

13
201



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"LA MINIFRACTURA Y SU
APLICACION PRACTICA"

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a

MARCELO JIMENEZ OROZCO



Director de Tesis:

M.I. Néstor Martínez Romero

México, D.F.

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

264376



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas

Tesis Digitales

Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

LA MINIFRACTURA Y SU APLICACIÓN PRÁCTICA

PÁGINA

INTRODUCCIÓN

1

CAPÍTULO I FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

I.1.- Definición	3
I.2.- Objetivo	3
I.3.- Mecanismos de Fracturamiento Hidráulico	3
I.3.1.- Propiedades Mecánicas de las Rocas	3
I.3.1.a.- Módulo de Young	4
I.3.1.b.- Relación de Poisson	9
I.3.1.c.- Módulo Elástico	9
I.3.1.d.- Resistencia a la Compresión Simple	9
I.3.1.e.- Resistencia a la Tracción	10
I.3.1.f.- Compresibilidad	10
I.3.2.- Esfuerzos ejercidos en un yacimiento	10
I.3.2.a.- Esfuerzos In - Situ	10
I.3.3.- Hidráulica del fracturamiento	12
I.3.4.- Dirección de la fractura	15
I.3.5.- Longitud, Conductividad y efecto de daño equivalente	16
I.4.- Modelos en la Geometría de la Fractura	18
I.4.1.- Fractura hidráulica con modelo Perkins, Kern y Nordgreen (PKN)	20
I.4.2.- Fractura hidráulica con modelo Khristianovich - Zheltov y Geerstma - De Klerk (KGD)	21
I.4.3.- Presión neta de fractura	22
I.4.4.- Continuo daño mecánico en fractura hidráulica	24
I.4.5.- Migración de la altura	25
I.5.- Fluidos Fracturantes	26
I.6.- Agentes Sustentantes	30
I.6.1.- Conductividad	31
I.7.- Diseño del Fracturamiento	32

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS DE LA MINIFRACTURA

II.1.- Objetivos de las pruebas	36
II.2.- Procedimiento en las pruebas de minifracturamiento	37
II.3.- Tipos de pruebas	
II.3.1.- Prueba de incremento de gasto por etapas.	38
II.3.2.- Prueba de bombeo y flujo	40
II.3.3.- Prueba de inyección, cierre y comportamiento de la presión	42
II.4.- Procedimientos para la evaluación de los resultados	43

CAPÍTULO III

PARÁMETROS IMPORTANTES EN EL ANÁLISIS DE LA MINIFRACTURA

III.1.- Compresibilidad del fluido y cambios de temperatura	54
III.2.- Reología de los fluidos	65

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN AL CAMPO TAJÍN

IV.1.- Situación Geográfica	69
IV.2.- Antecedentes	69
IV.3.- Aspectos Geológicos	70
IV.4.- Reinterpretación y reclasificación de cuerpos	71

CAPÍTULO V

PRUEBAS DE MINIFRACTURA

V.1.- Evaluación de la producción aportada por los cuerpos	74
V.2.- Incremento de producción	75
V.3.- Diseño de la Minifractura	76
V.4.- Operación en Campo	80
V.5.- Resultado de campo	82

CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1 Conclusiones	96
VI.2 Recomendaciones	97
• Bibliografía	98
• Anexo Nomenclatura	100

INTRODUCCIÓN

La técnica de minifracturamiento implica una serie de pruebas en la formación para determinar los parámetros necesarios para un diseño óptimo del fracturamiento hidráulico.

Estas teorías están basadas en los trabajos efectuados por* K.G. Nolte⁵ y técnicas de análisis extendidas y desarrolladas por W.S. Lee⁷.

La técnica de minifracturamiento consiste principalmente, en tres tipos de pruebas:

1. Prueba de incremento de gasto por etapas para medir la presión de extensión de la fractura.
2. Prueba de bombeo y flujo para medir la presión de cierre de la fractura.
3. Prueba de inyección, cierre y comportamiento de presión para medir la pérdida de fluido, características del fluido fracturante en la formación y la geometría de la fractura.

Este trabajo se refiere en particular a la aplicación de esta técnica al campo Tajín en el Distrito Poza Rica, al análisis de su operación y resultados de campo, así como el aspecto económico de la misma.

Para comprender mejor la técnica y objetivos de las tres pruebas, en este trabajo se desarrollan, los aspectos importantes del fracturamiento hidráulico.

Se continúa con el desarrollo de los fundamentos de la técnica; cómo se deben analizar y practicar las pruebas en gabinete y en campo. Se enfocan de manera especial aquellos parámetros que pueden afectar los resultados de la prueba de minifracturamiento y una vez tomado en cuenta lo anterior, practicar una evaluación de la producción.

*Checar toda la bibliografía al final del trabajo.

