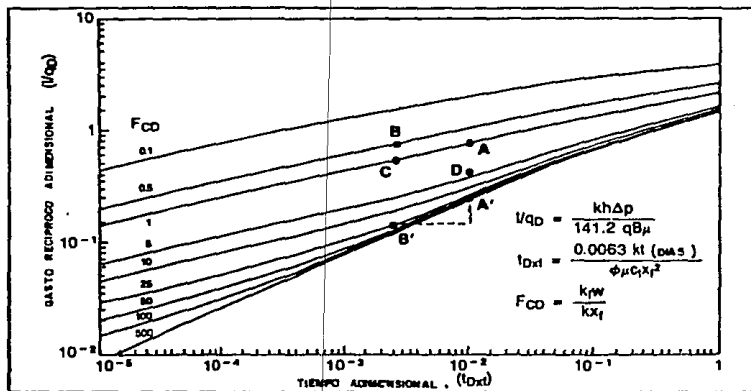


Fig. 2.1.- Curva tipo de presión constante y conductividad finita con varios diseños de fractura representados por puntos.

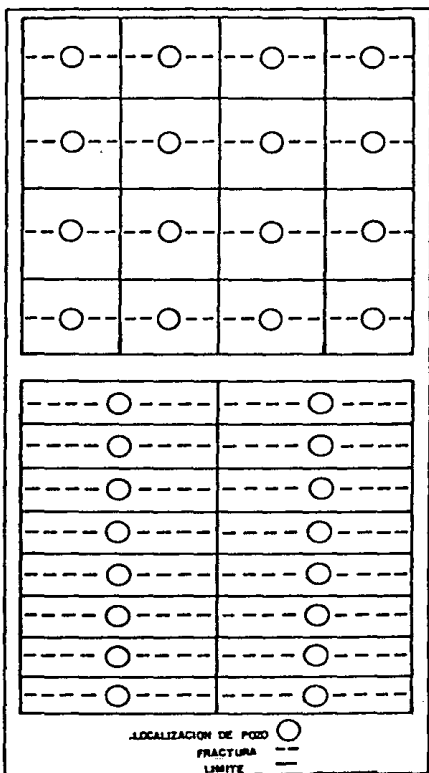


Fig. 2.2.- Espaciamiento y forma de drene para pozos de igual área de drene.

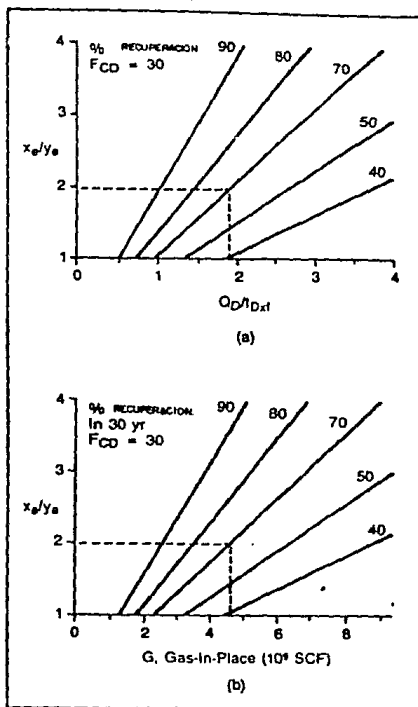


Fig. 2.3.- Porcentaje de recuperación para varias relaciones de  $X_e/Y_e$  con área constante; a) en términos de producción acumulativa adimensional y b) en términos de volumen original de gas.

#### II-2.4. LIMITACION DE LA PRESION NETA CRITICA

La alta presión con que se bombea es un riesgo para la extensión de la fractura, ya que esta puede llegar fuera de la zona productora, cuando la penetración es corta la probabilidad de que esta llegue fuera de la zona económica es mínima. En algunos casos el contraste de litología de las zonas adyacentes ayudan a evitar el desarrollo de la fractura.

En un estudio de fracturamiento hidráulico masivo en -- formaciones de baja permeabilidad, Nolte y Smith<sup>4</sup> (1981) observaron que la excesiva presión crítica, arriba de la cual el fracturamiento cae fuera de la zona productora y que esta presión será considerada en el diseño de la fractura.

Métodos para el control de la altura de la fractura han sido desarrollados por Braunlich<sup>5</sup> (1967), Cleary<sup>6</sup> (1980), Nguyen y Larson<sup>7</sup> (1983). La presión requerida para extender la - fractura puede ser disminuida por reducción del gasto de inyección y viscosidad del fluido, con ello se puede obtener - la presión total o por etapas, Elbel y otros<sup>20</sup> (1984).

#### II-2.5. EFECTO DE LA VISCOSIDAD

Como se ha venido mencionando la importancia de la viscosidad para el transporte del sustentante a grandes distancias, y a la vez está podría ser un factor limitante para el

diseño de la fractura. Por el problema de la degradación del fluido con el tiempo y la temperatura, frecuentemente los -- tratamientos empiezan con una viscosidad más alta de la re-- querida en etapas posteriores. De estudios de laboratorio -- los problemas se reducen con respecto a la degradación de este, excepto cuando se excede los  $350^{\circ}\text{F}$  ( $177^{\circ}\text{C}$ ).

Con esto también los diseños resultan con un fluido de viscosidad más alta de la necesaria; Nolte<sup>8</sup> (1982) señala, -- que sin una completa consideración de los efectos del fluido sobre el comportamiento del sustentante, la viscosidad de este puede ser diseñada 50 veces arriba de la requerida.

White y Daniels<sup>9</sup> (1981) y Nolte<sup>8</sup> (1982) muestran el beneficio de adelgazar los polímeros durante el tratamiento. La concentración de polímeros está basada en la máxima exposi-- ción de tiempo y de temperatura para diferentes fluidos fracturantes durante la inyección. La Fig. 2.4 es un ejemplo de esto, a la máxima temperatura de la fractura, resultando en un fluido adelgazado para un cierto tratamiento. No solo hay un ahorro en el costo del polímero, también hay menor daño -- de este en la permeabilidad del empaque sustentante y una menor pérdida excesiva de presión neta.

Algunos tratamientos son diseñados usando agua con pe-- queñas cantidades de polímeros como reductor de fricción. En estos casos, un banco de sustentante es constituido al final de la fractura, hasta que se enlace la altura de equilibrio, después de que la velocidad es suficiente para transportar --



el sustentante sobre el banco, este proceso es descrito por Schols y Visser<sup>10</sup> (1974) y son realizados usando bajas concentraciones de arena y por lo tanto son requeridos grandes volúmenes de agua; resultando una amplia fractura sustentada - con penetración limitada y altura vertical limitada cubriendo solo una porción de esta penetración.

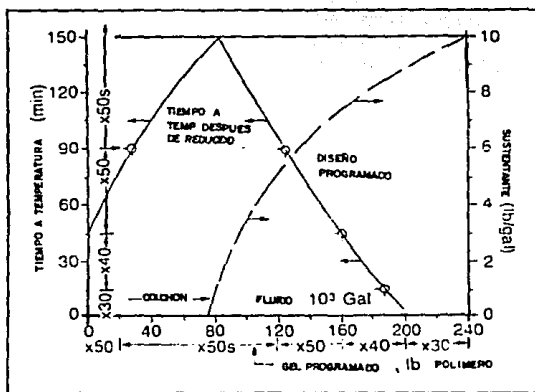


Fig. 2.4.- Selección del fluido en función del tiempo de exposición y sustentante ( Nolte<sup>9</sup>, 1982 ).

## II-2.6. LIMITACION DE LA EFICIENCIA DEL FLUIDO

La longitud de la fractura también es limitada porque la eficiencia del fluido decrece con el tiempo de inyección. Conforme la longitud de la fractura se incrementa, la pérdida total de fluido a lo largo del área de la cara de la fractura se acerca al gasto de inyección. El costo de esta longitud creada se incrementa exponencialmente Fig. 1.24, y se -- considera un factor limitante económicamente, esto es más se -- vero cuando la velocidad de la pérdida de fluido se comporta linealmente con el tiempo, porque el efecto de erosión es -- compensada por una capa depositada por filtración.

## II-3. CONSIDERACIONES CON VOLUMEN PREDETERMINADO

El tamaño de un fracturamiento a menudo es basado en un presupuesto, una longitud, un volumen de fluido o de sustentante predeterminado, esto se toma en cuenta para la optimización económica, así como otro tipo de consideraciones.

### II-3.1. VOLUMEN CONSTANTE DE SUSTENTANTE, OPTIMO $F_{CD}$

Prats<sup>n</sup> (1961), muestra que para un volumen de fractura - dado (volumen de sustentante), existe una relación de amplitud-longitud de fractura para la obtención de una máxima producción. Esta relación puede ser expresada como un  $F_{CD}$  igual a 1.26, y será es válida cuando el pozo se encuentra en estado pseudo-estable para el mejoramiento de la productividad,

con estas consideraciones Morse y Von Gonten<sup>12</sup> (1971) mostraron que la producción en formaciones de baja permeabilidad afectan económicamente los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Un estudio realizado por Elbel<sup>13</sup> (1985) da a conocer un simulador de yacimientos con permeabilidades mayores de lmd, donde el  $F_{CD}$  de 1.26 es el óptimo para una máxima producción Fig. 2.5, la cual muestra la producción acumulativa contra el tiempo para iguales cantidades de distribución de sustentante sobre diferentes longitudes. En simulaciones con menos de lmd de permeabilidad y un  $F_{CD}$  de 3 son el óptimo para realizar fracturas con un volumen de sustentante constante Fig. 2.6. Por lo tanto estas evaluaciones no toman en cuenta el costo del fluido adimensional requeridos para la obtención de grandes fracturas y solo están basadas en la producción.

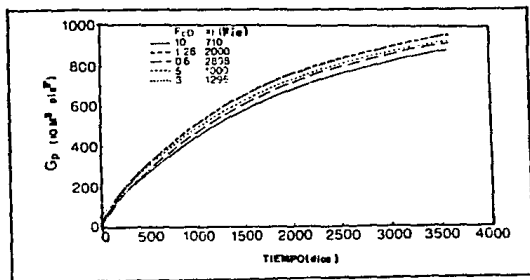


Fig. 2.5.- Producción acumulativa; volúmen de sustentante constante ( Permeabilidad de la formación 1.0 md). ( Elbel<sup>13</sup>, 1985 ).

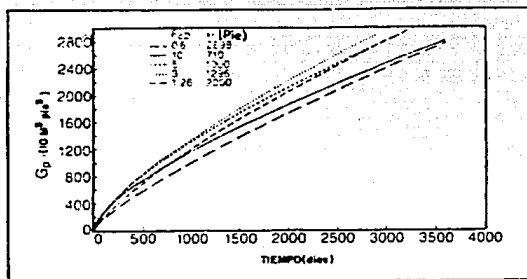


Fig. 2.6.- Producción acumulativa; volúmen de sustentante - constante. ( Permeabilidad de la formación 0.01 md). ( Elbel, 1985 ).

### II-3.2. LONGITUD CONSTANTE, OPTIMO $F_{CD}$

Para una longitud constante de fractura, y  $F_{CD}$  entre 10 y 30 son aceptados generalmente como un rango óptimo. Es así como un  $F_{CD}$  de 30 requiere tres veces más el volumen de sustentante, como el caso de un  $F_{CD}$  de 10, además esto se estudia con la ayuda de una curva tipo de presión constante, si en esta curva se calcula el tiempo adimensional para 36 días y se observan las diferencias entre las correspondientes  $l/q$ , se puede ver el efecto de varios  $F_{CD}$ . Si la  $t_D$  calculada a 36 días para la longitud de fractura es de 0.1, se tiene un beneficio con un  $F_{CD}$  mayor de 10, pero lo deseable es tener un  $t_D$  de  $10^{-4}$  y  $F_{CD}$  de 100 Fig. 2.7.

Con una penetración de fractura de 400 pie, en un pozo productor de aceite con una permeabilidad de formación de --

0.1 md, una porosidad de 0.1, un fluido de viscosidad igual a lcp, y una compresibilidad de  $16 \times 10^{-6}$  (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, tiene en 36 días un  $t_D$  igual 0.1. Con una penetración de 2500 pie en un pozo productor de gas de baja presión con una permeabilidad de formación de 0.003 md, una porosidad de 0.1, y contiene gas con una viscosidad de 0.014 cp y una compresibilidad de  $7.2 \times 10^{-4}$  (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup> en 36 días un  $t_D$  igual a  $1.26 \times 10^4$ .

Se hace notar que para un  $F_{CD}$  de 10, la conductividad para una corta penetración en un pozo de aceite es 400 md---pie y para un pozo de gas de baja permeabilidad es 750 md---pie.

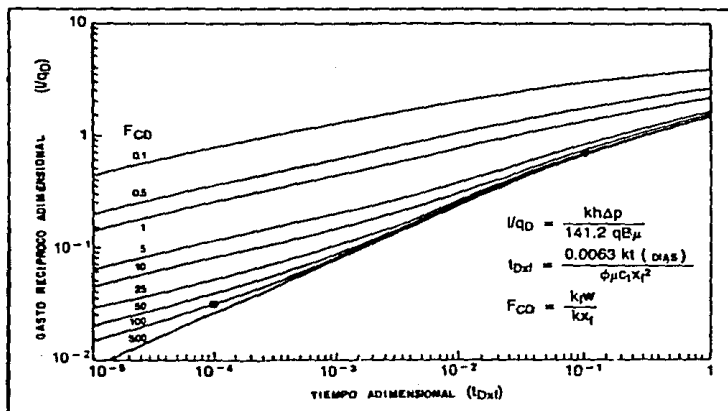


fig. 2.7.- Ejemplo de aplicación por la determinación del óptimo  $F_{CD}$ .

### II-3.3. LONGITUD CONSTANTE, VARIACION DE LA CONDUCTIVIDAD

Para incrementar la productividad una parte importante de un tratamiento consiste en crear una alta permeabilidad - con un sustentante seleccionado, semejante a la bauxita o - de resistencia intermedia. Inicialmente los fracturamientos se realizaban con arena donde existen altos esfuerzos de cierre, por lo que el costo de este tratamiento se elevaba gradualmente y no era costeable por lo que se dejó de emplear - para esas condiciones. Bennett y otros<sup>21</sup> (1981) investigaron - el efecto de la variación de la conductividad y de la alta - conductividad, al final del tratamiento, mostraron que con- - ductividad cercana al pozo determina el gasto de producción inicial, a un tiempo después, el gasto de producción es de- - terminado por el promedio aritmético de la variación de las conductividades de la fractura. Por lo tanto, al final con - un sustentante que de mayor conductividad, proporcionará una mayor ventaja en el promedio de las conductividades.

Si al final se desea una alta conductividad, para incre- - mentar el promedio adimensional ( $F_{CD}$ ), entonces la longitud final ( $x_1$ ) para una conductividad dada ( $k_f w$ ), es calculada - por la siguiente ecuación.

$$x_1 = \frac{x_f \left[ \overline{F_{CD}} k x_f - (k_f w) \right]}{(k_f w)_1 - (k_f w)_2} \quad (2-2)$$

Si hay tres segmentos de longitud con distintivos dife-

rentes en  $(k_{fw})_1$ , la longitud del segmento final para una  $(k_{fw})_1$  dada es calculado si la longitud de el segmento inicial es conocida.

$$x_1 = \frac{\overline{P}_{CD} kx_f^2 - (k_{fw})_2 (x_f - x_3) - (k_{fw})_3 x_3}{(k_{fw})_1 - (k_{fw})_2} \quad (2-3)$$

Las longitudes de los segmentos de la fractura son designados como  $x_i$ ;  $x_1$  es el segmento más cercano al pozo.

Las curvas tipo estan basadas en una amplitud de sustentante constante y algunos ingenieros innecesariamente se esfuerzan para obtener una amplitud sustentada constante para otros diseños. Elbel<sup>13</sup> (1985) da a conocer que para un volumen de sustentante dado, el decremento de la conductividad paulatina lejos del pozo puede ser benéfico en algunos casos. La Fig. 2.8 es una gráfica de la producción acumulativa para tratamientos de longitud constante y con 600,000 lb de sustentante que es distribuido en un cuarto de segmento de la distancia de la penetración.

La amplitud constante, la cual tiene 150,000 lb en cada cuarto de segmento, no muestra una buena respuesta con la distribución de gran cantidad de sustentante cerca del pozo.

En el caso que se tenga 300,000 lb de sustentante en un cuarto de segmento cerca del pozo, se tiene una producción óptima.

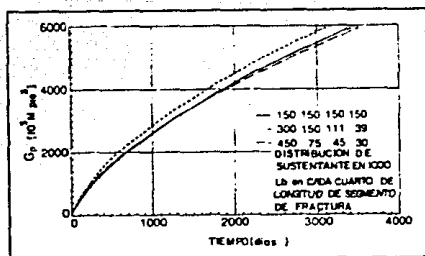


Fig. 2.8.- Efecto de la variación de la conductividad en -  
volumen de sustentante y longitud de la fractura  
constante.

Con referencia al tiempo real para un  $t_D$ , ayuda a determinar cuando una variación en la conductividad es un beneficio significativo sobre una conductividad uniforme. Se observa que en la figura 2.7 para el caso de un  $F_{CD}$  cerca de 10, si a 36 días,  $t_D$  es más grande que 0.1, variando la conductividad con un sustentante de alta resistencia tiene un mínimo efecto.

En la Fig. 2.9 (Bennett y otros<sup>21</sup>, 1981) analizan el efecto de la variación de la conductividad en términos adimensionales. Tres casos son mostrados, los cuales tienen un  $F_{CD}$  -- promedio igual a 5, con el sustentante distribuido en forma similar como el caso dado en la Fig. 2.8. Se observa que es difícil obtener una curva tipo con una amplitud constante de fractura, cuando la fractura tiene una variación en la conductividad. Si en 72 hrs., se construye el comportamiento de la presión, en un pozo con una variación de la conductividad



y el  $t_D$  a 72 hrs., es  $4 \times 10^4$ , la pendiente construida es similar a un  $F_{CD}$  de 50 y a 72 hrs.,  $t_D$  es  $2 \times 10^{-3}$ . La longitud calculada es del 45 % de la longitud actual.

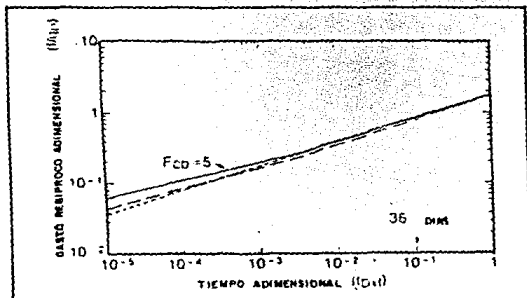


Fig. 2.9.- Respuesta cuando la conductividad de la fractura es variable.

#### II-4. BENEFICIO DE LA ALTA CONCENTRACION DE SUSTENTANTE

La relación entre el volumen de sustentante,  $V_{SD}$ , un sustentante específico y los parámetros del yacimiento son establecidos por la siguiente ecuación.

$$V_{SD} = \frac{124.6 F_{CD} x_f k_h (1 - \phi_{SD}')}{k_{SD}} \quad , \quad (2-4)$$

Donde  $\gamma'$ ,  $k_{SD}$  y  $\phi_{SD}'$  son la gravedad específica, la permeabilidad y la porosidad del sustentante respectivamente. Tam-

bién presenta un método para determinar una combinación de la penetración y el volumen de sustentante requerido para una producción deseada, como lo demuestra la Fig. 2.10, que dan las producciones en un año para unas condiciones establecidas del yacimiento. Se observa que 3000 lb de arena con una penetración de 1000 pie resultaría en  $1.2 \times 10^9$  pie<sup>3</sup> de producción en un año. Incrementando la penetración a 1500 pie se incrementaría la producción a  $1.4 \times 10^9$  pie<sup>3</sup>.