Es importante el conjuntar los resultados de producción al haber practicado en el área una serie de fracturamientos hidráulicos, en los cuales su diseño fue basado en los parámetros encontrados mediante estas tres pruebas, a través de la técnica de minifracturamiento.

Una vez que se tienen los resultados de producción, se hace un análisis económico, en el cual se tomará en cuenta la inversión de dinero en las técnicas practicadas de minifracturamiento y fracturamiento hidráulico en el área de aplicación y lo que se recupera de dicha inversión al obtener la producción de los pozos cuando se han optimizado los parámetros de diseño.

Se incluyen las conclusiones derivadas del presente trabajo y algunas recomendaciones para afinar los objetivos de acuerdo con las perspectivas de ahorro y optimización trazadas en la Industria Petrolera y específicamente en Petróleos Mexicanos.

I. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los pozos contenidos en yacimientos de mediana a baja permeabilidad son candidatos para practicar un tratamiento hidráulico para adaptar y mejorar las condiciones originales en la vecindad de los mismos.

La ejecución de la fractura envuelve la inyección de fluidos a presión suficientemente alta para causar una falla en la roca, una vez abierta y a medida que continúa la inyección, la falla se extiende y por lo tanto la fractura se propaga.

La fractura correctamente ejecutada resulta en un canal por el cual se transportan los fluidos del yacimiento al pozo y viceversa.

I.1 DEFINICIÓN ¹

El fracturamiento se puede definir como el proceso mediante el cual se genera el rompimiento de una formación hidráulicamente al inyectar a alta presión y alto gasto un fluido, llamado fluido fracturante, acarreador de un agente, llamado sustentante, el cual permite mantener abierta la fractura resultante.

I.2 OBJETIVO

El fracturamiento tiene como objetivo incrementar o crear un canal altamente conductivo para la conducción de los fluidos del yacimiento al pozo o del pozo al yacimiento.

De aquí que una fractura inducida y sustentada tendrá una marcada influencia en el patrón de flujo y en la distribución de presiones en la formación.

I.3 MECANISMOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

I.3.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

Dentro de las propiedades que afectan el mecanismo de un fracturamiento, se encuentran:

El Módulo de Young, la Relación de Poisson, el Módulo Elástico, la Resistencia a la Compresión Simple, la Resistencia a la Tracción y la Compresibilidad.

1.3.1 (a) MÓDULO DE YOUNG (E)

La Fig. 1.1 ,representa un núcleo de radio, r_0 , y longitud , L_0 , el cual se somete a una fuerza, F , como se observa en la Fig. 1.2 ,la que representa la deformación unitaria (adimensional), definida por la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{\text{Dimensión final} - \text{dimensión inicial}}{\text{dimensión inicial}} = \frac{(L_0 - \Delta L) - L_0}{L_0} = - \frac{\Delta L}{L_0}$$

$$\delta = - \frac{\Delta L}{L_0} \dots\dots\dots(1.1)$$

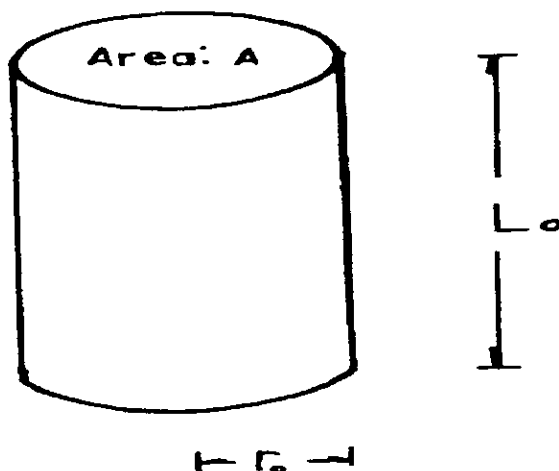


Figura 1.1 Representación esquemática de un núcleo.

Si se supone que el mismo núcleo se somete a diferentes fuerzas, conlleva a tener diferentes deformaciones unitarias. Al graficar los valores experimentales medidos en un Sistema Cartesiano, se obtiene el comportamiento "esfuerzo - deformación" del material que se observa en la Fig. 1.3 .

En dicha figura se observa una constante de proporcionalidad m , que es la pendiente de la recta y el Módulo de Young o de Elasticidad, E , será el esfuerzo F/A entre la deformación unitaria δ .

Cada material tiene un valor diferente de E , por lo que ésta es una propiedad intrínseca del material.