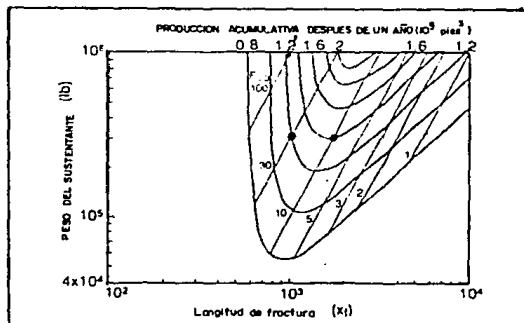


Fig. 2.10.- Curvas de producción iso-acumulativa - después de un año, para vario volúmenes de sustentante y longitudes.

La experiencia de campo frecuentemente muestra que con el incremento de volumen de sustentante y de fluido fracturante, se obtiene como resultado una mejor producción, y esto se atribuye a varios factores; uno es que el  $F_{CD}$  estimado es más bajo que el esperado como lo observaron (Montgomery y Steanson,<sup>15</sup> 1985; Munch y Penny,<sup>16</sup> 1987) la actual conductividad

in-situ puede ser el 20% más baja del esperado en laboratorio, en el caso mencionado y con un tratamiento con resultados pobres, se trataría con 5 veces el volumen de sustentante, lograndose los resultados deseados, por lo que la conductividad de la fractura se incrementa, debido al incremento de la amplitud.

Los pobres resultados obtenidos también se atribuyen a que el sustentante no cubre la altura total de la zona productora, esto se debe al tiempo en que la fractura cierra.

Entonces el fluido fracturante debe cumplir; (1) Suficiente viscosidad para transportar el sustentante, y (2) La facilidad de la pérdida de la viscosidad después del desplazamiento para asegurar la limpieza en el empaque sustentante. Los rompedores son adicionados para una mejor limpieza, al final de la inyección.

Con un fluido eficiente, el tiempo de cierre de la fractura con sustentante es un poco más largo, permitiendo al sustentante depositarse hasta el final de la fractura.

Schlottman y otros<sup>17</sup>, (1981), atribuyen una pobre conductividad aparente en el Valle del Algodón, cuando fracturan con concentraciones de un cuarto de lb de arena por galón de fluido usado en el tratamiento. En estas concentraciones solo el 25% de la altura es alcanzada.

La Fig. 2.11 muestra el porcentaje del volumen de la lechada que un bulto de arena y bauxita ocuparía, teniendo una porosidad del 48%. Esto demuestra que concentraciones in-situ de 15 lb de arena en un galón de fluido ocuparía un 75% del volumen de la fractura.

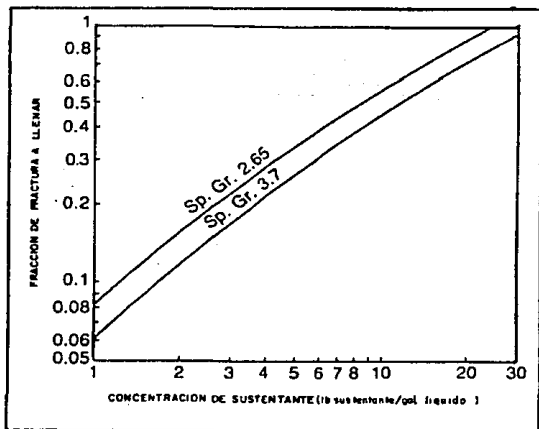


Fig. 2.11.- Efectos de la concentración de susten-tante en la fractura.

## II-5. EFECTO DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

No importa cual grande sea el tratamiento de fractura— miento, la altura de la formación, la permeabilidad efectiva, y la porosidad hidrocarburo, son los factores que determinan la productividad del pozo, un conocimiento preciso de

estos valores es importante en la evaluación y diseño de la fractura.

#### II-5.1. EFECTO DE LA POROSIDAD DEL YACIMIENTO

En formaciones compactas, es fácil presuponer la porosidad y subestimar la saturación de agua. Puesto que la ecuación de Darcy no incluye el término de porosidad, el efecto de la porosidad hidrocarburo, se examina frecuentemente en la respuesta de un fracturamiento.

Sin embargo, el efecto de la porosidad es importante -- cuando prevalecen efectos transitorios en la producción.

Se puede ver que la declinación de la producción en un tratamiento de post-fractura es erróneamente analizado, por una disminución de la permeabilidad de la fractura. La producción pronosticada a una fractura realizada con una longitud de 1000 pie y un  $F_{CD}$  de 10 con una porosidad hidrocarburo de 10 %, es mostrada en la Fig. 2.12. Una declinación en la producción se gráfica con puntos en esta figura. Después de 50 días de producción, no es razonable concluir que la -- conductividad de la fractura es 30 % del valor diseñado porque la producción resultaría ser igual a tener 1000 pie de penetración y un  $F_{CD}$  de tres.

Después de 2 años de producción, se concluye que la con ductividad de la fractura disminuyó hasta un 10 % del origi-

nal porque ahora esta produciendo un gasto para un pozo que tiene una penetración de 1000 pie con un  $F_{CD}$  de 1. De cualquier forma, la declinación de la producción también puede ser aplicada como el resultado de tener 1000 pie de penetración y un  $F_{CD}$  de 10 (el cual es el diseñado), la excepción es que la porosidad hidrocarburo es solo 5% en lugar de 10%.

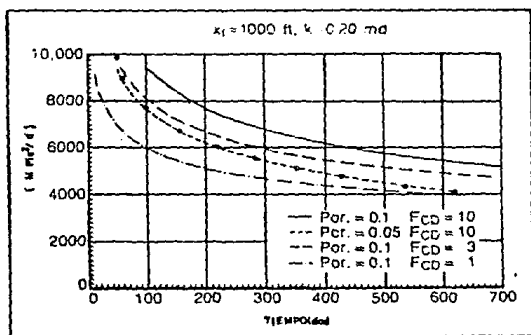


Fig. 2.12.- Gasto de producción simulado para varios  $F_{CD}$  y mostrando un efecto del valor de la porosidad.

Cuando la porosidad hidrocarburo es sobreestimada, la penetración futura requerida para una cierta producción es subestimada. La Fig. 2.13 muestra el volumen de sustentante requerido para dar una producción específica, establecidas las condiciones del yacimiento tan solo cambiando la porosidad. Esto indica que para producir  $1 \times 10^9$  pie<sup>3</sup> de gas en un año, se debe tener 70,000 lb de sustentante, además una penetración de 200 pie y una porosidad hidrocarburo de 13%; sin em-

bargo se tendrían con una penetración de 500 pie y una porosidad hidrocarburo de 6%. Con una penetración de 350 pie, so lo se requiere 35,000 lb de arena, en un yacimiento con una porosidad hidrocarburo de 13%.

Similarmente la longitud de la fractura calculada es -- también sobreestimada si la porosidad hidrocarburo es más ba ja que la utilizada en el análisis de la prueba de un pozo.

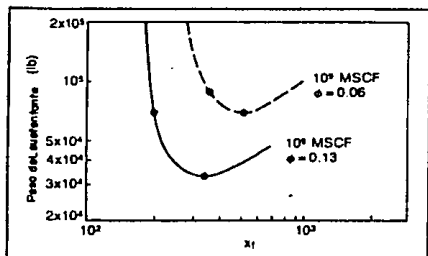


Fig. 2.13.- Curvas de producción para dos valores de porosidad.

## II-5.2. SOBRESTIMACION DE LA ALTURA DE LA FORMACION

En áreas donde la porosidad y la saturación de agua son difíciles de estimar, se sobreestima una alta productividad. Si se realiza en un pozo de prueba para determinar el producto  $hf$  y la altura es sobreestimada, el valor de la permeabilidad efectiva de la formación es subestimada. Después de la realización de un análisis de post-fractura con una curva

tipo igual (diseño original), el cálculo de la longitud de un valor más bajo que el inicial porque esta es proporcional a la raíz cuadrada de la permeabilidad, como se puede ver en la ecuación  $t_D$ .

Como un ejemplo, se asume que una prueba a un pozo sobre un intervalo en capas (laminado) de 100 pie tiene un  $kh$  igual a 1 md-pie. Se tiene que la permeabilidad promedio es de 0.01 md, se diseña un tratamiento para una penetración de 1000 pie y un  $F_{CD}$  de 10. La producción proyectada es de  $0.8 \times 10^9$  pie<sup>3</sup> en un año. Si el intervalo tiene actualmente solo 50 pie de un estrato permeable considerando los límites, el promedio de la permeabilidad es 0.02 md, con la misma penetración se obtiene  $0.52 \times 10^9$  pie<sup>3</sup> de producción en un año. Una penetración menor que 500 pie en un intervalo de 100 pie de permeabilidad igual a 0.01 md, también resultaría en  $0.58 \times 10^9$  pie<sup>3</sup> de producción.

En formaciones compactas, como turbiditas frecuentemente se tienen limitaciones, en estos casos, la altura neta es tomada como la distancia de la cima y el fondo de este intervalo, en realidad la suma de los estratos permeables es menor en cantidad que en un estrato total.

Un estrato tiene características muy diferentes con respecto a otros. y también deben ser establecidos.



## II-5.3. YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

Bennett y otros<sup>14</sup> (1986) investigaron la respuesta de las fracturas hidráulicas en yacimientos estratificados. Mostraron que la longitud es subestimada en un yacimiento mezclado (que tiene muchas capas cruzadas, con propiedades diferentes), es considerada cuando no se toman en cuenta los estratos originales. Introducen el término de conductividad adimensional del yacimiento ( $C_{RD}$ ) definido como:

$$C_{RD} = \sum_{j=1}^n \frac{k_j h_j (\rho c_t)_j h_j}{kh \bar{\rho c_t} h} \quad (2-5)$$

También mostraron que las curvas tipo de Agarwal Fig. - 2.1 son usadas para evaluar la respuesta transitoria en yacimientos estratificados, si el término  $t_D$  es sustituido por  $t_D/C_{RD}$ .

Se ignora que la longitud de la fractura es lejana a la afectada por un factor igual a  $C_{RD}$ .  $C_{RD}$  es siempre menor que uno en un yacimiento estratificado, el valor de la longitud sería menor que la original.

Si se utilizan valores promedio, la producción deseada también puede ser subestimada.

Si un pozo contiene más de una zona por tratar, es mejor aislar cada una y fracturarlas individualmente. Porque -

las condiciones económicas y operacionales, no son las deseadas cuando se fracturan pozos con una sola fractura en la cual se toman en consideración el promedio de las propiedades del yacimiento.

Camacho y otros<sup>18</sup> (1987) ampliaron el trabajo de Bennett, para analizar la respuesta en multizonas donde la longitud varía de zona a zona.

Sullivan y otros<sup>19</sup> (1987) evalúan las propiedades de las fracturas hidráulicas en una formación multiestratificada donde los estratos tienen diferentes áreas, basados en estudios geológicos, desarrollaron curvas tipo con estas situaciones, las cuales ayudaron al conocimiento de los parámetros del yacimiento y así crear un simulador numérico que les ayudará a determinar las propiedades de la fractura.

## C A P I T U L O   I I

## REFERENCIAS

1. Elbel, J.L.: "Designing Fractures for Efficient Reserve Recovery," paper SPE 15231, 1986.
2. Smith, M.B.: "Effect of Fracture Azimuth on Production - with Applications to the Wattenberg Gas Field," paper SPE 8298, 1979.
3. Lacy, L.L.: "Comparison of Hydraulic-Fracture Orientation Techniques," SPEFE (March 1987) 66-76.
4. Nolte, K.G., and Smith, M.B.: "Interpretation of Fracturing Pressures," JPT (Sep. 1981) 1767-1775.
5. Braulich, F.H.: "Controlling Fractures During Well Treatment," U.S. Patent No. 3,335,797 (1967).
6. Cleary, M.P.: "Analysis of mechanisms and Procedures for Producing favorable Shapes of Hydraulic Fractures," paper SPE 9260, 1980.
7. Nguyen, H.X., and Larson, D.B.: "Fracture Height Containment by Creating an Artificial Barrier with a New Additive," paper SPE 12061, 1983.
8. Nolte, K.G.: "Fracture Design Considerations Based on Pressure Analysis," paper SPE 10911, 1982.
9. White, J.L., and Daniels, E.F.: "Key Factors in MHP Design," JPT (Aug. 1981) 1501-1512.
10. Schols, R.B., and Visser, W.: "Proppant Bank Buildup in a Vertical Fractures Without Fluid Loss," paper SPE 4834, 1974.
11. Prast, M.: "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case," SPEJ (June 1961) 102

-118.

12. Morse, R.A., and Von Gonten, W.D.: "Productivity of Vertically Fractured Wells Prior to the Stabilized Flow," paper SPE 3631, 1971.
13. Elbel, J.L.: "Considerations for Optimum Fracture Geometry Design," paper SPE 13866, 1985.
14. Bennett, C.O., Raghavan, R., and Reynolds, A.C.: "Analysis of Finite-Conductivity Fractures Intercepting Multilayer Commingled Reservoirs," SPEFE (June 1986) 259-274.
15. Montgomery, C.T., and Steanson, R.E.: "Proppant Selection The Key to Successful Fracture Stimulation," JPT (Dec. 1985) 2163-2172.
16. Much, M.G., and Penny, G.S.: "Long-Term Performance of Proppants Under Simulated Reservoir Conductions," paper SPE/DOE 16415, 1987.
17. Schlottman, B.W., Miller, W.K. II, and Lueders, R.K.: - "Massive Hydraulic Fracture Design for the Eats Texas - Cotton Velley Sands," paper SPE 10133, 1981.
18. Camacho-V., R.G., Raghavan, R., and Reynolds, A.C.: "Response of Wells Producing Layered Reservoirs: Unequal Fracture Lenhth," SPEFE (March. 1987) 9-28.
19. Sullivan, R.B., Lee, W.J., and Holditch, S.A.: "Pressure Transient Response in Multilayer Gas Reservoirs Containing Hydraulic Fractures," paper SPE/DOE 16399, 1987.
20. Elbel, J.L., Howard, R.L., Talley, G.R., and McLaughlin, B.H.: "Stimulation Study of Cottage Grove Formation," - JPT (July 1984) 1199-1205.
21. Bennett, C.O., Rosato, N.D., Reynolds, A.C., and Raghavan, R.: "Influence of Fracture Heterogeneity and Wing Length on the Response of Vertically Fractured Wells," paper SPE 9886, 1981.

### CAPITULO III

## ANÁLISIS DE PRESION DURANTE EL FRACTURAMIENTO

### III-1. INTRODUCCION

El análisis de presión durante y después de un tratamiento de fracturamiento proporciona una herramienta para determinar la forma de la propagación y los parámetros para el diseño de otros tratamientos.

Si se conocen los esfuerzos tectónicos inherentes y la presión de formación, durante el tratamiento es posible conocer el tipo de fractura inducida.

Para el mejor entendimiento se debe de observar el comportamiento de las presiones tanto en la cabeza como en el fondo del pozo.

En un principio el desarrollo de los fracturamientos se realizó con volúmenes pequeños, entonces se inició el desarrollo de fracturamiento hidráulico masivo en pozos de gas y es obvio que el entendimiento está lejos de completarse.

Simonson y otros<sup>1</sup> (1978), presentan el estudio de los efectos de la presión del fluido, propiedades de la roca y el incremento de los esfuerzos in-situ de una fractura vertical.

En 1979, Nolte<sup>2</sup> presenta un análisis del mecanismo de --

la declinación de la presión, con lo cual permite estimar - parámetros importantes, como el coeficiente de filtrado y - la eficiencia del fluido. Nolte y Smith<sup>3</sup> (1981), presentaron un procedimiento de análisis de la presión durante le inyec ción.

### III-2. BALANCES DE MATERIA DURANTE EL FRACTURAMIENTO Y EL CIERRE

El análisis de presión, sin tomar en cuenta el modelo de propagación usado está basado en dos expresiones de ba- lance de materia.

Durante el bombeo, el volumen acumulado de fluido inyec tado,  $q_i t_p$ , debe ser igual al volumen de la fractura cerrada  $V_f$ , más el volumen filtrado en la formación durante el bom- beo,  $V_{Lp}$ , por ejemplo:

$$q_i t_p = V_f (t_p) + V_{Lp} \quad , \quad (3-1)$$

Después del cierre, el volumen en la fractura a cual- quier,  $\Delta t$ , es entonces.

$$V_f(t_p) - V_f(\Delta t) = V_{Ls} \quad , \quad (3-2)$$

Donde  $V_f(t_p)$  es el volumen al final del periodo de bom- beo y  $V_f(\Delta t)$  es el volumen a cualquier tiempo después. Fi- nalmente  $V_{Ls}$  es el volumen total de fluido perdido en la --

formación entre el tiempo de cierre y cualquier tiempo ( $\Delta t$ ) después.

La longitud, la amplitud y el área de la fractura son evaluados asumiendo una ley de potencias relacionadas con el tiempo.

$$A_1/A_2 = (t_1/t_2)^{1/m} \quad (3-3)$$

Donde el exponente  $m$  es igual a 1 para una pérdida de fluido insignificante (límite superior) y cuando existe una pérdida mayor (significante) de fluido  $m$  es igual a 2 (límite inferior).

Para el límite superior, el exponente para los dos modelos comunes de propagación son:

$$\text{PKN: } 1/m < (2n' + 2)/(2n' + 3) \quad (3-4)$$

$$\text{KGD: } 1/m < (n' + 1)/(n' + 2) \quad (3-5)$$

Donde  $n'$  es el exponente de la ley de potencias del modelo reológico.

### III-2.1. DESARROLLO

Carter<sup>4</sup> (1957) analiza la relación de pérdida de fluido durante el bombeo a medida que se incrementa el área,  $dA$ :



$$q_L(t, dA) = \frac{2C_L dA}{\sqrt{t - t(A)}} \quad (3-6)$$

Y se muestra que:

$$q_L(t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \begin{cases} 2\sqrt{t/t_p} (1 - \sqrt{1-A/A_p}) & (a) \\ \operatorname{sen}^{-1} (A/A_p) & (b) \end{cases} \quad (3-7)$$

Donde (a) es para el límite superior y (b) es para el límite inferior; A es el área de pérdida de fluido a cualquier tiempo, t, y  $A_p$ , es el área de pérdida al final del bombeo a  $t_p$ .

La ecuación 3-7 se puede acupar a un periodo después del cierre (al final del tiempo de bombeo). Durante el tiempo de cierre, t puede ser reemplazado por la suma:

$$t = t_p + \Delta t \quad , \quad (3-8)$$

Donde  $\Delta t$ , es el tiempo de cierre. Con las ecuaciones 3-3 y 3-8 y asumiendo  $A_p$  como constante, la ecuación 3-7 llega a ser:

$$q_L(\Delta t, A_p) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \begin{cases} [2(1+\Delta t_D) - (\Delta t_D)^{\frac{1}{2}}] \\ \operatorname{sen}^{-1} (1+\Delta t_D)^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (3-9)$$

Donde  $\Delta t_D$  es la relación de tiempo de cierre según el tiempo de bombeo.

El volumen total de pérdida de fluido durante el bombeo puede ser obtenido por la integración de la ecuación -- 3-7, de  $t = 0$  a  $t_p$ , cuando  $A = A_p$ , por lo tanto.

$$\begin{aligned}
 V_{Lp} &= \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} \left\{ \begin{array}{l} 2\sqrt{t/t_p} \\ \pi/2 \end{array} \right\} dt \\
 &= 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left\{ \begin{array}{l} 4/3 \\ \pi/2 \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{3-10}$$

Durante el desarrollo la diferencia entre el límite superior e inferior es aproximadamente de 17% y decrece durante el periodo de cierre.

El volumen perdido después del cierre puede ser obtenido por la integración de la ecuación 3-9 entre los límites de  $\Delta t_D=0$  ( $\Delta t=0$ ) y  $\Delta t_D$ .

$$V_{Ls} = 2C_L A_p t_p \left\{ \begin{array}{l} (4/3) \left[ (1+\Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} - 1 \right] \\ \left[ (1+\Delta t_D) \operatorname{sen}^{-1} (1+\Delta t_D)^{-1/2} + \Delta t_D^{1/2} \pi/2 \right] \end{array} \right. \tag{3-11}$$

Donde  $A_p$  algunas veces es reemplazado por  $r_p A_p$ ; para modelos de altura constante,  $r_p$  está dado por :

$$r_p = h_p / h_f \quad (3-12)$$

$h_f$  es la altura vertical de la fractura y  $h_p$  es la altura permeabilidad (sección de pérdida de fluido).

La ecuación evalúa el tiempo de cierre,  $\Delta t_c$ , cuando  $V_{Ls}$  es igual al volumen de la fractura generada  $V_f$ , sin sustentante. Por lo tanto:

$$V_f = 2C_{Lp} r_p A_f \sqrt{t_p} \begin{cases} (4/3) \left[ (1+t_{cD})^{3/2} - t_{cD}^{3/2} - 1 \right] \\ \left[ (1+\Delta t_{cD}) \operatorname{sen}^{-1} (1+\Delta t_{cD})^{-1/2} + \Delta t_{cD}^{1/2} - \pi/2 \right] \end{cases} \quad (3-13)$$

El volumen de la fractura  $V_f$  es igual a el producto de  $A_f w$ , donde  $w$  es la amplitud promedio de la fractura.

$$w = V_f / A_f \quad (3-14)$$

La amplitud de la fractura es estimada usando las ecuaciones 3-13, 3-14, al tiempo de cierre,  $\Delta t_c$ , y también el coeficiente de pérdida puede ser obtenido.

La eficiencia del fluido en un lapso de inyección,  $\eta$  es obtenida por:

$$\eta = V_f / V_i \quad (3-15)$$

Donde  $V_i$  es el volumen total inyectado (3-1), ( $V_i = q_i t_p$ )

Con las ecuaciones 3-1 y 3-15 se tiene que:

$$\gamma = (V_f/V_{Lp}) / (1+V_f/V_{Lp}) \quad (3-16)$$

La relación  $V_f/V_{Lp}$  se obtiene dividiendo 3-13 y 3-10, si las características son las mismas durante la inyección y la declinación.

Para este análisis, el caso de características de pérdida similar se considera con la siguiente ecuación:

$$V_f/V_{Lp} = \begin{cases} (1+\Delta t_{cD})^{\frac{1}{2}} - \Delta t_{cD}^{\frac{1}{2}} - 1 \\ [(1+\Delta t_{cD}) \operatorname{sen}^2 (1+\Delta t_{cD})^{-\frac{1}{2}} + \Delta t_{cD}^{\frac{1}{2}} - \pi/2] / \dots \\ (\pi/2) \end{cases} \quad (3-17)$$

La eficiencia del fluido se obtiene por la incorporación del valor de cierre en la ecuación 3-17 y con la relación  $V_f/V_{Lp}$  en la ecuación 3-16, y son mostrados en la Fig. 3.1.

Nolte<sup>5</sup> (1986 a) presenta un procedimiento para el uso de la eficiencia de un tratamiento de calibración, anterior a la actual estimulación, para determinar el tamaño del colchón, adicionando sustentante y expuesto un tiempo a una temperatura para un subsecuente tratamiento.

Finalmente la longitud de la fractura se estima, usando las ecuaciones 3-1 y 3-10, y se puede escribir.

$$V_i = q_i t_p = (1 + V_f/V_{Lp}) \left[ 2C_L A_f r_p \sqrt{t_p} \left\{ \frac{4/3}{\pi/2} \right\} \right] \quad (3-18)$$

Recordando que el área de la fractura,  $A_f$  es igual a  $-2h_f x_f$  (Modelos PKN y KGD), entonces reacomodando la ecuación 3-18 y con una solución para  $R$  ó  $x_f$ , es fácilmente obtenida.

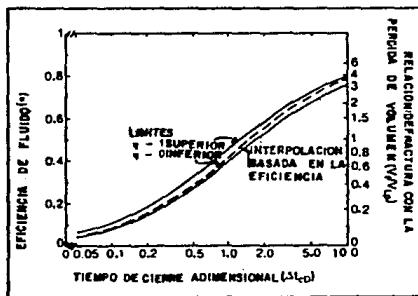


Fig. 3.1.- Relación entre el tiempo de cierre y la eficiencia sin considerar sustentante (Nolte, 1986 b<sup>o</sup>).

### III-3. ANALISIS DE LA DECLINACION DE LA PRESION

Desarrollos previos se derivan de un análisis de balance de materia así como de la relación entre el tiempo y la generación del área de la fractura. Los modelos relacionan la amplitud con la presión neta del fluido dentro de la fractura. Un desarrollo de estas relaciones permite establecer una técnica de análisis basada en la presión.

Nolté<sup>o</sup> (1986 b) expresa relaciones generales usando el concepto de coeficiente de fractura para un promedio de la amplitud.

$$w = c_f \Delta p_f = c_f (p_w - p_c) \quad (3-19)$$

y

$$c_f = \frac{\pi \beta}{2E'} \begin{cases} h_f & \text{PKN} \\ x_f & \text{KGD} \end{cases} \quad (3-20)$$

Donde  $p_w$  y  $p_c$  son la presión de fondo y de cierre respectivamente;  $c_f$  es el "coeficiente de fractura",  $E'$  es el modulo de esfuerzo plano y  $\beta$  esta dado por:

$$\beta = \begin{cases} (2n'+2) / (2n'+3+ a) & \text{PKN} \\ 0.9 & \text{KGD} \end{cases} \quad (3-21)$$

Donde  $n'$  es el exponente de la ley de potencias del mo

delo reológico para el fluido y  $\alpha$  es un coeficiente de degradación.

$\beta$ , esta definido como la relación del promedio de la presión neta en la fractura la cual determina la amplitud promedio para la presión neta en el pozo, la cual puede ser medida en el campo.

La diferencia de estas presiones resulta el gradiente de presión esperado para el fluido en la fractura y la magnitud de la presión neta refleja el efecto de la viscosidad en este flujo. Por lo tanto  $\beta$  resulta porque el flujo continuo en la fractura hasta el cierre de esta y este flujo es análogo a un flujo de gas del pozo al cierre de la superficie. La Fig. 3.2 ilustra el gradiente de presión, flujo después del cierre, y la definición de  $\beta$  la cual es relativamente constante durante el cierre. Esto denota que durante los períodos antes y después del cierre, el volumen de la fractura y de la presión promedio es la misma, sin embargo el gradiente de presión cambia, ambos para el cambio del gasto natural al cierre.

De el balance de materia después del cierre (ecuación 3-2), es la siguiente:

$$- \frac{dV_f}{dt} = - A_f \frac{dw}{d\Delta t} q_L \quad (3-22)$$

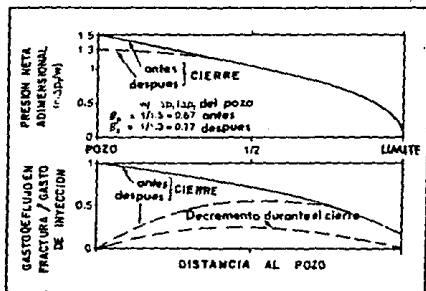


Fig. 3.2.- Ejemplo de presión y gasto de flujo en la fractura antes y después de cierre ( Nolte, 1986 b ).

Diferenciando la ecuación 3-19 y sustituyendo en 3-22 con el valor de  $q_L$  (ecuación 3-9), resulta en.

$$-A_f c_f \frac{d\Delta p_f}{d\Delta t} = \frac{2C_{Lr} A_f}{\sqrt{t_p}} \left\{ \begin{array}{l} 2 \left[ (1+\Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2} \right] \\ \operatorname{sen}^{-1} (1+t_D)^{-1/2} \end{array} \right. \quad (3-23)$$

Integrando 3-23, entre  $\Delta t_D=0$  y  $\Delta t_D$  con  $p_c$  constante.

$$p_w(\Delta t_D=0) - p_w(\Delta t_D) = \frac{\pi C_{Lr} \sqrt{t_p}}{2C_f} \left\{ \begin{array}{l} G(\Delta t_D) \text{ superior} \\ G(\Delta t_D) \text{ inferior} \end{array} \right. \quad (3-24)$$



Donde:

$$G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[ (1+\Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - \Delta t_D^{\frac{3}{2}} - 1 \right] \quad (3-25)$$

Límite superior

y

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{3\pi} \left( (1+\Delta t_D) \operatorname{sen}^{-1} (1+\Delta t_D)^{\frac{1}{2}} + \Delta t_D^{\frac{1}{2}} - \pi/2 \right) \quad (3-26)$$

Límite inferior

La función del tiempo  $G(\Delta t_D)$  para el límite superior e inferior de la relación lineal con el cambio de la presión real (ecuación 3-24) durante el periodo de cierre de la fractura.

La interpretación indica que es la construcción de una línea recta entre la presión del pozo  $p_w$  y la función  $G(\Delta t_D)$ .

La pendiente de la línea recta esta dada por:

$$m = \frac{\pi C_{Lr} \sqrt{t_p}}{2 C_f} \quad (3-27)$$

Se asume que la línea recta es correcta e indefinida - Fig. 3.3, la cual se realiza si la presión de cierre es conocida por otra prueba diferente, entonces la pendiente da un punto de coeficiente de filtrado. La forma de interpretación indicada en la Fig. 3.3, da una simple gráfica con la

misma información obtenida de ambas curvas en un procedimiento semejante (igual presión, desviación en corto tiempo indicando una extensión adicional después del cierre) y la presión contra la raíz cuadrada del tiempo graficada al cierre. (La desviación de la línea recta indica el cierre de la fractura).

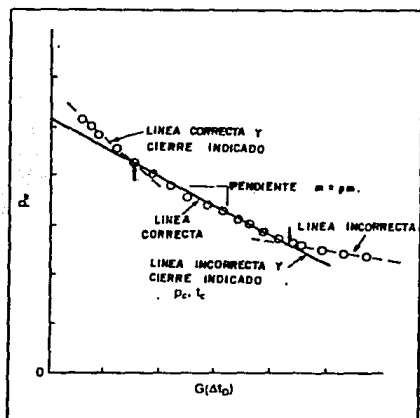


Fig. 3.3.- Respuesta de la declinación de la presión -  
contra la función del tiempo de Nolte.

Nolte<sup>2</sup> (1979) presentó un análisis el cual incluye solo la presión para definir  $V_F/V_{Lp}$  de las ecuaciones 3-16 y 3-17, utiliza la variación de la presión proporcional a la presión neta interceptando a un tiempo cero Fig. 3.3, dividida por la pendiente  $P_m$ , denotado respectivamente como  $P_s$  y  $P_s^*$  en estas referencias.

### III-3 1. APLICACION

El análisis antes mencionado toma en cuenta suposiciones ideales, Nolte<sup>6</sup> (1986 b) discute este análisis con datos más reales.

Las discusiones realizadas de la presión dependen de la pérdida de fluido (pérdida de fluido controlada por el yacimiento, en la cara de la formación por un enjarre), del incremento de la altura, de la pérdida significativa en la fractura y cambio en la presión de cierre. La altura determina  $c_f$  o  $r_p$  en la ecuación 3-27, una breve discusión se realizó en este análisis en que el valor de la altura es usado si el incremento de la altura ocurre en los límites de la formación. Hay un cambio insignificante durante el periodo de cierre, cuando la presión neta ( $P_{wc} - P_c$ ) es menor que la mitad de la presión de cierre. Esta cercano a un valor constante basado entre los límites, y no la parte de la altura realizada al cierre.

### III-3.2. EJEMPLO:

De una prueba de inyección se tienen variables de un análisis de la declinación de la presión (tabla 3.1), antes de un fracturamiento, datos siguientes al cierre, aparecen en las dos primeras columnas de la (tabla 3.2).

El tiempo adimensional,  $\Delta t_D$ , es cual es solamente la - variación de el tiempo de cierre y el tiempo de bombeo, es calculado en la tercera columna de la tabla 3.2.

Finalmente, la función del tiempo,  $G(\Delta t_D)$ , esta dada por la ecuación 3-26, (límite superior), es calculado y aparece en la columna 4 de la misma tabla.

Una gráfica de la presión medida contra la función del tiempo es mostrada en la Fig. 3.4. Como se menciona anteriormente, una línea recta se representa durante el cierre de la fractura y una desviación después del cierre, cuando la respuesta del yacimiento es predominante.

VARIABLES DE LA ROCA Y DEL TRATAMIENTO PARA EL EJEMPLO DE APLICACION.	
$E = 4 \times 10^6 \text{ lb/pg}$	$h_p = 120 \text{ pie}$
$\nu = 0.26$	$h_f = 150 \text{ pie}$
$V_i = 507.5 \text{ bl}$	$n = 0.4$
$t_p = 35 \text{ min}$	$a = 1 \text{ (viscosidad cte. en la fractura).}$

Tabla 3.1.- Variables de roca y del tratamiento para el ejemplo de aplicación.

Declinación de la presión para el ejemplo de aplicación			
$\Delta t$ (min)	$p$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$\Delta t_D$	$G(\Delta t_D)$
0.0	5990	0.00	0.00
0.9	5963	0.03	0.04
3.7	5882	0.11	0.14
6.5	5811	0.18	0.24
9.2	5748	0.26	0.33
12.0	5694	0.34	0.42
13.8	5659	0.40	0.47
15.7	5626	0.45	0.52
17.5	5594	0.50	0.58
19.4	5564	0.55	0.62
21.2	5534	0.61	0.67
23.0	5504	0.66	0.72
24.9	5474	0.71	0.77
26.7	5447	0.76	0.81
28.6	5418	0.82	0.85
30.4	5392	0.87	0.90
32.3	5364	0.92	0.94
34.1	5338	0.97	0.99
36.0	5314	1.03	1.03
37.8	5291	1.08	1.07
39.6	5269	1.13	1.11
41.5	5247	1.19	1.15
43.3	5228	1.24	1.19
46.1	5200	1.32	1.25
48.9	5174	1.40	1.30
51.6	5148	1.48	1.36
54.4	5128	1.55	1.41
57.2	5106	1.63	1.46
59.9	5087	1.71	1.52

Tabla 3.2.- Declinación de la presión para el ejemplo de aplicación.

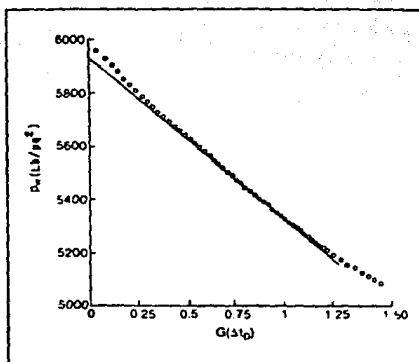


Fig. 3.4.- Gráfica de diagnóstico para el ejemplo de aplicación.

La misma gráfica se presta para dos posibles líneas -- rectas con dos pruebas con valores de presión y tiempo de cierre.

$$P_c = 5700 \text{ lb/pg}, G(\Delta t_D) \approx 0.4, \quad t_D = 0.32,$$

$$\Delta_t = 11 \text{ min.} \quad \text{y}$$

$$P_c = 5225 \text{ lb/pg}, G(\Delta t_D) \approx 1.19$$

$$\Delta_t = 42 \text{ min.}$$

El primer valor tiene eficiencia menor 0.2 (Fig. 3.1) el cual se considera pequeño. De este modo el caso anterior sería usado para el cálculo de un grupo de variables en la

ecuación 3-27 ( $m = 450 \text{ lb/pg}^2$ ). Aquí se indica la importancia de la obtención de la presión de cierre independiente.

Asumiendo que el modelo PKN se lleva a cabo, el coeficiente de fractura se calcula en la ecuación 3-21 y usando  $n'=0.4$  y  $a=1$  (de la tabla 3-1) entonces.

$$\beta = (2n'+2) / (2n'+3+a) = 0.58$$

Refleja el efecto del flujo del fluido y la viscosidad durante el cierre.

El modulo de esfuerzo plano se puede calcular usando - el modulo de Young ( $4 \times 10^6 \text{ lb/pg}^2$ ) y la relación de Poisson - (0.26):

$$E' = E / (1 - \nu^2) = 4.3 \times 10^6 \text{ lb/pg}^2$$

De aquí, el coeficiente de fractura de la ecuación --- 3-21.

$$c_f = \frac{\pi \beta h_f}{2E'} = \frac{(3.14) (0.58) (150)}{(2) (4.3 \times 10^6)}$$

$$= 3.2 \times 10^{-3} \text{ pie/lb/pg}^2$$

Entonces con el valor de la pendiente,  $m=450 \text{ lb/pg}^2$ , el coeficiente de filtrado se puede obtener  $C_L$ .

$$C_L = \frac{2(450)c_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}} = \frac{2(450)(3.2 \times 10^{-3})}{3.14(120/150) \sqrt{35}}$$

$$= 1.9 \times 10^{-3} \text{ pie/min}^{\frac{1}{2}}$$

La eficiencia se calcula con ecuación 3-16 y 3-17 la cual reemplaza la relación  $V_f/V_{Lp}$ . De la figura 3.4 un valor de  $\Delta t_{CD}$  igual 1.19 es obtenido y entonces de la ecuación - ó figura 3.1  $V_f/V_{Lp} = 0.8$ , entonces resulta un valor de eficiencia igual a 0.44.

De la ecuación 3-18 usando el valor de  $V_f/V_{Lp} = 0.8$  (recordando que  $A_f = 2x_f h_f$ ) y entonces reorganizando los resultados calculados para la longitud de la fractura para un volumen inyectado de  $V_i = 507.5 \times 5.615 = 2850$  pie.

$$x_f = \frac{2850}{(4)(1.9 \times 10^{-3})(150)(120/150)(59)(1.47)(1.8)}$$

$$= 200 \text{ pie.}$$

Finalmente, la ecuación 3-13 y con la ecuación 3-14 se obtiene la amplitud media de la fractura. De la eficiencia, el volumen de la fractura es  $V_i = 0.44 \times 2850 = 1250$  pie. La amplitud promedio es:

$$w = \frac{V_f}{A_f} = 1250 / (2 \times 200 \times 150) = 0.021 \text{ pie} = 0.25 \text{ pg.}$$



Para verificar si el valor de la amplitud es correcto, es comparado con la ecuación 3-19 al cierre,  $P_w = 5990 \text{ lb/pg}^2$ .

$$w = C_f (P_w - P_c) = 3.2 \times 10^{-5} (5990 - 5225) = 0.024 \text{ pie}$$

Este valor es similar al obtenido anteriormente.

La diferencia resulta en el uso de la presión actual - de cierre en lugar del valor interceptado a un tiempo cero en la Fig. 3.4.

#### III-4. EFECTOS DEL SUSTENTANTE

Anteriormente se mencionó que el cierre de la fractura es sin una amplitud residual, la cual es esencialmente correcto para un tratamiento de calibración sin sustentante. Sin embargo, para las fracturas actuales resulta una amplitud sustentada,  $\bar{w}_{SD}$  después del cierre. El volumen de sustentante es igual a.

$$V_{SD} = \frac{m_{SD}}{\rho_{SD} (1 - \phi_{SD})} \quad (3-28)$$

Donde  $m_{SD}$ ,  $\rho_{SD}$ ,  $\phi_{SD}$ , son la masa, la densidad y la porosidad del paquete de sustentante respectivamente.

La fracción del volumen en el sustentante con respecto al volumen de fluido inyectado es:

$$v_{SD} = \frac{V_{SD}}{V_i} = \frac{m_{SD}}{C_{SD}(1-\phi_{SD})V_i} \quad (3-29)$$

En lo siguiente, el tiempo de cierre con sustentante es denotado como  $t'_c$ ; la presión neta,  $\Delta P_{SD}$  al cierre; el promedio de la amplitud sustentada,  $\bar{w}_{SD}$  y el volumen de la fractura,  $V_{SD}$ .

El promedio de la amplitud sustentada se calcula con la relación del coeficiente de fractura.

$$\bar{w}_{SD} = c_f \Delta P_{SD} \quad (3-30)$$

y la máxima amplitud hidráulica a la presión de cierre,  $\Delta P_s$ , se obtiene la siguiente relación de amplitud.

$$\bar{w}_{SD}/\bar{w}_s = \Delta P_{SD}/\Delta P_s \quad (3-31)$$

la cual es una indicación de la eficiencia de la fractura sustentada del tratamiento. Un análisis completo del efecto del sustentante lo describe, Nolte<sup>6</sup> (1986b), la eficiencia del fluido,  $\eta$ , de una fractura sustentada puede ser estimada de la eficiencia aparente,  $\eta'$  (por ejemplo usando el tiempo de cierre para la fractura sustentada con la relación de una fractura sin sustentante, Fig. 3.1). La expresión es  $\eta = v_{SD}(1-\eta') + \eta'$ .