No todos los materiales siguen el comportamiento "esfuerzo - deformación" antes indicado, por lo que se tienen básicamente dos casos:

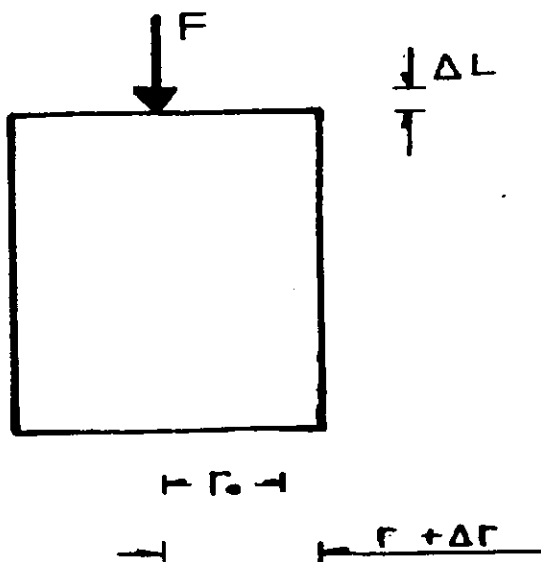


Figura 1.2 Deformación a la que se somete un núcleo

MATERIAL ELÁSTICO (aquel que sigue la Ley de Hooke)

$$\Gamma = E \delta \dots\dots\dots(1.2)$$

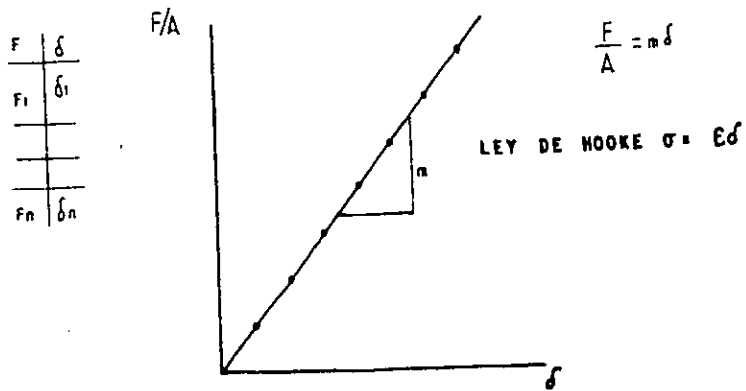


Figura 1.3 Comportamiento esfuerzo - deformación.

MATERIAL PLÁSTICO (aquel que no sigue la Ley de Hooke)

Ambos casos se representan en las Figs. 1.4 y 1.5 , respectivamente.

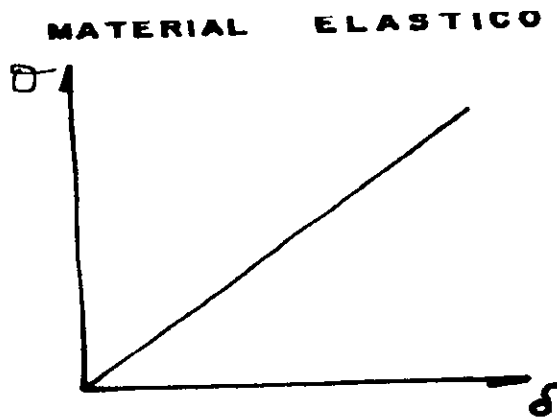


Figura 1.4 Comportamiento de un material elástico.

MATERIAL PLASTICO

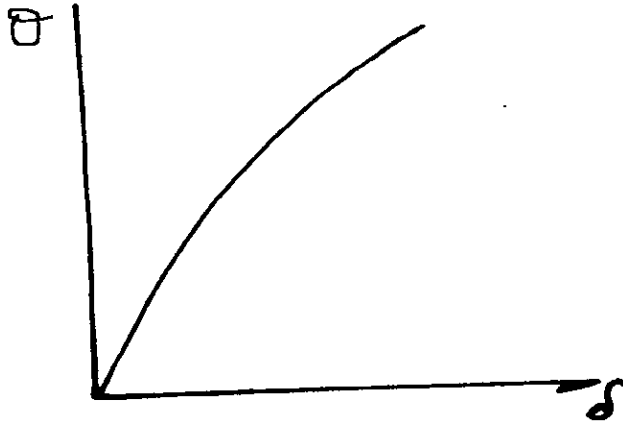


Figura 1.5 Comportamiento de un material plástico.

Todos los materiales elásticos tienen un límite elástico, que es el valor para el cual al aplicarle una fuerza, el material que ha sido modificado en sus dimensiones ya no recupera su forma original. Si la fuerza sigue aumentando, este material falla y a este valor de esfuerzo se le denomina límite de ruptura, representado en la Fig. 1.6 .

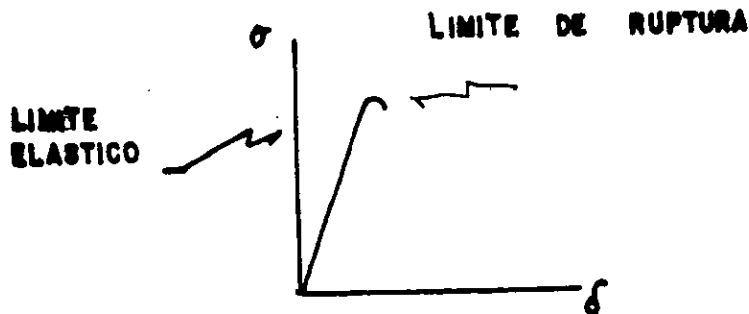


Figura 1.6 Límite elástico de los materiales.