## III-5. PERFILES DE PRESION DURANTE EL FRACTURAMIENTO.

Una aproximación se presenta en base a un análisis dimensional.

El gradiente de presión del fluido dentro de una fractura está dado por una ley de potencias.

$$\frac{dp}{dx_f} \propto \frac{K'u^{n'}}{w^{n'+1}} \quad (3-32)$$

Donde  $u$  es la velocidad del fluido y es igual a  $q_i/wh_f$  entonces la ec. 3-32 llega a ser.

$$\frac{dp}{dx_f} \propto \frac{K'}{w^{2n'+1}} \left( \frac{q_i}{h_f} \right)^{n'} \quad (3-33)$$

La ecuación 3-33 es una relación entre el gradiente de presión y el gasto de flujo.

Introduciendo el coeficiente de fractura (ec. 3-20) y asumiendo que  $P_o$  es constante para:

$$\frac{d\Delta p_f}{dx_f} \propto \frac{K'}{(c_f \Delta p_f)^{2n'+1}} \left( \frac{q_i}{h_f} \right)^{n'} \quad (3-34)$$

Integrando y suponiendo que  $\Delta p_f$  es insignificante, el resultado es:

$$\Delta p_f \propto \left[ \frac{K'}{c_f^{2n'+1}} \left( \frac{q_i}{h_f} \right)^{n'} x_f \right]^{1/(2n'+2)} \quad (3-35)$$

Introduciendo la relación del coeficiente de fractura para los dos modelos. (ec. 3-20)

$$\text{PKN: } \Delta p_f \propto \left[ \frac{E^{2n'+1} K' q_i^{n'} x_f}{h_f^{3n'+1}} \right]^{1/(2n'+2)} \quad (3-36)$$

$$\text{KGD: } \Delta p_f \propto \left[ \frac{E^{2n'+1} K' q_i^{n'}}{h_f^{n'} x_f^{2n'}} \right]^{1/(2n'+2)} \quad (3-37)$$

Estas relaciones indican que los efectos de la viscosidad del fluido en la presión ( $K'$ ), gasto de inyección ( $q_i$ ) y el modulo ( $E$ ) son los mismos para cada modelo y la dependencia de la extensión de la fractura ( $x_f$  o  $R$ ) y la altura son diferentes. La ecuación 3-36 también muestra que  $\Delta p_f$  se incrementa con el incremento de  $x_f$  (modelo PKN), y considerando un decremento de  $\Delta p_f$  con la extensión (ec. 3-37) para el modelo KGD.

La amplitud de la fractura,  $w$ , es igual a  $c_f \Delta p_f$ . Por lo tanto, introduciendo la definición de  $c_f$  y multiplicando el lado derecho de la ecuación 3-36, 3-37 resulta ser proporcional a la amplitud de la fractura.

$$\text{PKN: } \bar{w} \propto \left[ \frac{K' q_i^{n'}}{E} \right]^{1/(2n'+2)} h_f^{1-n'} x_f^{1/(2n'+2)} \quad (3-38)$$

$$\text{KGD: } \bar{w} \propto \left[ \frac{K' q_i^{n'}}{E} \right]^{1/(2n'+2)} \frac{x_f^2}{h_f^{n'}} \quad (3-39)$$

La extensión de la fractura cuando  $\eta \rightarrow 0$  esta dada - por la condición  $A_f \propto t^{1/2}$  (ec.3-3) por lo cual,

$$x_f \propto t^{1/2} \quad \text{para los modelos PKN Y KGD} \quad (3-40)$$

Cuando  $\eta \rightarrow 1$ , la extensión de la fractura se basa en la condición  $V_f = wA_f = Vi \propto t$ , o  $wx_f \propto t$  para los modelos PKN y KGD ( $h_f$  constante).

Sustituyendo estas relaciones de tiempo en las ecuaciones 3-36, 3-37 y resolviendo para la penetración,

$$\text{PKN: } x_f \propto t^{(2n'+2)/(2n'+3)} \quad (3-41)$$

$$\text{KGD: } x_f \propto t^{(n'+1)/(n'+2)} \quad (3-42)$$

Finalmente, sustituyendo las ecuaciones 3-40 a 3-42 -- (para extensión contra tiempo) en las ecuaciones 3-36 y 3-37 para la presión neta.

$$\text{PKN: } \Delta p_f \propto t^{1/4(n'+1)} \quad (3-43)$$

$$\Delta p_f \propto t^{1/(2n'+3)} \quad (3-44)$$

$$\Delta p_f \propto t^{-n/2(n'+1)} \quad (3-45)$$

$$\text{KGD: } \Delta p_f \propto t^{-n/(n'+2)} \quad (3-46)$$

Las expresiones para la presión neta de la fractura -- (ecs. 3-43 a 3-46) son exponenciales y por lo tanto las graficas log-log de estas variables contra tiempo son líneas -

rectas son pendientes igual a los respectivos exponentes.

Esto nos forma una idea básica para la interpretación de perfiles de presión durante el fracturamiento.

### III-5.1. EJEMPLO DE PRESION DE FRACTURAMIENTO

La Fig. 3.5 muestra un registrador de fondo el cual mide la presión del fluido durante y después de un tratamiento de fractura en una formación de arena con gas. La gráfica contiene todas las fases de la respuesta del periodo de inyección, de la presión de fracturamiento, la presión declina al cierre de la fractura, el tiempo al cual la fractura se cierra (con sustentante) y la recuperación del incremento de la presión en el yacimiento causada por la pérdida de fluido durante el tratamiento. La presión de cierre,  $P_c$ , para la formación se indica en la figura, esta es la presión que se puede exceder por el fluido inyectado para mantener la fractura abierta y la cual es como referencia para la presión neta que gobierna la propagación de la fractura así como sus dimensiones.

Una interpretación de la presión se realiza de la información presentada en la sección anterior. El incremento de la presión neta durante las dos primeras horas de tratamiento indican que el modelo PKN, para una altura confinada de la fractura en el plano vertical, es más aplicable y solo predice incrementos de presión con incrementos de la penetración (ec. 3-36). La presión es proxima a ser constante

después de dos horas del tratamiento conforme a un substancial desarrollo de la altura vertical en formaciones limitadas por altos esfuerzos.

Para esta suposición, la presión es gobernada por el desarrollo de la altura y es regulado a un valor un poco más pequeño que el esfuerzo horizontal en el límite del yacimiento.

Puesto que la presión neta para este periodo es del orden de  $1400 \text{ lb/pg}^2$  esto indica que la diferencia de esfuerzo entre la zona productora y las barreras de la formación que exceden las  $1400 \text{ lb/pg}^2$ .

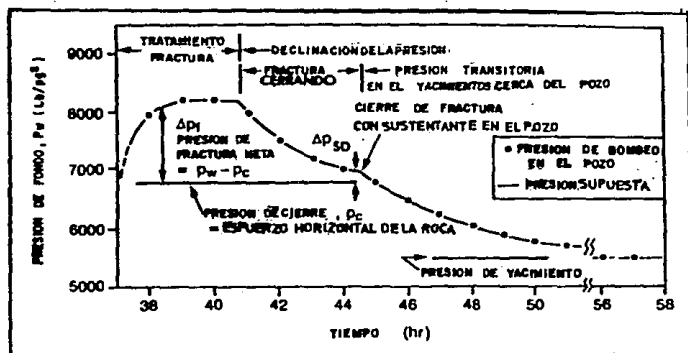


Fig. 3.5.- Ejemplo de la presión de fracturamiento (Nolte, 1982).

Después de la inyección, la Fig. 3.4 muestra la fase de la declinación de la presión al cierre de la fractura debido a la pérdida de fluido a la formación. Durante el cierre, el ritmo de la declinación de la presión es proporcional a la pérdida de fluido como lo indican las ecuaciones 3-22 y 3-23. El punto a el cual la fractura cierra sobre el sustentante es concluido, de el punto de declinación del -- gasto incrementado. La presión neta,  $\Delta P_{SD}$ , a este punto es cerca de 1/6 de la presión neta a el final de la inyección. La relación de 1/6 indica la misma relación para la amplitud a este tiempo (ecuación 3-31) y una eficiencia relativamente pobre.

### III-5.2. INTERPRETACION DE LA PRESION DURANTE LA INYECCION

Los cambios de la presión de fondo fluyendo durante la inyección sirve como una herramienta para la interpretación de procesos de fracturamiento. La Fig. 3.6 indica los cambios de la presión con la propagación de la fractura, asumiendo condiciones cercanas al gasto de inyección y propiedades de los fluidos constantes. Esta figura ayuda a la disminución de la presión de fracturamiento.

#### III-5.2.1. MAGNITUD DE LA PRESION

En el estado de esfuerzos de la roca, el esfuerzo horizontal es más pequeño que el vertical, por lo tanto las ---



fracturas son normalmente en el plano vertical, siguiendo la dirección de la misma resistencia, o en un plano perpendicular al mínimo esfuerzo. La presión de fondo en un lapso del fracturamiento puede exceder la presión de cierre,  $P_c$ , igual al esfuerzo perpendicular a la roca en el plano de la fractura (Fig. 3.6). En consecuencia la presión de fondo es menor que el esfuerzo de sobrecarga, cuando la presión excede el esfuerzo vertical de sobrecarga, la fractura puede propagarse en el plano horizontal. Esto ocurre (1) en profundidades someras, cuando la erosión produce esfuerzos horizontales menores que los verticales, (2) en formaciones de bajo esfuerzo in-situ resultando en igualdad de esfuerzos horizontales y verticales, (3) en fracturamiento vertical el cual crea grandes presiones mayores al esfuerzo de sobrecarga y resultando en fracturas verticales como horizontales.

### III-5.2.2. INCREMENTOS O DECREMENTOS DE PRESION

Como se observa en la Fig. 3.6, durante la fase inicial de propagación (etapa 1) el área de la fractura se incrementa en forma radial si el origen de inyección (perforaciones) se aproxima a un punto o en forma elíptica si se aproxima a una línea. El costo de que sea lineal es para un intervalo disparado, la pequeña variación inicial de --- elipses es aproximado al modelo. KGD (Martins y Haper<sup>7</sup>, 19--85). Para esta fase inicial la presión decrece con la inyección para el KGD y tiene una línea de pendiente log-log en-

tre -  $1/4$  y -  $1/6$  dependiendo de la eficiencia y condiciones de entrada (ecuación 3-45 y 3-46). El decremento de la presión refleja las fracturas con referencia al desarrollo en forma radial con el decremento de la resistencia de la formación.

En esta figura se indica una pequeña y negativa pendiente log-log representando la propagación en una manera similar para el modelo KGD. En este caso para la primera etapa se aplica a fracturas en plano horizontal y vertical. El punto de origen representa una condición para la presión de la fractura vertical que resulta en perforaciones limitadas o en un agujero que es inclinado en el plano de mínimo esfuerzo. Para una fractura horizontal, el punto de entrada no es comparado con el de una vertical ( $\delta_h > p_f > \delta_v$ ).

Etapas uno para una fractura vertical es la mínima en pocos minutos en una zona relativamente pequeña o para un tratamiento completo en una zona considerable.

La Fig. 3.6 indica que la fractura vertical se propaga en una manera similar al modelo PKN después de que un modelo radial tiene límites de barreras superior e inferior, estos límites obligan a que esta tome una forma circular resultando en un incremento de presión, si la fractura desarrolla gran altura vertical, como se observa en la etapa II. Para el modelo (PKN) la etapa de propagación se ve en la pendiente log-log que esta entre  $1/4$  y  $1/8$  dependiendo -

del fluido y la eficiencia (ecuaciones 3-43 y 3-44). Si los límites resultan con alto esfuerzo indican que el desarrollo vertical es limitado y que la pendiente log-log de la Fig. 3.6 es valida hasta que la presión neta  $\Delta p_f$ , se aproxime al valor más bajo de esfuerzo de la barrera para el cual es penetrada,  $P_c + \Delta \delta$ , en este tiempo la presión es aproximadamente constante (etapa III). Si la inyección continúa con un significativo desarrollo vertical, la fractura puede encontrar una formación de bajo esfuerzo el cual facilita el desarrollo de la misma.

La disminución de la presión neta durante el periodo inicial puede ser interpretado como una inclinación de un desarrollo sin restricción de una fractura radial, en cualquiera de los planos horizontal o vertical; considerando un incremento de la presión neta con una pequeña pendiente (es decir  $< 1/4$ ) después del periodo inicial es indicativo de crear una fractura vertical extendiéndose primeramente en longitud con una restricción en el desarrollo de la altura, la presión se acerca en este periodo a un valor constante, una posible causa es el insignificante desarrollo de la altura por los esfuerzos de las barreras que actúan como un regulador de presión.

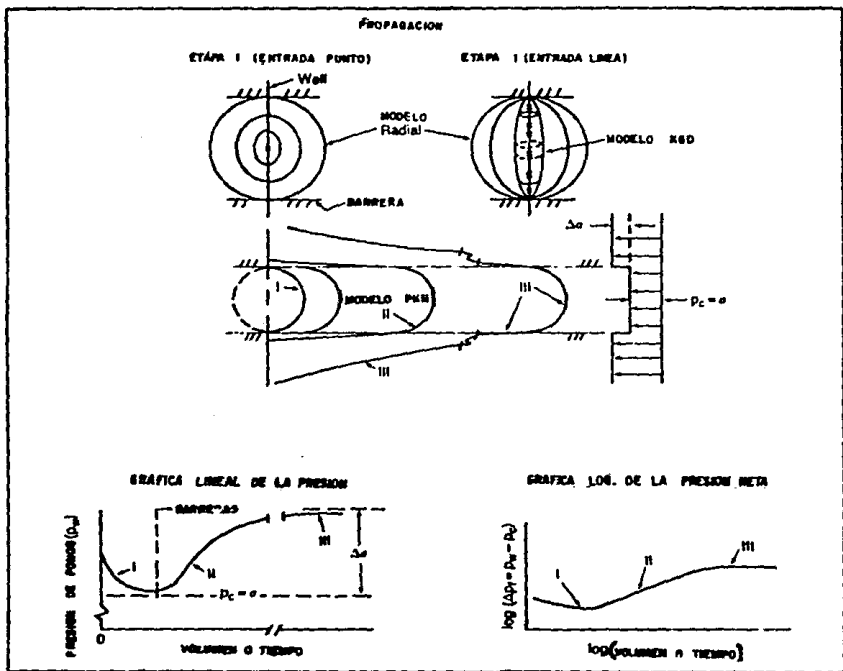


Fig. 3.6.- Características de los cambios de la presión con la propagación.

### III-5.2.3. PRESION CONSTANTE

Una interpretación para un periodo de presión constante es el que ocurre en las fracturas naturales o fisuras -- que son creadas por la fractura primaria, normalmente se -- tiene mayor permeabilidad que la formación y el fluido puede penetrar profundamente con una presión cercana a la de -- la fractura primaria, estas fisuras se abren cuando se tiene mayor presión del fluido y esta excede el esfuerzo de la formación.

Del fluido inyectado una cantidad importante se pierde en las fisuras las cuales se mantienen abiertas con la misma presión. La presión neta para abrir las fisuras es  $\Delta \sigma / (1 - 2\nu)$ , donde  $\Delta \sigma$  es la diferencia entre el esfuerzo principal en el plano horizontal y  $\nu$  es la relación de Poisson de la roca.

En esta etapa de presión constante (etapa III de la -- Fig. 3.6) resulta en una fractura vertical cuando:

- . La presión excede la sobrecarga, y el desarrollo de una fractura en forma de T.
- . La presión se aproxima al valor del esfuerzo de la barrera, y
- . la presión excede el esfuerzo actuando en fracturas naturales.

Todos estos mecanismos dependen de la etapa de los esfuerzos de la roca. Por lo tanto, la presión esta limitada por la barrera inferior y superior, por  $P_c$  y el estado natural de los esfuerzos en la formación.

#### III-5.2.4. SIGNIFICATIVO INCREMENTO DE PRESION

Un incremento en la presión neta, el cual se aproxima a una pendiente log-log unitaria, que resulta de una fractura que tiene restricción en el desarrollo a lo largo de los ejes de este plano, generalmente ocurre por puenteo del sustentante y al final de la filtración. En este caso se presenta una expansión de la amplitud y restricción de la extensión.

La presión neta uniforme,  $\bar{\Delta P}_f$ , la cual define el promedio de la amplitud,  $\bar{w}$ , es relacionado a el coeficiente de la fractura,  $c_f$  y la presión neta del pozo por.

$$\bar{\Delta P}_f = \beta \Delta P_f \quad (3-47)$$

y

$$\bar{\Delta P}_f = \bar{w}/c_f \quad (3-48)$$

Donde  $\beta$  refleja el gradiente de presión debido al flujo de fluido,  $\bar{w} = V_f/A_f$ , donde  $V_f$  y  $A_f$  son el volumen y área de la fractura. En suma,  $V_f = \gamma V_i$  y  $V_f = q_i t$ , donde  $\gamma$ ,  $V_i$

y  $q_i$ , son la eficiencia del fluido, el volumen total de fluido y el gasto de inyección.

$$\bar{\Delta P}_f = \frac{\bar{w}}{c_f} = \frac{\gamma V_i}{A_f c_f} \quad (3-49)$$

y

$$\bar{\Delta P}_f = \frac{\gamma q_i}{A_f c_f} \quad t = mt \quad (3-50)$$

Donde .

$$m = \frac{\gamma q_i}{A_f c_f} \quad (3-51)$$

De la ecuación 3-20 para el coeficiente,  $c_f$ , y las relaciones por área, ec. 3-51 llegan a ser.

$$\text{PKN:} \quad m = \frac{2E' \gamma q_i}{\pi h_f^2 x_f} \quad (3-52)$$

$$\text{KGD:} \quad m = \frac{2E' \gamma q_i}{\pi h_f^2 x_f} \quad (3-53)$$

Para los modelos más comunes.

La Fig. 3.7 muestra una gráfica log-log de la relación de las ecuaciones 3-47 y 3-50. La parte superior de la figura muestra la relación entre la presión neta en el pozo  $\Delta P_f$  y la presión uniforme  $\bar{\Delta P}_f$ , las cuales definen la amplitud - promedio. De las ecuaciones 3-52 y 3-53 indican que  $m$  decrece para una extensión continua de la fractura. Para una extensión restringida o  $A_f$  constante, a un tiempo  $t_D$  el valor

de  $\pi$  llega a ser constante y se denota como  $m_0$  y se observa en la Fig. 3.7. La ecuación 3-6, indica que  $\Delta P_f$  llega a ser linealmente dependiente en el tiempo de inyección y tiene pendiente unitaria como se muestra en la parte inferior de la Fig. 3.7. Como la amplitud de la fractura se incrementa el gradiente de presión del fluido decae y el valor de  $\Delta P_f$  se aproxima a  $\bar{\Delta P}_f$  así como  $\beta$  se aproxima a la unidad. Este mismo periodo de tiempo después del desarrollo de la restricción a  $t_0$ ,  $\Delta P_t$  se empieza a incrementar a un gasto y se aproxima a una pendiente unitaria. El tiempo el cual la presión del pozo responde a la restricción en el orden de  $t_0/\beta$  como se muestra en la Fig. 3.7. El valor de  $\beta$  es mostrado en la Fig. 3.2,  $t_0/\beta$  es del orden de 1.5, o 50% más grande que el tiempo de inyección antes de la restricción ocurrida. Entonces una pendiente unitaria indica una fractura con una restricción en sus límites, la cual ocurre en un tiempo insignificante antes de ser indicado por la presión.

La distancia de la fractura restringida puede ser estimada de la relación del incremento de presión,  $d\Delta P_f/dt = m$  y  $q_i$ ,  $E$ ,  $h_f$  con las ecuaciones 3-52 y 3-53 con  $\eta = 1$ , este valor da un límite superior en  $x_f$  o  $R$ . Este mismo análisis puede ser extendido a restricciones cercanas al pozo, y en este caso  $m$  es más grande que  $t_0$  y produciría grandes valores del gasto, de incremento de presión y de una pendiente log-log más grande que la unidad, esta pendiente se aproxima a una extensión de fractura restringida en los extremos de la fractura y los requerimientos para un gran colchón; -



considerando la pendiente  $> 1$  indica una restricción de la fractura y es debido a una excesiva lechada, provocando a--  
apertura de las fracturas naturales.

Para este caso el incremento del colchón no evita el -  
arenamiento.

La excesiva pérdida de fluido ocurre por el puenteo --  
del sustentante en la extensión, el uso de partículas en el  
colchón causa una restricción en los extremos de la fractura,  
y en la penetración de formaciones de alto esfuerzo debido a los gradientes de presión o debido al cambio de lito-  
logía.

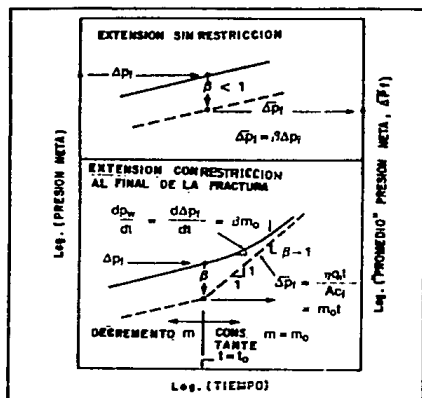


Fig. 3.7.- Presión neta contra tiempo: relaciones log-log.

### III-5.2.5. EJEMPLO PARA FRACTURAS VERTICALES CON BARRERA

La Fig. 3.8 (Nolte<sup>8</sup>, 1982) muestra datos de campo en -- coordenadas log-log y una interpretación de datos en la tabla 3.3 basada en las pendientes. Los datos de campo son para tratamientos masivos en yacimientos compactos de gas. Para los datos supuestos la parte indica por II (pendiente cero) resulta de la apertura natural de las fisuras, las cuales actúan como zonas ladronas. La capacidad de formación es de  $1700 \text{ lb/pg}^2$ ; en este caso se define como el esfuerzo actuando en la fisura y depende en la diferencia del esfuerzo principal horizontal. La apertura de las fisuras y la -- filtración acelerada del fluido fracturante resulta del --- puenteo del sustentante y extensión restringida indicada -- por la pendiente unitaria de los datos marcados en IIIa. Se ilustran cinco tipos de interpretación de pendientes: I indica extensión con altura restringida; II define la capacidad de presión de formación resultante de la penetración -- del esfuerzo de una barrera; y IV indica un desarrollo vertical sin restricción a través de bajos esfuerzos de formación hasta que el sustentante es introducido.

Solo un periodo antes de un desarrollo vertical, el desarrollo horizontal es retrasado. Como un resultado de alta concentración de polimeros el fluido forma una fila en el -- extremo de la fractura la cual restringe además el desarrollo horizontal, de lo anterior con una continua inyección -- manifiesta un incremento en la amplitud indicada por IIIa.

pendiente unitaria. Subsecuentemente la pendiente se incrementa de 1:2 indicado por III-b. Esta pendiente indica que la mitad del área de la fractura es restringida al flujo -- (ecuación 3-52) con el resultado de que un flanco de la --- fractura es bloqueado al flujo.

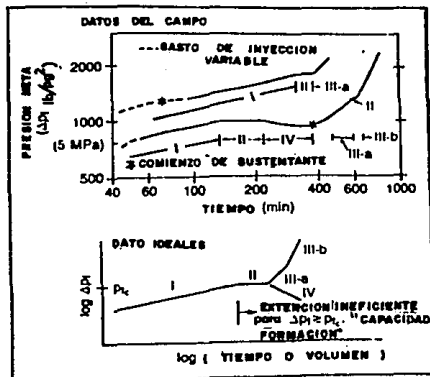


Fig. 3.8.- Interpretación de la pendiente para un campo y datos idealizados, ( Nolte, 1982 ).

Pendientes de presión de fracturamiento y otras interpretaciones		
Tipo	Valor Aproximado de la pendiente log-log.	Interpretación
I	1/8 a 1/4	Altura restringida y extensión sin restricción.
II	0	a) Desarrollo de altura. b) Abriendo fisuras.
IIIa	1	Extensión restringida, en las dos alas
IIIb	2	Extensión restringida, en una ala.
IV	negativa	Desarrollo de la altura sin restricción.

Tabla 3.3.- Pendientes de presión de fracturamiento

### III-5.3. SIMULACION DE LA PRESION MIENTRAS SE BOMBEA

La herramienta más importante para modelar eficientemente los diseños de fracturamiento, es una extensión del modelo usado para predecir la presión necesaria medida en tratamientos anteriores a la zona a tratar.

Esto es particularmente importante para zonas en las cuales la "capacidad de la presión de formación" es alcanzada durante un diseño normal. Para este caso el simulador usado puede ser calibrado para prever caminos racionales en los parámetros de diseño (es decir gasto de inyección, viscosidad del fluido, coeficiente de pérdida debido a los cambios de los aditivos) y así tener nuevos diseños. El objetivo de esos diseños es el de proveer la penetración deseada

sin exceder la capacidad de presión o alternativamente para proveer las limitaciones en diseños no convencionales (Nolte<sup>8</sup> 1982).

En la Fig. 3.9 de Veatch y Crowell<sup>9</sup> (1982) muestran un ejemplo ideal usado el análisis de presión durante y después del fracturamiento y un simulador.

Los datos durante la inyección muestran la pendiente log-log en el modelo PKN. El simulador calibra de igual forma las variables sencitivas para este modelo  $E/h_f$  ecuación 3-36. El análisis de la declinación usando la curva en un procedimiento semejante para determinar  $P_m$ , siendo este un factor también dependiente de la relación  $E/h_f$ . Usando otras fuentes de datos, completamente calibrados se establece el diseño de parámetros que son determinados para el diseño de la penetración.

La Fig. 3.10 de Elbel y otros<sup>10</sup> (1984) muestra el simulador con alto desarrollo de la presión (parte b). La simulación predice el desarrollo de la altura de 67 a 168 pie.

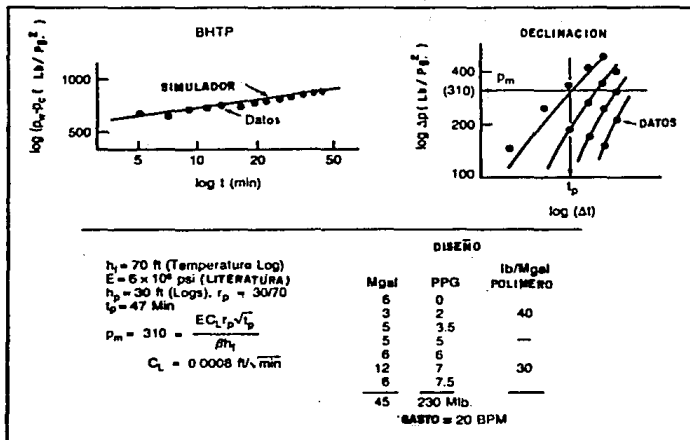


Fig. 3.9 .- Uso de la presión en un período de inyección, declinación y simulador para obtención del diseño.

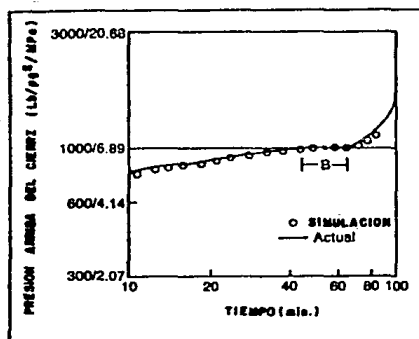


Fig. 3.10.- Simulación y monitoreo de la presión. ( Elbel y otros, 1984 ).

Un ejemplo final se muestra en la Fig. 3.11. Es un tratamiento con los mismos datos de la Fig. 3.8. El mismo valor de capacidad de presión de 1700 lb/pg<sup>2</sup>, debido a la apertura de las fracturas naturales es exhibido por la pendiente cero para 100 minutos antes del cierre. Este ejemplo ilustra la importancia de la determinación de la capacidad de presión temprana en el campo. Porque esta capacidad esta gobernada por el estado de esfuerzos de la roca, la capacidad es similar en todo el campo, si esta no se altera por cambios litológicos o tectónicos.

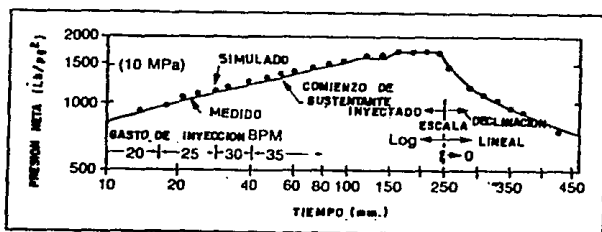


Fig. 3.11.- Comparación de la presión medida y simulada ( Nolte, 1982 ).

Una vez que la capacidad es declinada y la presión calibrada por el simulador, se puede realizar cambios para hacerlo más eficiente y más efectivo para el resto del desarrollo de los pozos. Para esta zona en particular el tratamiento diseñado esta por debajo de 1700 lb/pg<sup>2</sup>.

El diseño usado fluidos de baja viscosidad, 40% de per

dida de volumen de fluido, y 50% de sustentante más que el mostrado en las figuras 3.8 y 3.11. Con este nuevo tratamiento para el total de los pozos se tiene un ahorro del - 30% con respecto al inicial. La importancia de este tratamiento es que se obtuvo de procedimiento de ensayo y error por los cambios de diseño (ninguno de estos considerado el óptimo).

### III-6. PRUEBA DE FLUJO EN DIRECTO E INVERSO

Con los datos reconilados de un tratamiento de calibración frecuentemente es difícil identificar la presión de cierre inñicada por la construcción Fig. 3.1. Esto resulta en una mala interpretación de la línea recta y su pendiente y por lo tanto se tienen errores en los cálculos. Una prueba sencilla conocida como prueba de flujo en directo-inverso es diseñada (Nolte<sup>2</sup> 1979), para permitir la estimación de la presión de cierre y así identificar el punto correcto de la línea recta. En la Fig. 3.1 la prueba involucra la inyección del fluido, normalmente agua tratada a varios gastos - (es decir de 5 a 10 lb/min.) y volúmenes (de 30 a 50 bl) su ficientes para crear una fractura.

El elemento esencial de la prueba involucra un periodo de gasto constante entre  $1/3$  y  $1/4$  de gasto de inyección.

Considerando que la fractura ha sido iniciada, enton--



ces la presión responde durante la inyección en inverso teniendo dos diferentes perfiles distintos:

- . Mientras que la fractura se esta cerrando.
- . Después del cierre de la fractura.

El perfil de presión presenta dos distintas regiones - separadas por una variación de espacio en la pendiente de - la curva como se muestra en la parte inferior izquierda de la Fig. 3.12. La correspondiente presión de fondo fluyendo a el punto de inflexión en la presión de cierre de aquí esta separación en las dos distintas regiones en la prueba de inyección.

Esta presión puede entonces ser usada en la siguiente prueba de calibración (minifrac) en orden para identificar el final del período correcto de la línea recta denotado en 3.1.

En la parte superior de la Fig. 3.12 se muestra una etapa de la prueba de gasto, que es recomendada antes de la prueba de inyección en directo-inverso cercana a la zona -- que ha sido fracturada (presión de extensión), y determinar el requerimiento del gasto de inyección de la prueba directo-inverso (arriba 1.5 veces el gasto de extensión). Tam--- bién la presión de extensión es el límite superior (es decir 50 a 200 lb/pg) sobre la presión de cierre. Esto provee una verificación sobre la presión de cierre determinada de la prueba de bombeo directo-inverso a la declinación de la

presión después del cierre (parte inferior derecha).

Ambas pruebas de declinación pueden ser consideradas como etapas separadas. La interpretación de la declinación del cierre usando la raíz cuadrada del tiempo inestable de la función G en la Fig. 3.1 y la selección de el cierre similar al que se interpreto con la función G.

La experiencia indica que la gráfica de la raíz cuadrada puede proveer una mejor indicación para los fluidos los cuales no han incrementado la pared, mientras que la función G puede proveer una mejor indicación de los fluidos con un comportamiento de incremento en la pared.

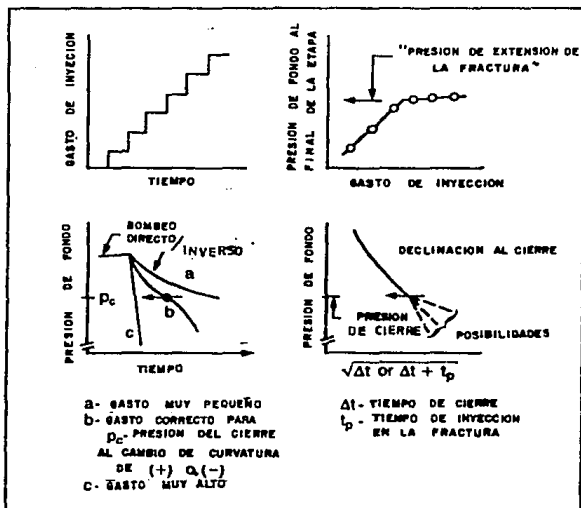


Fig. 3.12.- Prueba de bombeo post-fracturamiento para determinar la presión de cierre ( Nolte, 1982).

## C A P I T U L O III

## REFERENCIAS

1. Simonson, E.R., Abou-Sayed, A.S., and Clifton, R.J.: -- "Containment of Massive Hydraulic Fractures," SPEJ --- (Feb. 1978) 27-32.
2. Nolte, K.G.: "Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline," paper SPE 8341, 1979.
3. Nolte, K.G., and Smith, M.B.: "Interpretation of Fracturing Pressures," JPT (Sept. 1981) 1767-1775.
4. Carter, R.D.: Appendix to Howard, G.C., and Fast, C.R.: "Optimum Field Characteristics for Fracture Extension," presented at Mid-Cont. Dist. Spring Meet., Tulsa, 1957; also "Hydraulic Fracturing," Monograph Series, SPE (Dallas) 2.
5. Nolte, K.G.: "Determination of Proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline," SPEPE (July 1986a) 255-265.
6. Nolte, K.G.: "A General Analysis of Fracturing Pressure Decline With Application to Three Models," SPEPE (Dec. 1986b) 571-583.
7. Martins, J.P., and Harper, T.R.: "Mini-Frac Pressure Decline Analysis for Fracture Evolving Perforated Intervals and Unaffected by Confining Strata," SPE/DOE 138--69, 1985.
8. Nolte, K.G.: "Fracture Design Considerations Based on Pressure Analysis," paper SPE 10911, 1982.
9. Veatch, R.W., J.R., and Crowell, R.P.: "Joint Research-Operations Programs Accelerate Massive Hydraulic Fracturing Technology," JPT (Dec. 1982) 2763-2775.

10. Elbel, J.L., Howard, R.L., Talley, G.R., and McLaughlin, B.H.: "Stimulation Study of Cottage Grove Formation," — JPT (July 1984) 1199-1205.

## C A P I T U L O I V

EVALUACION DE UN POST-TRATAMIENTO Y  
COMPORTAMIENTO DE UN POZO FRACTURADO.

IV-1. INTRODUCCION.

El comportamiento de los pozos, que son penetrados por fracturas naturales o inducidas hidráulicamente, son estudiados extensivamente.

El análisis de la presión transitoria es una herramienta útil en la interpretación de estos pozos, ya que presentan diferentes patrones de flujo. En 1973 Muskat<sup>1</sup> presenta un modelo analítico que describe un pozo fracturado naturalmente en estado estable, considerando la conductividad finita e infinita de fracturas verticales y horizontales.

Dyes y otros<sup>2</sup> (1958), son los primeros en estudiar el comportamiento de flujo de un pozo fracturado bajo condiciones transitorias (estado inestable). En otro trabajo Prats<sup>3</sup> (1961), desarrolló perfiles de presión con una fractura circunvecina al pozo, también analiza el concepto de radio efectivo del pozo y que es una función de la longitud de la fractura y en particular, para una conductividad infinita el radio efectivo es un medio de la longitud media de la fractura en un modelo de flujo completamente desarrollado.

Russel y Truitt<sup>4</sup> (1964), estudiaron el límite del estado inestable de una fractura vertical de conductividad infinita, mostrando que el análisis tradicional es efectivo en

pozos fracturados, si la longitud de la fractura es más pequeña que el radio de drenaje del pozo y también mostro que el desarrollo es en flujo pseudo-radial. Clark<sup>3</sup> 1986, es el primero en aplicar el concepto de flujo líneal.

#### IV-2. MODELOS DE FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA ANTES DE LAS REFERENCIAS SELECCIONADAS.

Durante mucho tiempo se ha estudiado el comportamiento de un pozo fracturado y la comparación de los índices de -- productividad de un pre- y post-tratamiento. En la Fig. 4.1 muestra el incremento esperado del índice de productividad de la fractura contra la conductividad relativa para varias penetraciones de fracturas dadas por la relación  $L/re$ . La longitud media de la fractura es igual a  $L$  (en comparación a las variables tradicionales, como en otras ecuaciones se usa  $x_f$ ). La ordenada señala la relación del índice de productividad antes y después del fracturamiento (la amplitud en la Fig. 4.1 es dada en pulgadas).

El estudio presentado por Prats<sup>4</sup> (1962), del comportamiento de flujo de estado inestable de un pozo fracturado, se muestra en la Fig. 4.2, un esquema de la geometría la -- cual es simétrica con flancos iguales de longitud,  $L$ . Basándose en un modelo analítico presentó perfiles de presión como una función de la longitud media de la fractura y del parámetro  $g$ , el cual está definido por;

$$\underline{a} = \frac{\pi kL}{2k_f w} \quad (4-1)$$

Se reconoce facilmente que  $\underline{a}$  es inversamente proporcional a la conductividad adimensional de la fractura;

$$\underline{a} = \frac{\pi}{2P_{CD}} \quad (4-2)$$

Las figuras 4.3a y 4.3b representan las distribuciones de presión en el yacimiento. La Fig. 4.3a muestra la distribución de presión en  $\underline{a}=0$ , o para una fractura de conductividad infinita; la Fig. 4.3b es el perfil de presión para una baja conductividad en la fractura ( $\underline{a}=10$ ). Un valor del parámetro  $\underline{a}$  tendiendo al infinito implica una fractura ineficaz en su totalidad.

Prats<sup>o</sup> (1962) introduce el concepto de radio efectivo del pozo es cual lo define en forma adimensional.

$$r'_{wD} = \frac{r' w}{x_f} \quad (4-3)$$

Una gráfica asociada (Fig. 4.4), indica el radio efectivo del pozo como una función del parámetro  $\underline{a}$ , y como  $\underline{a} \rightarrow 0$ , un valor limitado del radio efectivo es igual a 0.5.

Entonces para una alta conductividad de la fractura el radio esta dado por:



$$r'_w = \frac{x_f}{2} \quad (4-4)$$

Para una baja conductividad ( $\alpha$  tendiendo a infinito), el radio efectivo del pozo tiende a cero. De la Fig. 4.4 se puede observar, que a medida que el radio tiene un valor alto, el rango del parámetro,  $\alpha$ , con valores más grandes que la unidad puede ser evitado, porque el beneficio decrece rápidamente. Las fracturas serán diseñadas teniendo un valor de conductividad mayor que 1.6 ( $\alpha=1$ ). De esa figura se realiza una observación muy importante. La pendiente log-log es unitaria para valores grandes de  $\alpha$ , como por ejemplo para fracturas de baja conductividad que indican una relación lineal entre  $r'_w$  y  $\alpha$ , aproximada por.

$$r'_{wD} = \frac{k_f w}{4kL} \quad (4-5)$$

$$r'_w = \frac{k_f w}{4k} \quad (4-6)$$

Esto indica que para bajas conductividades ( $\alpha > 10$ ), el incremento en el beneficio de la fractura no depende de la longitud de la misma. Además se obtienen dos conclusiones importantes en la evaluación:

- El tratamiento es ineficiente, cuando la longitud creada es más alta de la capacidad de la fractura; y
- Con los datos de producción no se puede determinar la longitud de la fractura creada con sustentante.