Si la falla se presenta inmediatamente después del límite elástico, dicha falla se llama falla frágil, Fig. 1.7 y si tolera mayor esfuerzo después de este límite, se denomina falla dúctil, Fig. 1.8 .

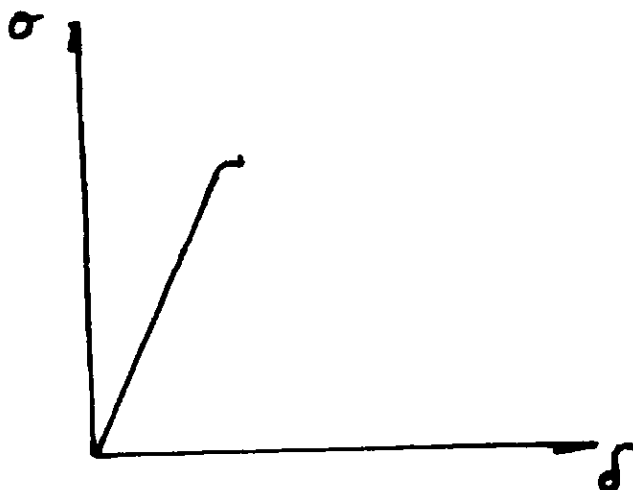


Figura 1.7 Falla de tipo frágil en los materiales.

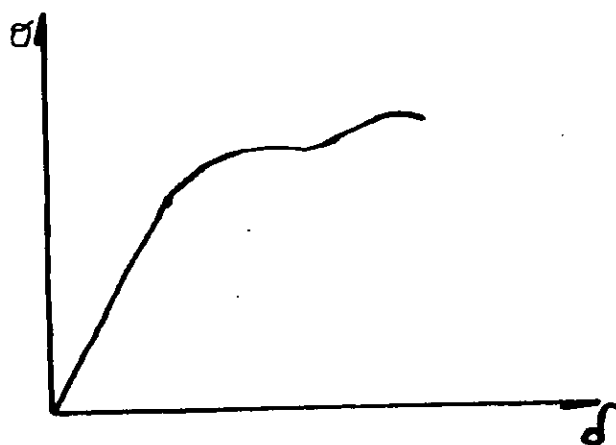


Figura 1.8 Falla de tipo dúctil en los materiales.

I.3.1.(b) RELACIÓN DE POISSON (ν)

De la Fig. 1.2 se observa que el núcleo se deforma, tanto en el sentido longitudinal δ , tanto como en el sentido radial ϵ . Esto implica la existencia de dos deformaciones unitarias.

Sabemos que la deformación longitudinal se define con la Ec. I.1.

$$\delta = - \frac{\Delta L}{L_0}$$

En el caso de la deformación radial y bajo la misma definición, se tiene:

$$\epsilon = \frac{(r_0 + \Delta r) - r_0}{r_0} = \frac{\Delta r}{r_0} \dots\dots\dots(1.3)$$

A la relación de la deformación radial (horizontal) y la longitudinal (vertical), se le conoce como Relación de Poisson ν , otra propiedad intrínseca del material.

$$\nu = \frac{\epsilon}{\delta} \dots\dots\dots(1.4)$$

I. 3.1.(c) MÓDULO ELÁSTICO (G)

Este módulo está relacionado con el módulo de Young, así como con la relación de Poisson, por la siguiente ecuación:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots(1.5)$$

I.3.1. (d) RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN SIMPLE (R_c)

La resistencia a la compresión simple, R_c , es una propiedad de la roca, la cual representa la resistencia que ofrece dicha roca a la ruptura, bajo esfuerzos compresionales y esfuerzos de confinamiento.

1.3.1. (e) RESISTENCIA A LA TRACCIÓN (R_t)

La resistencia a la tracción, R_t , es la propiedad que presenta la roca al resistir la ruptura, bajo esfuerzos de tracción.

1.3.1. (f) COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad, Cr , está definida por la expresión:

$$Cr = - \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P} \dots\dots\dots(1.6)$$

Es la resistencia que presenta un material de cambiar (disminuir) su volumen al ser sometido a esfuerzos de compresión.

Esta propiedad puede ser obtenida experimentalmente con la relación:

$$Cr = \frac{3 (1 - 2 \nu)}{E} \dots\dots\dots(1.7)$$

1.3.2 ESFUERZOS EJERCIDOS EN UN YACIMIENTO

En la profundidad del yacimiento, los estratos productores están sujetos a un estado de esfuerzos, comúnmente llamados esfuerzos in-situ y que pueden ser caracterizados por vectores.