De varios modelos que estudian el índice de productividad antes y después de un tratamiento difieren en su totalidad, ya que cada cual utiliza suposiciones físicas y matemáticas diferentes para estandarizar, por lo que se debe tener cuidado en el uso de estas suposiciones. La Fig. 4.5 se ñala una comparación de los resultados obtenidos por McGuire y Prats con trabajos de pozos conocidos (no referidos -- aquí por motivos de brevedad). Para la conductividad relativa de la fractura, se tiene una variación del índice de productividad importante.

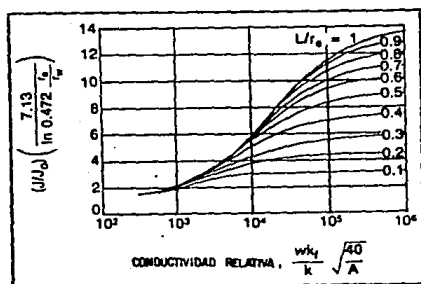


Fig. 4.1.- Solución de Sikora y McGuire<sup>19</sup> ( 1960 ).

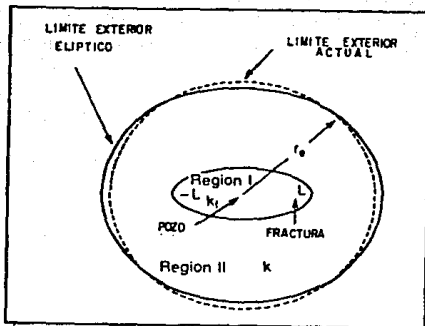


Fig. 4.2.- Geometría de la fractura, Prats<sup>6</sup> ( 1962 ).

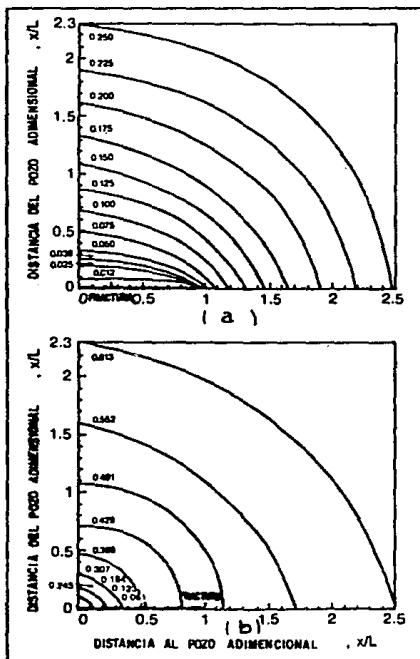


Fig. 4.3.- Distribución de la presión en un yacimiento fracturado; superior  $\bar{a} = 0$ , inferior  $\bar{a} = 10$ .

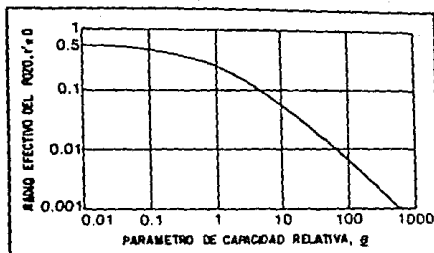


Fig. 4.4.- Parámetro ( $g$ ) de capacidad relativa con el radio efectivo del pozo, ( Prats<sup>3</sup>, 1961 ).

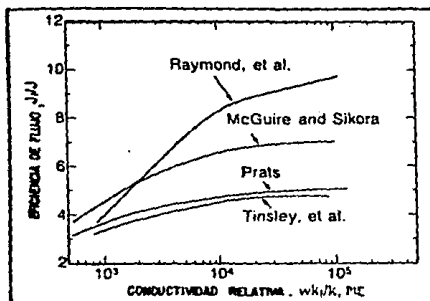


Fig. 4.5.- Comparación de la relación de eficiencia de flujo varios autores.

## IV-3. MODELO DE CINCO Y SAMANIEGO

Una serie de contribuciones de importancia en el entendimiento de los pozos fracturados hidráulicamente son dadas por Cinco y Samaniego<sup>7</sup> (1981). En particular el análisis de presión en las fracturas, utilizando algunos descubrimientos obtenidos; el siguiente perfil de modelos y metodologías es deducido del trabajo de Cinco (entre otras fuentes).

La geometría generalizada de conductividad finita y el modelo de la fractura vertical son indicados en la Fig. 4.6, la cual es de longitud simétrica,  $x_f$  y una amplitud uniforme  $b_f$  (se usará  $w$  para coincidir con otros autores), con permeabilidad  $k_f$  la cual es superpuesta en el yacimiento -- con una permeabilidad  $k$ ; otras suposiciones son, flujo transitorio de fluido ligeramente compresible en un yacimiento finito.

La relación de este trabajo es que la caída de presión es dependiente de la longitud media de la fractura (incluida en el tiempo adimensional) y de la conductividad adimensional de la fractura, en otras palabras.

$$P_D = f(t_{Dxf}, F_{CD}) \quad (4-7)$$

Primero. La respuesta de la presión es dominada por -- los efectos de almacenamiento del pozo. Simultáneamente, existe un flujo lineal en la fractura Fig. 4.7, la cual aparece como 1/2 de la pendiente en una gráfica log-log.

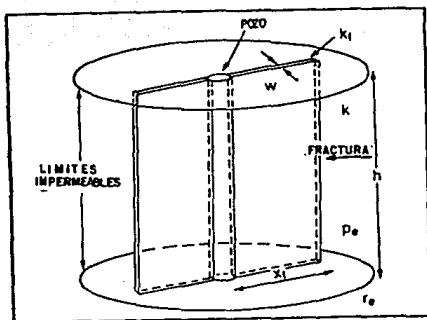


Fig. 4.6.- Geometría ideal de la fractura hidráulica -  
( Cinco y Samaniego, 1981 a ).

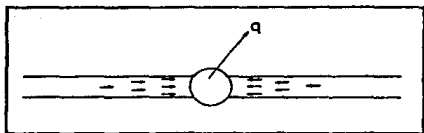


Fig. 4.7.- Flujo en la fractura.

La duración de este periodo es extremadamente corto y es cubierta por los efectos de almacenamiento del pozo. La característica y respuesta unica de una fractura de conductividad finita que se desarrolla en los contornos del yacimiento y que empieza a contribuir al flujo total de producción. Esto se denomina flujo bilineal y es representado en la Fig. 4.8; en una gráfica log-log de la diferencia de presión contra el tiempo, forma un cuarto de la pendiente, como lo indica en la Fig. 4.9.

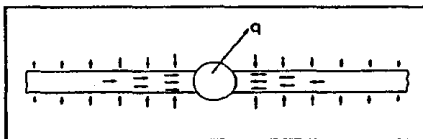


Fig. 4.8.- Flujo bilineal desarrollado en su totalidad.

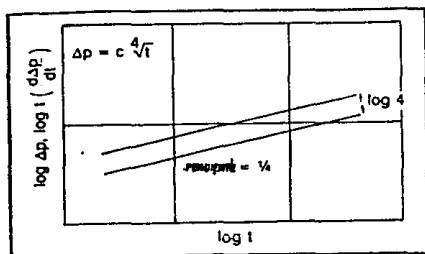


Fig. 4.9.- Presión y respuesta derivada de la presión de régimen de flujo bilineal en coordenadas log.-log.

El flujo bilineal es llamado por una formación lineal dominante en la formación perpendicular al de la fractura - como se indica en la Fig. 4.10, este se representa en una gráfica log-log con una pendiente que se extiende después - de un intervalo de tiempo al final del flujo pseudolineal - como se indica en la Fig. 4.11.

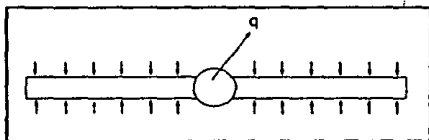


Fig. 4.10.- Flujo lineal en el yacimiento.

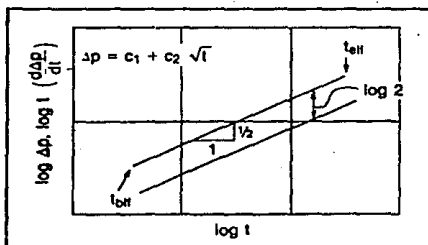


Fig. 4.11.- Presión y respuesta derivada de la presión de régimen de flujo bilineal en coordenadas log-log.



Finalmente como se espera, la fractura es como una extensión del pozo en la formación dando una confirmación de el concepto de radio efectivo del pozo como lo presenta --- Prats<sup>6</sup> (1962), entonces se presenta el flujo pseudo-radial.- Se observa que para grandes valores de  $x_f/r_e$  (Fig. 4.6), -- los efectos en la frontera se pierden rápidamente, actuando en régimen de flujo radial.

Una gráfica completa de todos los periodos de flujo es perados antes de desaparecer los efectos de almacenamiento en el pozo, se ilustra en la Fig. 4.12.

Las variables adimensionales apropiadas para el modelo de flujo bilineal son las siguientes:

$$\text{Presión: } P_D = \frac{kh\Delta p}{141.2qB\mu} \quad \text{para aceite} \quad (4-8)$$

$$P_D = \frac{kh\Delta m(p)}{1,424qT} \quad \text{para gas} \quad (4-9)$$

$$\text{Tiempo: } t_{Dxf} = \frac{0.000264kt(\text{hr})}{\phi \mu c_t x_f^2} \quad (4-10)$$

Conductividad adimensional de la fractura:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{kx_f} \quad (4-11)$$

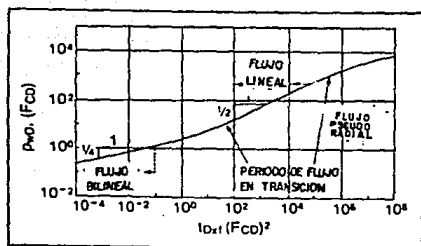


Fig. 4.12.- Respuesta de la presión del flujo completa - mente desarrollado.

De la misma forma con una curva tipo y metodología similar se obtiene la solución de problemas asociados con un pozo fracturado hidráulicamente que presenta este tipo de - flujo.

Durante el flujo bilineal en ciertas gráficas la presión diferencial (en el caso del aceite) o la diferencia de pseudo-presión de gas real (en caso de gas) contra la raíz cuarta del tiempo nos indica una línea recta que pasa por el origen Fig. 4.13. Una desviación ocurre después de un periodo de tiempo dependiendo de la conductividad de la fractura, la pendiente de esta recta,  $m_{bf}$ , se utiliza para calcular el producto de la permeabilidad con la amplitud de la fractura.

$$k_f w = \left( \frac{44.1qB}{hm_{bf}} \right)^2 \left( \frac{1}{\phi \cdot c_t k} \right)^{0.5} \quad \text{para aceite} \quad (4-12)$$

$$k_f w = \left( \frac{444.8qT}{hm_{bf}} \right)^2 \left( \frac{1}{\phi \cdot c_t k} \right)^{0.5} \quad \text{para gas} \quad (4-13)$$

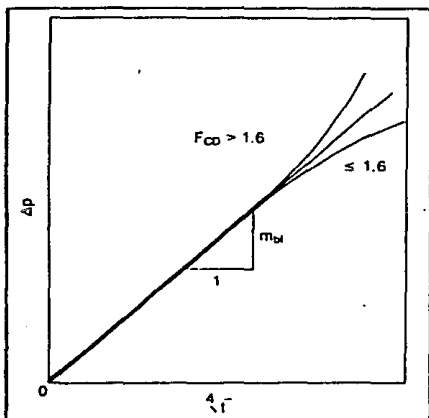


Fig. 4.13.- Gráfica de flujo bilineal en coordenadas cartesianas.

La presencia de los efectos de almacenamiento en el pozo deforman la respuesta del flujo bilineal, para tiempos -- cortos, se debe de tener cuidado en el trazo correcto de la línea recta, un lapso de tiempo después puede favorecer -- después de que los efectos de almacenamiento del pozo alte-

ren los datos en ese corto tiempo Fig. 4.14.

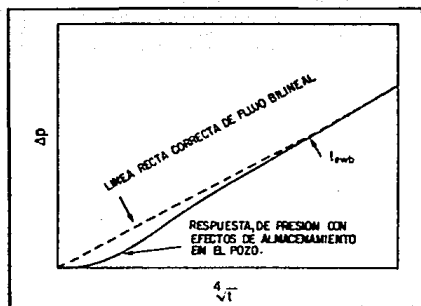


Fig. 4.14.- Gráfica de flujo bilineal con efectos de almacenamiento en el pozo.

La formación del régimen de flujo lineal solo se utiliza para calcular la longitud media de la fractura. Además una gráfica cartesiana especializada de la diferencia de presión contra la raíz cuadrada del tiempo da como resultado una línea recta.

Esto representa en la Fig. 4.15, y la pendiente obtenida se puede usar en la siguiente ecuación para calcular la longitud media de la fractura.

$$x_f = \frac{4.064 qB}{hm_{lf}} \sqrt{\frac{\mu}{k\rho c_t}} \quad (4-14)$$

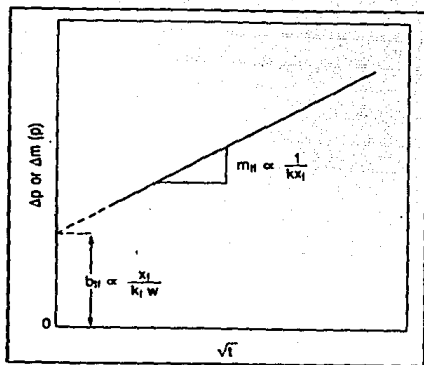


Fig. 4.15.- Gráfica de flujo Pseudoradial, coordenadas cartesianas.

Para  $F_{CD}$  menores a 10, el régimen de flujo lineal no se presenta y esta ecuación no puede ser usada. En general como se espera, las fracturas hidráulicas con alta conductividad se manifiestan en el comportamiento corto que las fracturas de conductividad infinita.

En otras palabras el régimen de flujo bilineal desaparece, Fig. 4.16 es una gráfica en coordenadas cartesianas - que incluye la raíz cuadrada del tiempo. La figura indica - que para todo fin práctico, con fracturas de conductividad adimensional mayor de 50 se tratará como conductividad infinita.

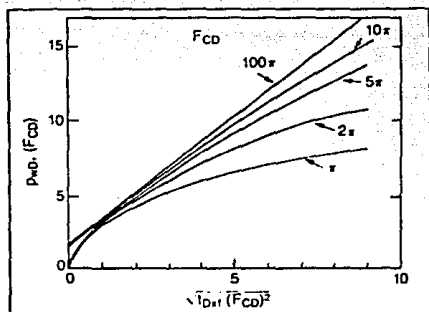


Fig. 4.16.- Efecto de la conductividad de la fractura en el comportamiento del flujo lineal y bilineal ( Cinco, 1982 ).

Para terminar, en la Fig. 4.17 se presenta el efecto de daño equivalente para flujo pseudo-radial de la fractura -- contra la conductividad, para valores mayores que 10, la suma del efecto del daño y la relación del logaritmo de la amplitud media de la fractura a el radio del pozo permanece constante (0.7).

En este caso.

$$s + \ln(x_f/r_w) = 0.7$$

(4-15)

El cual puede ser reorganizado,

$$\ln(x_f/r_w e^{s'}) = \ln e^{0.7} = \ln 2. \quad (4-16)$$

Recordando que  $r'_w = r_w e^{s'}$ , entonces  $r'_w = x_f/2$  la cual es exactamente la ecuación 4-4 derivada del trabajo de Prats<sup>3</sup> (1961).

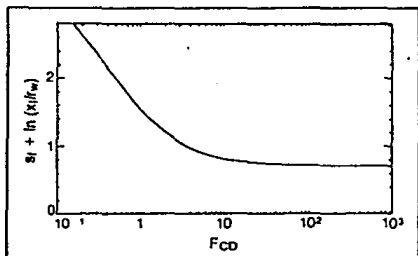


Fig. 4.17.- Efecto del daño en la fractura con la variación de la conductividad de la fractura.

#### IV-4. COMENTARIOS DE FRACTURAS CON DAÑO Y ESTRANGULAMIENTO

Comunmente aparecen dos tipos de desviaciones que penetran completamente en una fractura ideal y estas son presentadas gráficamente, estos incluyen (1) fracturas dañadas — (Fig. 4.18), donde el daño se extiende en dirección normal al yacimiento, rodeando la fractura y (2) fracturas estranguladas (Fig. 4.19), donde la permeabilidad de la fractura

justamente en la cara de la fractura es reducida.

En el segundo caso la prolongación de la línea de la raíz cuadrada del tiempo en la gráfica (Fig. 4.14) no pasaría a través del origen. En cambio interpretaría la presión en un valor finito de  $\Delta p$ .

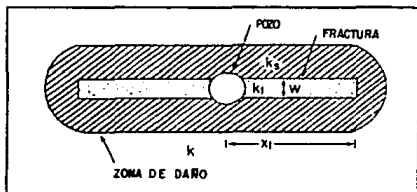


Fig. 4.18.- Frente de la fractura dañada.

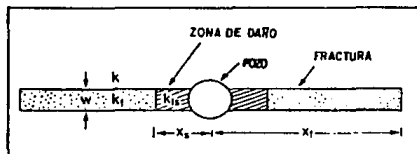


Fig. 4.19.- Fractura reducida.

El comportamiento de la fractura dañada o estrangulada descrita por Cinco y Samaniego<sup>8</sup> (1981b), las figuras 4.20 y 4.21 describen el "efecto de daño en la fractura" en la respuesta de la presión y en el radio equivalente del pozo respectivamente, con grandes valores de daño se reduce el -



radio efectivo del pozo significativamente.

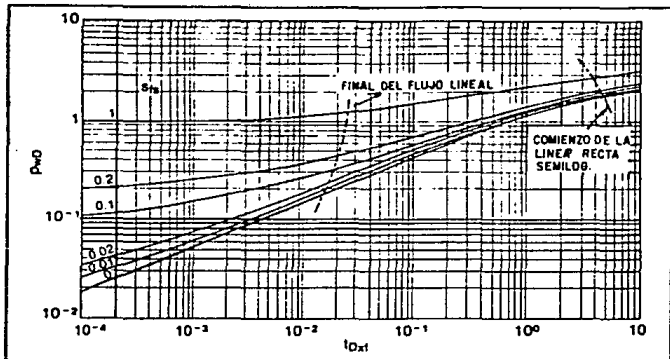


Fig. 4.20.- Respuesta de presión de la fractura dañada (Cinco y Samaniego<sup>8</sup>, 1981 b).

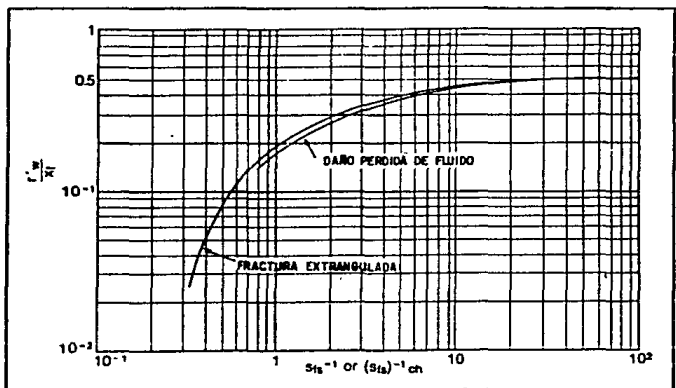


Fig. 4.21.- Efecto del radio equivalente del pozo en una fractura dañada.

Raghavan y otros<sup>9</sup> (1978) estudiaron los efectos de la terminación parcial en el comportamiento de la fractura, y entonces estos efectos son asociados al daño provocado. Sin embargo en la actualidad esta configuración es extremadamente rara y puede aparecer solo en formaciones muy compactas con fracturas cortas.

Wong y otros<sup>10</sup> (1984) presentan una aplicación de la derivada de la presión en la prueba de presión transitoria de pozos fracturados. En otro trabajo presentaron la caída de presión adimensional en pozos con pérdida de fluido en la fractura dañada; la Fig. 4.22 indica otra solución. Las variables son definidas a continuación.

$$F_1 (P_{wD}) = \frac{P_{wD} (P_{CD})^{2/3}}{(C'_{Df})^{1/3}} \quad (4-17)$$

$$F_2 (t_{Dxf}) = \frac{t_{Dxf} (P_{CD})^{2/3}}{(C'_{Df})^{1/3}} \quad (4-18)$$

$$F_3 (s_{fs}) = \frac{S_{fs}}{(C'_{Df})^{2/3} (P_{CD})^{1/3}} \quad (4-19)$$

El efecto del daño en la cara de la fractura,  $S_{fs}$ , no juega un papel significante. Samaniego y Cinco<sup>8</sup> (1981b) tienen provista una ecuación para esto.

$$S_{fs} = \frac{\pi b_s}{2x_f} \left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right] \quad (4-20)$$

Donde  $b_s$  es la extensión del daño en el yacimiento, -- normal a la fractura y  $k_s$  es la permeabilidad disminuida en la zona dañada.

Un mismo efecto de daño ( $S_{fs} = 1$ , ver Fig. 4.20) y un 95% de disminución de permeabilidad ( $k/k_s = 20$ ) dan como resultado un valor para la relación  $b_s/x_f$  igual a 0.03.

Obteniendo un valor de 3 pie de daño para una fractura de 100 pie o de 30 pie de daño para una fractura de 1000 pie; lo que es físicamente imposible.

La máxima penetración es del orden de 3 pg. e igual -- con un 95% de disminución de la permeabilidad, una fractura de 100 pie tendría un efecto de daño en el frente de  $7.5 \times 10^{-3}$ ,  $S_{fs}$  es igual a 133. De la Fig. 4.21 el efecto de daño más pequeño no es significativo en el radio efectivo del pozo ( $r'_w = x_f/2$ ).

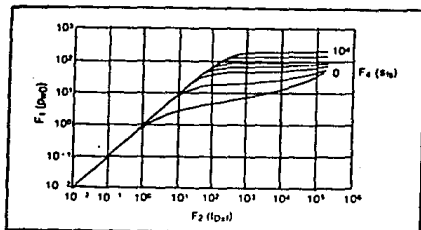


Fig. 4.22.- Repuesta de presión, de una fractura dañada por pérdida de fluido, (Wong y otros,<sup>10</sup> 1984).

#### IV-5. ANALISIS DE UNA POST-FRACTURA PARA UN POZO

Siguiendo un tratamiento de fracturamiento hidráulico con éxito, la configuración descrita anteriormente (ideal) puede ser obtenida como se observa en la Fig. 4.6.

La fractura, genera una vía suficiente para que la presión hidráulica venza el esfuerzo in situ, y así pueda ser sustentada (generalmente arena), esta fractura se asume simétrica en sus flancos de longitud  $x_f$ , y altura constante.- El comportamiento de flujo de una fractura de conductividad finita descrita primero por Cinco y otros<sup>11</sup> (1978) y Cinco y Samaniego<sup>7</sup> (1981a).

La Fig. 4.23 de Agarwal y otros<sup>12</sup> (1979), una curva tipo que describe la solución de un problema de flujo en la frac

tura de conductividad finita. Donde la ordenada es  $P_D$ , la cual se define en la misma forma que el modelo radial, la abscisa contiene el tiempo adimensional de la fractura, y el cual se define en la ecuación 4-10, donde el denominador -- contiene la longitud media de la fractura.

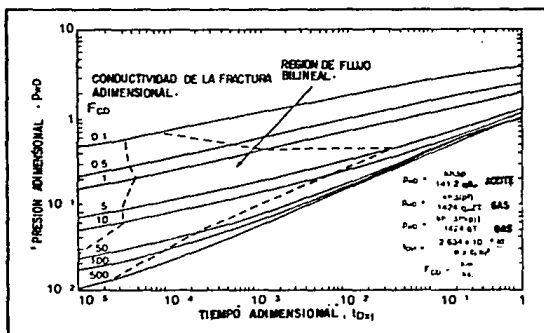


Fig. 4.23.- Curva tipo de conductividad finita de Agarwal y otros<sup>12</sup> 1979.

La curva tipo es propuesta para un rango de  $F_{CD}$ , la conductividad de la fractura adimensional, la cual es definida en la ecuación 4-11.

Después de un post-tratamiento se realiza una prueba al pozo y a la formación que contiene una exitosa fractura de conductividad finita, el régimen de flujo identificado en lo sucesivo puede incluir lo siguiente.

- . El flujo del pozo es dominado por el almacenamiento.
- . El flujo líneal en la fractura, caracterizado por un medio de la pendiente en la gráfica log-log. Esto es extremadamente en un corto lapso de tiempo y generalmente no se ve, por lo efectos de almacenamiento en el pozo.
- . Flujo bilineal (caracterizado por un cuarto de la pendiente en la gráfica log-log). Esto es un rasgo prominente de una prueba en el pozo, si una fractura con éxito es generada.
- . Flujo líneal en la formación.
- . Seguido de un tipo "pseudo-radial". Estos regímenes de flujo son extensivamente descritos por Wagner y otros<sup>15</sup> (1984).

Igual en la ausencia de los efectos de almacenamiento el régimen en el cuarto de pendiente es limitado. Fracturas con  $F_{CD}$  pequeños dan una permeabilidad pequeña contrastando con los alrededores del yacimiento y por lo tanto la presencia temprana del flujo pseudo-radial. Similarmente, para un valor grande de  $F_{CD}$ , el cual puede ser el resultado de una fractura corta rápidamente pasa de flujo bilineal a flujo pseudo-lineal, esto se observa en la Fig. 4.23.

Entonces el análisis de fracturas de conductividad finita se facilita utilizando curvas tipo.

Aunque la permeabilidad del yacimiento se obtenga vía una prueba de un pre-tratamiento, de hecho se realiza un intento en una curva tipo, (todas las variables multiplicando

la diferencia de presión constante medida y conocida). Entonces, la flexibilidad permitida es un movimiento grande - en eje del tiempo.

El análisis consiste en identificar el régimen en el - cuarto de pendiente en los datos de una prueba de pozo dentro del cuarto de pendiente en la región de la curva tipo - por el movimiento de izquierda a derecha y de deracha a izquierda con una presión constante grande en la misma línea a un tiempo igual a la longitud media de la fractura se puede estimar y de un  $F_{CD}$  igual, el valor del producto  $k_f w$  se puede obtener.

#### IV-5.1. EJEMPLO DE INTERPRETACION PARA UN POZO CON UNA FRACTURA

Una prueba completa realizada en un pozo (B) se ilustra en la Fig. 4.24, en un periodo de flujo pasadas 67 horas e incrementandose hasta 122 horas. Para diagnosticar la prueba de incremento se utiliza una gráfica como la que se indica en la Fig. 4.25, de la función de pseudo-presión de gas real contra el tiempo de cierre, un cuarto de la pendiente de la línea recta representa aproximadamente 0.75 horas, y se continua en dirección a los datos obtenidos.

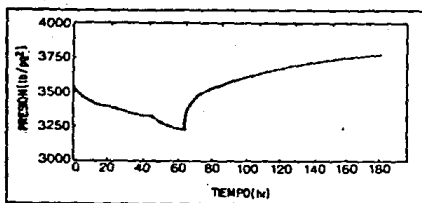


Fig. 4.24.- Prueba de presión para el pozo del ejemplo B

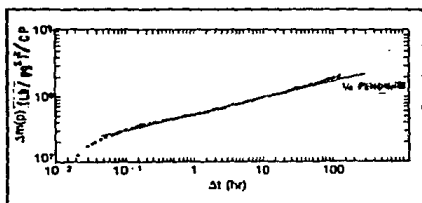


Fig. 4.25.- Diagnóstico de el Pozo B.

De el dato obtenido de la Fig. 4.25 de una prueba de - incremento de presión, dada por Agarwal (1980) como una primera aproximación nos ayuda a obtener el efecto del tiempo de producción. Una función equivalente del tiempo de producción en el caso de un yacimiento fracturado es.

$$\Delta t_{\text{exf}} = \frac{t_{\text{pxf}} \times \Delta t_{\text{xf}}}{t_{\text{pxf}} + \Delta t_{\text{xf}}} \quad (4-21)$$



Agarwal<sup>14</sup> describe en su artículo (1980) que el tiempo - desarrollado para un sistema radial puede ser aplicable para un pozo fracturado, el cual se asocia a un régimen de -- flujo líneal.

Economides<sup>15</sup> (1985) muestra que las curvas tipo de incremento/decremento en sistemas de flujo líneal, pueden ser -- normalizados de la misma forma que el sistema radial.

La Fig. 4.26 es una gráfica de la función de pseudo- - presión de gas real contra el tiempo equivalente, se observa que el valor del cuarto de la pendiente indica la presencia de una fractura de conductividad finita causando el patrón de flujo bilineal

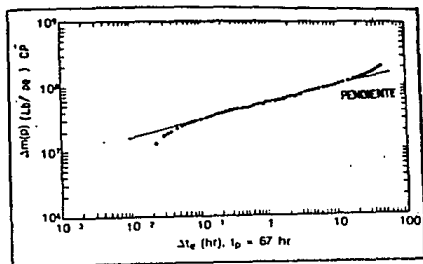


Fig. 4.26.- Gráfica del tiempo equivalente para el Pozo B.

Para una prueba se tiene,  $q = 3,352 \text{ M pie}^3/\text{d}$  ( $95 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ ),  $k = 0.137 \text{ md}$ , (obtenido de una prueba de pre-tratamiento),  $h = 46 \text{ pie}$ ,  $T = 210^\circ\text{F}$  ( $672^\circ\text{R}$ ) y  $m(p) = 10$  toneladas.

$$F_D = \frac{(0.137)(46)(10)}{(1,424)(3,352)(672)} = 0.2$$

Una curva tipo similar (ver Fig. 4.27) es obtenida por alineamiento de la gráfica dimensionada de  $m(p)$  contra tiempo equivalente con la curva tipo de Agarwal y otros<sup>12</sup> (1979), desplazandola sobre el eje del tiempo (guardando la relación entre la caída de presión adimensional y la presión dimensionada obtenida anteriormente).

El resultado de la curva tipo similar es.

$$t_{Dxf} = 3.2 \times 10^{-4} \quad \Delta t = 1 \text{ hr}$$

y

$$F_{CD} = 10$$

Utilizando la definición de tiempo adimensional como -- la dada por la ecuación 4-10, se obtiene una longitud-media de la fractura ( $x_f$ ) igual a 550 pie. Entonces  $F_{CD} = 10$  y -- con la ecuación 4-11, el análisis resulta en el producto --  $k_{f,w}$  aproximadamente igual a 750 md-pie.

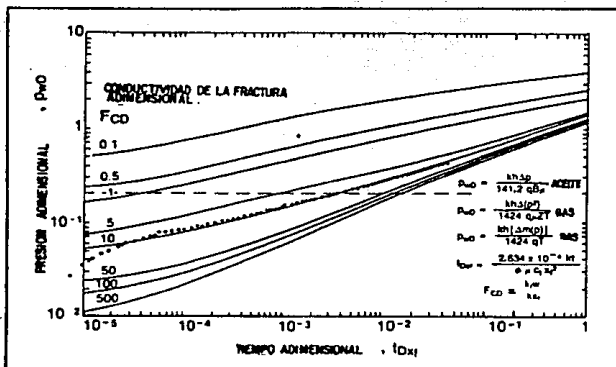


Fig. 4.27.- Curva tipo similar para el pozo B usando la solución de Agarwal y otros<sup>18</sup> ( 1979 ).

#### IV-6. INTERPRETACION DE POZOS CON FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA Y EFECTOS DE ALMACENAMIENTO

El efecto de el coeficiente de almacenamiento en la -- fractura, el cual es definido por.

$$C_{Df} = 5.615 C / 2\pi \phi c_t h x_f^2 \quad (4-22)$$

El efecto de almacenamiento de transición en un patrón de flujo lineal o bilineal puede dar resultados de interpretación equivocados. Un patrón de la respuesta de presión -- puede parecer similar a un número de conductividades y fac-

tores de almacenamiento en la fractura. En datos reales en forma particular se pueden analizar con el uso de las curvas tipo (considerando una combinación de conductividades y coeficientes de almacenamiento) dando lugar a una interpretación errónea en los datos reales llevados a las curvas tipo. Economides<sup>18</sup> (1987) presenta la colocación de las curvas tipo para fracturas de conductividad finita, incluyendo el efecto de almacenamiento en la fractura. Se presentan tres curvas tipo para un ( $F_{CD} = 1$ ) bajo, ( $F_{CD} = 10$ ) intermedio, ( $F_{CD} = 100$ ) alto, al final de este capítulo.

Las variables empleadas para la graficación son indicadas en las ecuaciones 4-8 y 4-9 (para presión), 4-10 (para tiempo), 4-11 (para la conductividad de la fractura) y 4-22 (para el coeficiente de almacenamiento). Como lo muestra -- Gringarten y otros<sup>21</sup> (1979) la graficación de la presión contra el abatimiento de  $t_D/C_D$  repitiendo familias de curvas -- (para cada  $C_D$ ) las cuales muestran una porción del efecto -- de almacenamiento en el pozo.

La derivada de la presión de la forma  $dp_D/d(\ln t_{Dxf})$  -- es usado; esto es conveniente porque.

$$\frac{dp_D}{d} (\ln t_{Dxf}) = t_D p'_D \approx m t_{Dxf}^m \quad (4-23)$$

La ecuación 4-23 implica que la gráfica es derivada --

del paralelo de la gráfica de presión, desplazandola en forma vertical por el log de m. En la fractura el flujo denominado almacenamiento, de las curvas superimpuestas de aquí - que el log (m) es igual a cero, porque m es igual a la unidad. Para yacimientos con acción infinita la derivada es igual a 0.5 (es un valor limitante) como el mostrado por --- Bourdet y otros<sup>18</sup> (1983, 1984) en pozo con una fractura de -- conductividad finita.

En un estudio de Economides<sup>16</sup> (1987), se muestra que para un valor pequeño del coeficiente de almacenamiento en la fractura ( $C_{DF} = 10^{-6}$ ), el patrón de flujo descrito por Cinco y Samaniego<sup>7</sup> (1981) se presenta; para grandes valores del -- coeficiente de almacenamiento ( $C_{DF} > 10^3$ , igual a 15,000 -- pie, por un pozo de gas penetrado por una fractura de 500 - pte) no bilineal (1/4 de la pendiente) este comportamiento es evidente para varios valores de  $F_{CD}$ .

Existe una correlación visual entre la conductividad y el coeficiente de almacenamiento de la fractura: Una alta - conductividad una baja curvatura; un alto coeficiente de al macenamiento, una alta curvatura en la solución.

Por ejemplo al colocar un dato con un  $F_{CD} = 1$  y  $C_{DF} = 10^{-3}$  se requiere un valor mayor de  $C_{DF}$  para un  $F_{CD} = 100$  - para producir la misma tendencia de una curva tipo simi--- lar.

IV-7. COMPARACION DEL PRONOSTICO DE PRODUCCION  
PARA UN POZO TRATADO Y SIN TRATAR

Para el conocimiento de la efectividad de un tratamiento de estimulación o fracturamiento se realiza una comparación de producción de una prueba de un pozo de pre y post-tratamiento.

En la condición de un pre-tratamiento considera una configuración radial para una conductividad finita, para el modelo de fractura vertical se tiene la condición de post-tratamiento.

La ecuación para predecir el comportamiento futuro de un pozo de gas sin tratar es:

$$q = \frac{kh (p_i^2 - p_{wf}^2)}{1638 \mu zT} \left( \log \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right)^{-1} \quad (4-24)$$

Esta ecuación es valida hasta el inicio del régimen de flujo de estado pseudo-estacionario.

El tiempo para alcanzar este estado pseudo-estacionario esta dado por;

$$t_{psa} \approx \frac{1,000 \phi \mu c_t r_e^2}{k} \quad , \quad (4-25)$$

el cual es para un yacimiento circular.

Si se considera que el efecto del daño a la formación es eliminado por una acidificación, se tiene que la ecuación (4-24) es válida eliminando el término  $0.87s$  de la misma.

La Fig. 4.28 es una comparación de comportamiento futuro del pozo B; cuya prueba de post-tratamiento se realizó anteriormente, en un tiempo de 180 días.

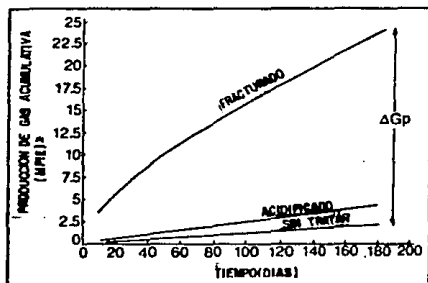


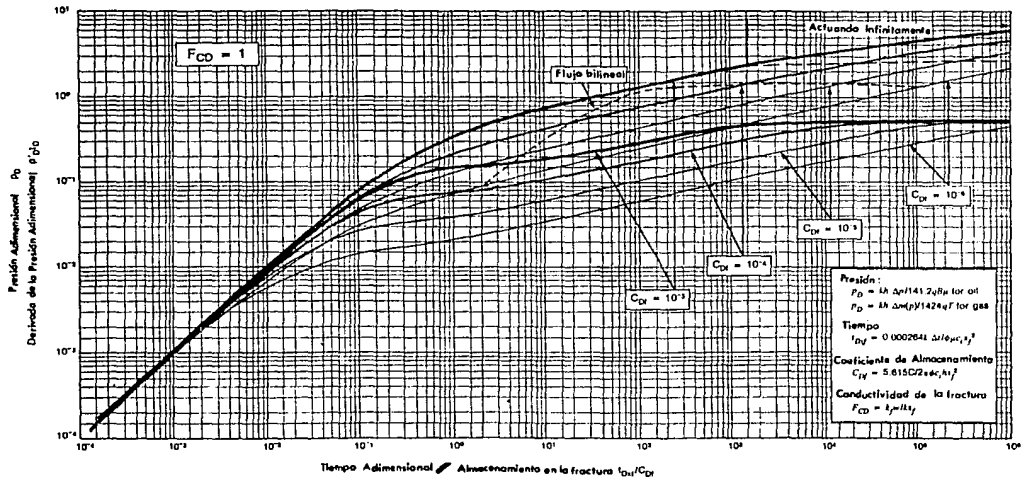
Fig. 4.28.- Comparación de la producción acumulativa del Pozo B tratado y sin tratar.

La tabla 4.1 presenta un resumen de los resultados a los 180 días, esto se realiza arbitrariamente como propósito ilustrativo (el pozo se encuentra en un yacimiento que actúa infinitamente), esto da una buena indicación de la efectividad del trabajo realizado; en el caso del pozo B el incremento de la producción acumulativa en los primeros 180 días es de 220,000 pie<sup>3</sup>, el cual justifica este trabajo.