1.3.2.a ESFUERZOS IN-SITU.

En un ambiente geológico estable se pueden identificar tres esfuerzos principales, cuyas dimensiones coinciden con la dirección donde desaparecen los esfuerzos de cizallamiento. Usualmente estas direcciones son una vertical y dos horizontales. El más común esfuerzo y entendible es el esfuerzo vertical, con su correspondiente peso o carga, también llamado "presión de sobrecarga", se denomina Σ_1 , que es el esfuerzo total vertical.

Este esfuerzo genera en el mismo elemento otros dos esfuerzos totales horizontales, perpendiculares entre sí y que bajo condiciones naturales deben ser iguales.

$$\Sigma_2 = \Sigma_3$$

A cada uno de estos esfuerzos le corresponde una reacción de igual magnitud pero de sentido contrario.

Para una formación de profundidad "D", el esfuerzo total vertical Σ_1 , es un esfuerzo absoluto y se calcula simplemente con la siguiente Ec.:

$$\Sigma_1 = G \int_0^D \rho f dD \dots\dots\dots(1.8)$$

Donde ρf es la densidad promedio de los estratos y si se considera que $\Sigma_2 = \Sigma_3$, los tres esfuerzos pueden ser calculados por medio de la siguiente Ec.:

$$\Sigma_2 = \Sigma_3 = \Sigma_1 \frac{\nu}{1-\nu} \dots\dots\dots(1.9)$$

Donde ν es la relación de Poisson, esta variable es una propiedad de las rocas. Para las areniscas aproximadamente igual a 0.25, sabiendo que el esfuerzo efectivo horizontal es aproximadamente de uno a tres veces el efectivo esfuerzo vertical

Dado que en el subsuelo no se tiene uniformidad de capas, al ser sometidas a fuerzas tectónicas, se distorsionan los valores de Σ_2 y Σ_3 , por lo que en general se tienen $\Sigma_1 \neq \Sigma_2 \neq \Sigma_3$

Dentro de los esfuerzos ejercidos, se tienen los esfuerzos principales efectivos, los cuales se refieren al considerar para un estrato, el grano y el fluido.

Bajo estas condiciones se define como Γ_1 , al esfuerzo efectivo vertical de la siguiente forma:

$$\Gamma_1 = \Sigma_1 - \alpha p \dots\dots\dots(1.10)$$

donde Σ_1 = carga geostática
 α = es una constante elástica del poro, que en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos tiene un valor de 0.7.

El esfuerzo efectivo horizontal, no es el mismo en todas las direcciones del plano horizontal, en general, los esfuerzos efectivos horizontales Γ_2 y Γ_3 son diferentes

con la convención de que Γ_2 es el máximo esfuerzo efectivo horizontal. De esta convención se desprende que $\Gamma_2 = \Gamma_3 + \Gamma_{tec}$

donde: Γ_{tec} = son los esfuerzos tectónicos de la formación
 Γ_3 = es el mínimo esfuerzo efectivo horizontal

De lo anterior, se concluye que es obvio que existen tres esfuerzos primordiales que pueden ser identificados en la formación Σ_1 , Γ_2 , Γ_3 y la dirección de la fractura será normal al menor de estos tres, el esfuerzo efectivo vertical podrá siempre calcularse estimando el peso específico promedio de los estratos y la profundidad.

Los esfuerzos principales horizontales sólo podrán estimarse si se considera una zona geológica tectónicamente en reposo, aplicando la Ley de Hooke.

En el caso más general, cuando $\Gamma_2 \neq \Gamma_3$, el valor del mínimo esfuerzo efectivo horizontal Γ_3 , se determina únicamente a través del fracturamiento hidráulico.

1.3.3 HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO

Existe en la literatura de Ingeniería Petrolera lo que se conoce como reología de los fluidos y específicamente la reología de los fluidos fracturantes, para poder calcular su viscosidad, uno de los modelos comúnmente empleados es el denominado Ley de Potencia, el cual está esquematizado en la Fig. 1.9 .

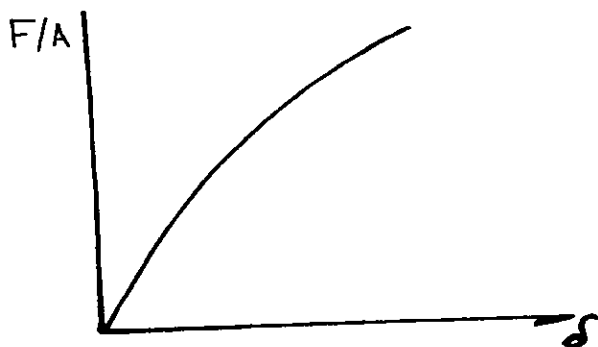


Figura 1.9 Comportamiento de un fluido en Ley de Potencia.