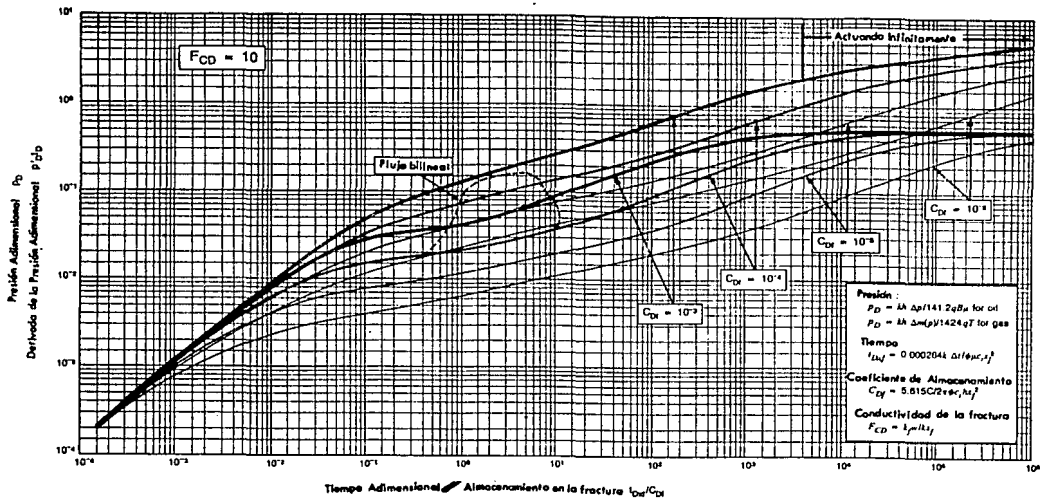
	q (Mpie <sup>3</sup> /d)	Qp (Mpie <sup>3</sup> )
Sin tratar (s = +7)	114	21,160
Acidificado (s = 0)	209	42,125
Fracturado	1000	240,000

Tabla 4.1.- Resumen de 180 días de gasto de flujo y producción acumulativa del Pozo B

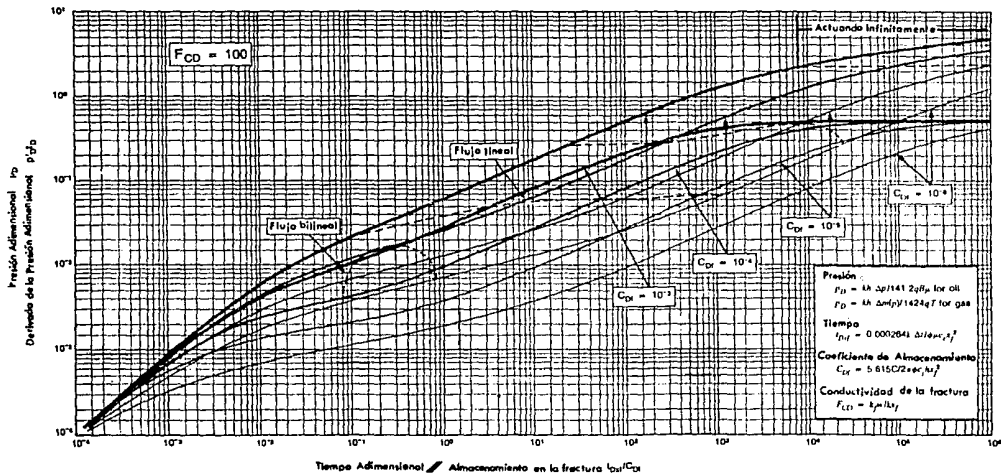




CURVA TIPO PARA UN POZO INTERCEPTADO POR UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA



CURVA TIPO PARA UN POZO INTERCEPTADO POR UNA FRACTURA DE CONDUCIVIDAD FINITA



CURVA TIPO PARA UN POZO INTERCEPTADO POR UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA

## C A P I T U L O I V

## REFERENCIAS

1. Muskat, M.: Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media, McGraw Hill Book Co., Inc., New York (1937) 409.
2. Dyes, A.B., Kemp, C.E., and Caudle, B.H.: "Effect of Fractures on Sweep-Out Pattern," Trans., AIME (1956) --- 213, 245-249.
3. Prast, M.: "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case," SPEJ (June 1961) 105-118.
4. Russell, R.G., and Truitt, N.E.: "Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs," JPT (Oct. 19--64), 1159-1170.
5. Clark, K.K.: "Transient Pressure Testing of Fractured Water Injection Wells," JPT (June 1968) 639-643.
6. Prast, M., Hazebroek, P., and Strickler, W.R.: "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Compressible Fluid Case," SPEJ (June 1962) 87-94.
7. Cinco-Ley, H., and Samaniego-V., F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells," JPT (Sept. 1981) 1749-1766, 1981a.
8. Cinco-Ley, H., and Samaniego-V., F.: "Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fracture Case," paper SPE 10179, 1981b.
9. Raghavan, R., Uraiet, A., and Thomas, G.W.: "Vertical Fracture Height: Effect on Transient Flow Behavior," --- SPEJ (Aug. 1978) 265-277.
10. Wong, D.W., Harrington, A.B.; and Cinco-Ley, H.: "Application of the Pressure Derivative Function in the Presu-

re ransient Testing of Fractured Wells," paper SPE 13-04, 1984.

11. Conco-Ley, H., Samaniego-V., F., and Dominguez N.: ----  
"Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite -  
Conductivity Vertical Fracture," SPEJ (Aug. 1978) 253-  
264.
12. Agarwal, R.G., Carter, R.D. and Pollock, C.R.: "Evalu-  
ation and Performance Prediction of Low Permeability Gas  
well Simulated by Massive Hydraulic Fracturing," JPT (Mar  
ch 1979) 362-372.
13. Wagner, P.B., Economides, M.J., and Ehlig-Economides, C  
. A.: "Custom Type-Curve Generation for Presure Transien  
t Analisis of Elongated Linear Flow Systems," Rev. Inst.  
Fr. Pet. (Nov. Dec. 1984) 39 No. 6, 717-733
14. Agarwal, R.G.: "A New Method to Account for Producing Time  
Effects when Drawdown Type Curves Are Used to Analyze -  
Pressure Buil-up and Other Test Data," paper SPE 9289,  
1980.
15. Ehlig-Economides, C.A., and Economides, M.J.: "Pressure --  
Transient Analysis in an Elongated Linear Flow System,"  
SPEJ (Dec. 1985) 347-360.
16. Economides, M.J.: "Observations and Recommendations in -  
the Evaluation of Test of Hidraulically Fractured Wells  
" paper SPE/DOE 16396, 1987.
17. Gringarten, A.C., and Ramey, H.J., JR.: "Unsteady State  
Pressure Distributions Created by a Well with a Single  
Horizontal Fracture, Partial Penetration or Restricted  
Entry," SPEJ (Aug. 1974) 413-26.
18. Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A., and Pirard, -  
Y. M.: "A New Set of Type Curves Simplifies Well Test --  
Analysis," World Oil, May. 1983.
19. McGuire, W.J., and Sikora, V.J.: "The Effect of Vertical

Fractures on Well Productivity," Trans., AIME (1960) -  
219, 401-403.

20. Cinco-Ley, H.: "Evaluation of Hydraulic Fracturing by -  
Transient Pressure Analysis Methods," paper SPE 10043,  
1982.
21. Gringarten, A.C., Bourdet, D.P., Landel, P.A., and Knia-  
zef, V.J.: "A Comparison Between Different Skin and We-  
llbore Storage Type Curves for Early-Time Transient Ana-  
lysis," paper SPE 8205, 1979.

## CONCLUSIONES.

Como primera observación podemos mencionar que de las dos teorías establecidas (PKN y KGD), y de los dos modelos de fractura se establece una comparación con una serie de - datos supuestos y podemos ver que para los mismos datos la teoría PKN tiene mejores resultados, pero para condiciones reales se tienen que analizar las dos y así saber cual se aproxima a los datos de campo, estableciendo que para todos los parámetros se busca obtener el óptimo económico.

La mayoría de los diseños considera el yacimiento homogéneo y este procedimiento presenta esta ventaja que se puede ser aplicable a cualquier yacimiento. Además se deben de tomar en cuenta en los diseños factores que afectan los resultados esperados, el daño que se le causa a la cara de la fractura por la inyección de los fluidos, el efecto de la - permeabilidad relativa, la variación en la conductividad en la fractura, la migración de finos, la turbulencia que presentan los fluidos de pasar de la formación a la fractura, y la penetración de la fractura en zonas no deseadas.

El procedimiento que se presenta aquí da resultados -- confiables, dependiendo de que tan reales sean los datos, y se puede observar que en campos donde es la primera vez que se fractura, no se tienen los resultados esperados por la - poca cantidad de datos, que en lugares donde se tiene la experiencia de un fracturamiento, donde lugar al problema más frecuente que es la diferencia entre la longitud y la con--

ductividad de la fractura diseñada con la obtenida en la -- práctica.

Antes del fracturamiento se calcula el volumen de flui-- dos a recuperar en un cierto tiempo, entonces una herra--- mienta útil que emplea el ingeniero para saber el éxito o - el fracaso del fracturamiento (Del diseño inicial y con los efectos antes mencionados), es mediante el análisis nodal - en el cual se integran las condiciones finales de la fractu-- ra y el equipo de producción, para que de una forma rápida y confiable se establezca los resultados de este tratamien-- to, las condiciones futuras y la recuperación total.

Finalmente podemos mencionar que el buen resultado que se pueda obtener por ensaye y error dependerá de los datos que se tengan, estos deben de ser reales y en abundancia pa-- ra la obtención de los mejores resultados.



## NOMENCLATURA

- $\underline{a}$  = Inversa de la conductividad de la fractura de Prats (Capitulo IV).  
 $a$  = Coeficiente de deformación de la viscosidad.  
 $A$  = Area, pie<sup>2</sup>, acre, m<sup>2</sup>.  
 $A_b$  = Area de la fractura con sustentante, pie<sup>2</sup>, m<sup>2</sup>.  
 $A_f$  = Area de fractura, pie<sup>2</sup>, m<sup>2</sup>.  
 $A_p$  = Area de fractura durante el bombeo, pie<sup>2</sup>, m<sup>2</sup>.  
 $A_s$  = Area de la fractura con sustentante suspendido, --- pie<sup>2</sup>, m<sup>2</sup>.  
 $B$  = Factor de volumen de formación.  
 $c$  = Compresibilidad, (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, (bar)<sup>-1</sup>.  
 $c_{Dp}$  = Concentración del sustentante adimensional (Capitulo I).  
 $c_f$  = Concentración de sustentante en la fractura, kg/m<sup>3</sup>, lb/gal (Capitulo I).  
 $c_f$  = Coeficiente de fractura.  
 $c_o$  = Compresibilidad del aceite, (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, (bar)<sup>-1</sup>.  
 $c_p$  = Compresibilidad de la roca, (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, (bar)<sup>-1</sup>.  
 $c_{SD}$  = Concentración de sustentante, lb/gal, kg/m<sup>3</sup> (Capitulo I).  
 $\bar{c}_p$  = Concentración media de sustentante, lb/gal, kg/m<sup>3</sup>.  
 $c_t$  = Compresibilidad total, (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, (bar)<sup>-1</sup>.  
 $c_w$  = Compresibilidad del agua, (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, (bar)<sup>-1</sup>.  
 $G$  = Almacenamiento en el pozo, bl/(lb/pg<sup>2</sup>), m<sup>3</sup>/bar.  
 $C_{ca}$  = Coeficiente de pérdida a través del enjarre, pie/min<sup>1/2</sup>.  
 $C_D$  = Almacenamiento en el pozo adimensional constante.  
 $C_{Df}$  = Coeficiente de almacenamiento en el pozo.

- $C_L$  = Coeficiente de pérdida,  $\text{pie}/\text{min}^{1/2}$ ,  $\text{m}/\text{s}^{1/2}$ .  
 $C_P$  = Concentración de sustentante por área de fractura,  $\text{lb}/\text{pie}^2$ ,  $\text{kg}/\text{m}^2$ .  
 $C_{\text{pol}}$  = Concentración de polímero en el fluido inyectado --  $\text{lb}/\text{gal}$ ,  $\text{kg}/\text{m}^3$ .  
 $C_{\text{RD}}$  = Conductividad adimensional de la fractura en un yacimiento estratificado.  
 $C_v$  = Coeficiente de pérdida, control de viscosidad,  $\text{pie}/\text{min}^{1/2}$ ,  $\text{m}/\text{s}^{1/2}$ .  
 $d$  = Diámetro,  $\text{pg}$ .  
 $d_i$  = Diámetro interior de la T.R,  $\text{pg}$ .  
 $d_{\text{SD}}$  = Diámetro del sustentante,  $\text{pg}$ .  
 $d_{\text{tbgi}}$  = Diámetro interior de la tubería,  $\text{pg}$ .  
 $d_{\text{tbgo}}$  = Diámetro exterior de la tubería,  $\text{pg}$ .  
 $E$  = Módulo de Young,  $\text{lb}/\text{pg}^2$ ,  $\text{bar}$ .  
 $E'$  = Módulo de esfuerzo plano,  $\text{lb}/\text{pg}^2$ ,  $\text{bar}$ .  
 $f_g$  = Factor geométrico de la forma de la fractura.  
 $F_{\text{CD}}$  = Conductividad adimensional de la fractura.  
 $G$  = Módulo de elasticidad,  $\text{lb}/\text{pg}^2$ ,  $\text{bar}$ .  
 $G_p$  = Producción acumulativa de gas,  $\text{pie}^3$ ,  $\text{m}^3$ .  
 $h$  = Espesor del yacimiento,  $\text{pie}$ ,  $\text{m}$ .  
 $h_f$  = Altura de la fractura,  $\text{pie}$ ,  $\text{m}$ .  
 $H$  = Profundidad vertical de la tubería,  $\text{pie}$ ,  $\text{m}$ .  
 $k$  = Permeabilidad,  $\text{md}$ .  
 $k_f$  = Permeabilidad de la fractura,  $\text{md}$ .  
 $k_s$  = Permeabilidad dañada,  $\text{md}$ .  
 $k_{\text{SD}}$  = Permeabilidad del sustentante,  $\text{md}$ .  
 $k$  = Módulo de un bulto,  $\text{lb}-\text{pg}^2$ .  
 $k$  = Coeficiente de consistencia de fluidos en la ley de potencias  $\text{lbf}-\text{seg}^n / \text{pie}^2$ .

- $k_1$  = Multiplo del coeficiente de pérdida de fluido adimensional.  
 $L$  = Longitud de la tubería, pie, m.  
 $m$  = Pendiente de la línea recta en semi-logaritmo ( $lb/pg^2$ )/ciclo(aceite), ( $lb/pg^2$ )<sup>2</sup>/ciclo(gas).  
 $m_{bf}$  = Pendiente del flujo bilineal, ( $lb/pg^2$ )/hr<sup>4</sup>.  
 $m_{lf}$  = Pendiente del flujo líneal, ( $lb/pg^2$ )/hr<sup>1/2</sup>.  
 $m(p)$  = Pseudo-presión de gas real, ( $lb/pg^2$ )<sup>2</sup>/cp.  
 $n'$  = Exponente de la ley de potencias.  
 $Np$  = Producción acumulativa de aceite, bl, m<sup>3</sup>.  
 $p$  = Presión,  $lb/pg^2$ , bar.  
 $\bar{p}$  = Presión media del yacimiento,  $lb/pg^2$ , bar.  
 $p_b$  = Presión de burbujeo,  $lb/pg^2$  (Capitulo I).  
 $p_c$  = Presión de cierre,  $lb/pg^2$ .  
 $p_D$  = Presión adimensional.  
 $p'_D$  = Derivada de la presión adimensional.  
 $p_i$  = Presión inicial del yacimiento,  $lb/pg^2$ .  
 $p_{iw}$  = Presión de inyección en el fondo,  $lb/pg^2$ .  
 $p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo,  $lb/pg^2$ .  
 $p_{it}$  = Presión de inyección en la cabeza,  $lb/pg^2$ .  
 $p_{ws}$  = Presión de cierre en el fondo,  $lb/pg^2$ .  
 $p_{tf}$  = Presión fluyente en la tubería,  $lb/pg^2$ .  
 $IP$  = Índice de productividad,  $bl/día/lb/pg^2$ ,  $Mpie^3/día/lb/pg^2$ .  
 $q$  = Gasto de flujo,  $bl/día$  (aceite),  $Mpie^3/día$  (gas).  
 $q_b$  = Gasto de flujo en el punto de burbujeo,  $bl/día$ .  
 $q_i$  = Gasto de inyección,  $bl/d$ ,  $bl/min$ .  
 $q_L$  = Gasto de pérdida de fluido,  $bl/día$ ,  $bl/min$ .  
 $r_D$  = Distancia adimensional.

- $r_e$  = Radio del yacimiento.  
 $r_p$  = Altura de la fractura para la relación de permeabilidad.  
 $r_w$  = Radio del pozo, pie, m.  
 $r'_w$  = Radio efectivo del pozo, pie.  
 $r'_{wD}$  = Radio efectivo del pozo adimensional.  
 $R$  = Radio de la fractura, pie (Capítulo I y II).  
 $s$  = Efecto del daño adimensional.  
 $s_o$  = Efecto inicial de daño.  
 $s_t$  = Efecto total de daño.  
 $S_w$  = Saturación de agua, fracción.  
 $S_p$  = Pérdida de filtrado, gal/pie<sup>2</sup>.  
 $S_{H,max}$  = Esfuerzo horizontal máximo, lb/pg<sup>2</sup> (Capítulo I).  
 $S_{H,min}$  = Esfuerzo horizontal mínimo lb/pg<sup>2</sup> (Capítulo I).  
 $t$  = Tiempo, hr.  
 $t_c$  = Tiempo de cierre, min.  
 $t_D$  = Tiempo adimensional.  
 $t_{Dc}$  = Tiempo adimensional del colchón (Capítulo I)  
 $t_{Dxf}$  = Tiempo adimensional de la fractura.  
 $t_f$  = Tiempo de enlace desde que inicia la inyección hasta que el sustentante llega al final de la fractura, hr.  
 $t_i$  = Tiempo de inyección, hr.  
 $t_p$  = Tiempo de bombeo, hr.  
 $t$  = Tiempo de inyección del colchón, hr.  
 $t_D$  = Temperatura adimensional.  
 $u$  = Velocidad, pie/seg.  
 $u_x$  = Velocidad de la lechada, pie/seg.  
 $V$  = Volumen, pie<sup>3</sup>.

- $V_b$  = Volumen del bulto, pie<sup>3</sup>.  
 $V_{ca}$  = Volumen del enjarre, pie<sup>3</sup>.  
 $V_f$  = Volumen de la fractura, pie<sup>3</sup>.  
 $V_i$  = Volumen total del fluido inyectado, bl, gal.  
 $V_{Lp}$  = Volumen perdido durante el bombeo, bl, m<sup>3</sup>.  
 $V_{Ls}$  = Volumen perdido durante el cierre, bl, m<sup>3</sup>.  
 $w$  = Amplitud de la fractura, pg., pie.  
 $\bar{w}$  = Amplitud promedio de la fractura, pg., pie.  
 $W$  = Peso, lb, kg.  
 $W_{SD}$  = Peso del sustentante, lb, kg.  
 $x$  = Distancia líneal, pie, m.  
 $X_e$  = Longitud del yacimiento, pie, m.  
 $x_f$  = Longitud de la fractura, pie, m.  
 $y$  = Distancia líneal, pie, m.  
 $Y_e$  = Distancia del yacimiento, pie, m.  
 $z$  = Distancia líneal vertical, pie, m.  
 $p_e$  = Presión del yacimiento exterior constante, lb/pg<sup>2</sup>.

## SIMBOLOS

- $\Upsilon$  = Factor forma de la fractura (Capitulo I).  
 $\Upsilon$  = Gravedad específica (Capitulo II).  
 $\Delta p$  = Diferencial de presión, lb/pg<sup>2</sup> (Capitulo I).  
 $\Delta p_f$  = Exceso de presión en la fractura, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\Delta p_H$  = Caída de presión hidráulica, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\Delta p_s$  = Caída de presión debido al daño, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\Delta t$  = Diferencial del tiempo, hr.  
 $\epsilon$  = Esfuerzo longitudinal.  
 $\eta$  = Eficiencia del fluido.  
 $\mu$  = Viscosidad, cp.  
 $\nu$  = Relación de Poisson.  
 $\rho$  = Densidad, lb/pié<sup>3</sup>, rg/cc.  
 $\rho_{fla}$  = Densidad de el aditivo en la degradación del fluido fracturante, lb/gal.  
 $\rho_{SD}$  = Densidad del sustentante.  
 $\sigma$  = Esfuerzo, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\sigma'$  = Esfuerzo efectivo, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\sigma_{H,max}$  = Máximo esfuerzo horizontal, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\sigma_{H,min}$  = Mínimo esfuerzo horizontal, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\sigma_v$  = Esfuerzo vertical, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\tau$  = Esfuerzo de corte, lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\tau_c$  = Característica del tiempo para la propagación de la fractura adimensional.  
 $\phi$  = Porosidad, fracción.  
 $\phi_{SD}$  = Porosidad del paquete sustentante, fracción.