Junto con el conocimiento de la reología de los fluidos fracturantes, se debe integrar lo que propiamente es el cálculo hidráulico del fracturamiento. De éste se conocen tres tipos de tratamiento.

1. Tratamiento por T.P.
2. Tratamiento por T.P. y E.A.
3. Tratamiento por E.A.

Para conocer la presión en superficie de cualquiera de estos tratamientos, se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p - \Delta P_h \quad \text{.....(I.11)}$$

Donde la presión de tratamiento, P_t , se puede calcular de las dos siguientes maneras:

$$P_t = G_f \times D \quad \text{..... (I.12)}$$

$$P_t = P_{ci} + \Delta P_h \quad \text{.....(I.13)}$$

A su vez, la presión hidrostática, ΔP_h , se calcula con la expresión siguiente:

$$\Delta P_h = \frac{1}{10} \rho \times D \quad \text{.....(I.14)}$$

La pérdida de presión por fricción, ΔP_f , se calcula de acuerdo al tipo de tratamiento y de fluido.

Como criterio general, se puede tomar el siguiente desarrollo para el cálculo de la pérdida de presión por fricción durante el bombeo, lo primero que debe conocerse es el número de Reynolds, NR_e , que se puede encontrar con la siguiente ecuación:

$$NR_e = \frac{0.249 \rho \mu^{2-n'} d^{n'}}{96^n K' [(3n'+1)/4n']^n} \quad \text{.....(I.15)}$$

donde:

ρ	es la densidad del fluido	[bl/pie ³]	K' constante	[lb seg ^{n'} / pie ²]
μ	es la velocidad	[pie/seg]	n' constante	Adimensional
D	es el diámetro	[pg]		

La velocidad μ se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\mu = 17.17 \frac{q_i}{d_i} \dots\dots\dots (1.16)$$

donde:

q_i = gasto de inyección [BPM] d_i = diámetro interior [pg]

Para el caso de flujo laminar $NR_e < 2100$

El factor de Fanning para tuberías puede calcularse con la reconocida fórmula:

$$F_f = \frac{16}{NR_e} \dots\dots\dots (1.17)$$

Para cuando se tiene flujo turbulento $NR_e > 2100$ entonces

$$F_f = \frac{C}{NR_e^b} \dots\dots\dots (1.18)$$

donde:

$$b = \frac{1.4 - \log^n}{7} \dots\dots\dots (1.19)$$

y

$$c = \frac{\log^n + 2.5}{50} \dots\dots\dots (1.20)$$

Finalmente, aplicamos la fórmula para encontrar la pérdida de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{5.2 \times 10^{-3} F_f \rho L \mu^2}{d} \dots\dots\dots (1.21)$$

Y por último, la pérdida de presión en los disparos ΔP_p se calcula con la ecuación:

$$\Delta P_p = \frac{51.19 \times \gamma \times q_i^2}{CD \times A_p^2} \dots\dots\dots (1.22)$$

donde:

$$A_p = N \times \pi/4 \times \Phi_p^2 \dots\dots\dots(1.23)$$

y

$$0.8 \leq CD \leq 0.95$$

Una vez que se obtienen todos los resultados de las ecuaciones 1.21, 1.13, 1.14 y 1.22 se puede calcular la presión que debe existir en la superficie, con la Ec. 1.11

Al conocer esta presión y el gasto de inyección para fracturar, se puede estimar la potencia hidráulica necesaria para realizar el fracturamiento con la ecuación siguiente:

$$HP = 0.3951 \times P_s \times q \dots\dots\dots(1.24)$$

1.3.4 DIRECCIÓN DE LA FRACTURA

La dirección de la fractura es normal a la mínima resistencia. Esto es representado por el mínimo esfuerzo absoluto, sabemos por definición que este mínimo esfuerzo horizontal, es más pequeño que el máximo esfuerzo horizontal y más pequeño que los esfuerzos verticales. Además la conclusión puede ser que toda fractura hidráulica puede ser vertical y normal a la dirección del mínimo esfuerzo.

El esfuerzo vertical es directamente proporcional al peso de los estratos, aunque existen algunas excepciones.

El declive del esfuerzo vertical contra la profundidad se mantiene constante pero cargada a la izquierda.

Además, cuando la interacción de la vertical original y el mínimo esfuerzo horizontal se tiene en el estrato superficial, la eliminación de la presión de sobrecarga acoplada con el valor constante del mínimo esfuerzo horizontal, resulta en una nueva curva de intersección donde se marca la profundidad crítica.

Arriba de esta profundidad, el mínimo esfuerzo horizontal original no es tan largo y es el más pequeño de los otros tres esfuerzos.

En cambio, el esfuerzo vertical es el más pequeño, por lo cual la Fractura Hidráulica puede ser horizontal.

1.3.5 LONGITUD, CONDUCTIVIDAD Y EFECTO DE DAÑO EQUIVALENTE

Toda fractura hidráulica puede ser caracterizada por su longitud, conductividad y la relación del efecto de daño equivalente.

En casi todos los cálculos de la longitud de fractura, que debe ser, la longitud de la conductividad y no la longitud hidráulica creada, asumiendo que consiste en dos longitudes medias iguales X en cada lado del pozo.

Sabemos que la fractura del yacimiento es función de la longitud media de la fractura y se define:

$$a = \frac{\pi K X_f}{2 K_f W_f} \dots\dots\dots (1.25)$$

Donde k es la permeabilidad del yacimiento, k_f es la permeabilidad de la fractura y W_f es la amplitud de la fractura.

Pequeños valores de "a" implican una gran fractura permeable, producto de su amplitud.

$$F_{CD} = \frac{K_f W}{K X_f} ; \quad F_{CD} = \frac{\pi}{2a} \dots\dots\dots (1.26)$$

Se introdujo el concepto de radio adimensional efectivo del hoyo del pozo de una fractura hidráulica

$$r_{wD} = \frac{r_w}{X_f} ; \text{ donde: } r_w = r_w e^{-af} \dots\dots\dots (1.27)$$

El efecto de daño equivalente, es el resultado de una fractura hidráulica de cierta longitud y conductividad, que puede considerarse en las ecuaciones de flujo. Por ejemplo la ecuación de estado estable para un pozo de aceite es:

$$q = \frac{Kh(Pe - P_{wf})}{141.2 \beta \mu [Ln(r_e/r_w) + S_f]} \dots\dots\dots (1.28)$$

Similarmente, el efecto de daño se puede considerar en toda ecuación de flujo pseudo radial, como para el estado pseudo estable y condiciones transitorias, después que han sido establecidas en el yacimiento.

Se correlacionó la capacidad relativa "a" y el radio adimensional efectivo del pozo, como podemos observar en la Fig. 1.10, $r_w = x_f / 2$, que indica que esta gran conductividad de la fractura del yacimiento drena hacia el pozo con efectividad igual a la mitad del largo de la fractura. Además, esta gran conductividad, incrementando la longitud de la fractura puede resultar en beneficios adicionales.

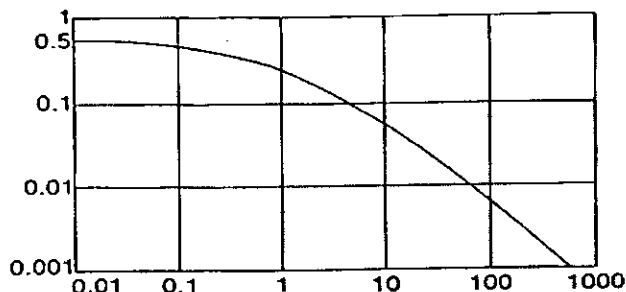


Figura 1.10 Concepto de radio adimensional efectivo del pozo

Una segunda conclusión puede ser observada en la Fig. 1.11, donde el pozo debe ser tan grande como sea posible, valores de "a" grandes cercanos a la unidad, deben ser evitados, porque el radio del pozo efectivo decrece rápidamente.

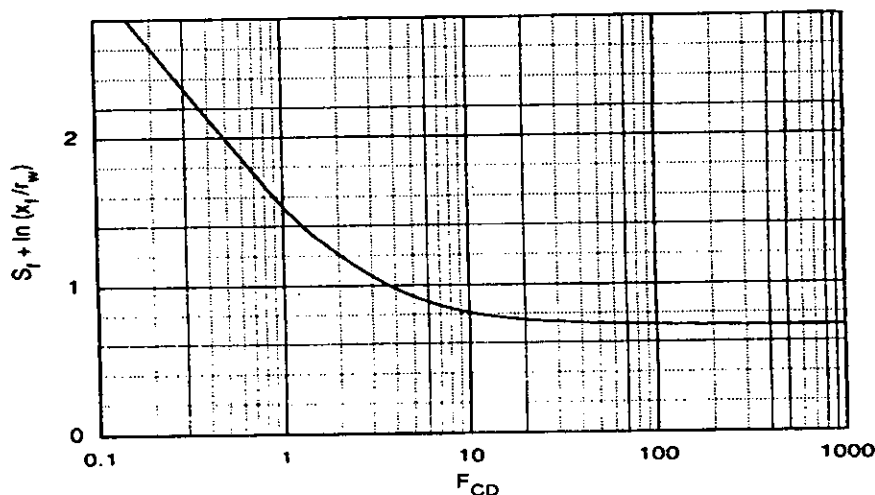


Figura 1.11 Efecto del daño contra la conductividad de la fractura.

Además, la fractura hidráulica debe diseñarse para $a < 1$ y $F_{CD} > 1.6$

Una tercera importante observación de la misma Fig. 1.10, es que un gran valor de "a", la pendiente de la curva es igual a 1 y empleando una relación lineal entre r_{wD} y a, es aproximadamente:

$$r_{wD} = \frac{K_f W}{4KX_f} \quad \text{ó} \quad r_w = \frac{K_f W}{4K} \dots\dots\dots(1.29)$$

Esta ecuación sugiere que a baja conductividad de la fractura, el incremento de r_w no influye sobre la longitud de la fractura, pero si, sobre la amplitud de la fractura y su permeabilidad que debe ser máxima.

1.4 MODELOS EN LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

Al iniciar el rompimiento de la formación debido a la inyección del fluido, resulta en una propagación de dicha fractura. La geometría de la fractura puede ser aproximada con modelos desarrollados para tal fin, que toman en cuenta las propiedades mecánicas de las rocas, las propiedades del fluido fracturante y las condiciones con que este fluido es inyectado (gasto y presión), la fuerza ejercida y los esfuerzos de distribución del medio poroso.

Se describen para la propagación de la fractura, cuando particularmente el fenómeno es complejo, dos cosas importantes:

- Principios fundamentales, como las leyes de conservación de momentos, masa y energía.
- El criterio de propagación de la fractura al avanzar, causado por el tipo de fractura. Esto incluye interacción de la roca, fluido y distribución de la energía.

Se dispone de tres modelos familias generales: en dos dimensiones pseudotridimensional y tridimensional.

En los casos de modelos pseudo tridimensionales y tridimensionales, requieren de datos y justificaciones que son extremadamente extensivas e intensivas; dado que los medios en dos dimensiones son cerrados en forma analítica, se asumen constantes y se conoce la altura de la fractura, dichos modelos son los aplicados en la Ingeniería Petrolera, están basados en leyes fundamentales y criterios de propagación. La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente, cambiar de plano sobre la dirección de la fractura, dependiendo de esfuerzos locales y propiedades de la roca.

Para poder entender la geometría o dimensiones de la fractura, es necesario hacer algunas suposiciones; las cuales se hacen extensivas para ambos modelos y en el cálculo de las mismas.

Estas suposiciones son:

- + ROCA ISOTRÓPICA, HOMOGÉNEA Y LINEALMENTE ESTÁTICA
- + COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DESCRITO POR UN MODELO MATEMÁTICO
- + ALTURA DE LA FRACTURA CONSTANTE Y ESTIMADA

De acuerdo al modelo a utilizar, se tendrán las supuestas dimensiones de la fractura y a continuación se describen los dos diferentes modelos:

1.4.1. FRACTURA HIDRÁULICA CON EL MODELO PERKINS, KERN Y NORDGREEN (PKN)

Este modelo se presenta en la Fig. 1.12. Tiene forma elíptica en las inmediaciones del pozo. La amplitud máxima es la línea central de la elipse y cero en las partes inferior y superior, controlada por la caída de presión en la misma fractura.

La falla en la roca es de tipo frágil, la extensión vertical está limitada por barreras, el fluido fracturante es no filtrante y la presión del fluido en el extremo de la fractura, es igual al esfuerzo mínimo horizontal que es perpendicular a la fractura.

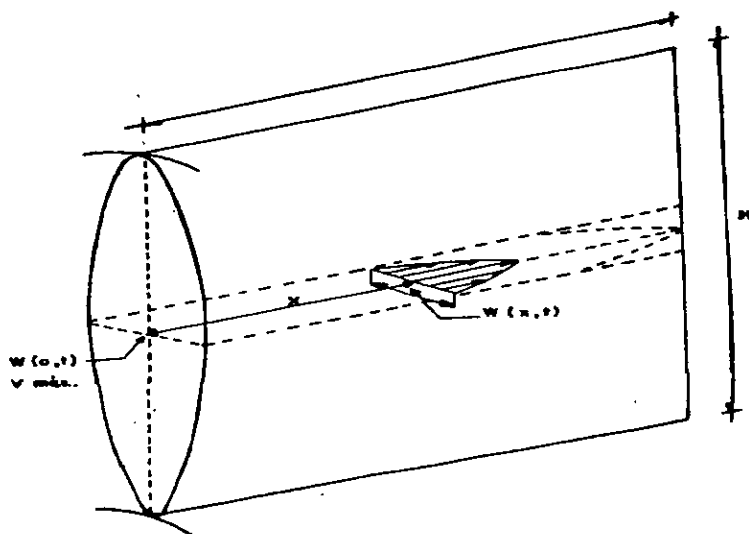


Figura 1.12 Modelo de Perkins y Kern.

En el caso de un fluido Newtoniano, la máxima amplitud, cuando la longitud media de la fractura es igual a, x_f , y está dada por:

$$W_{\max} = \left[\frac{Q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \dots\dots\dots (1.30)$$

Donde el módulo elástico, G, puede obtenerse con la Ec. 1.5; q_i es el gasto de inyección (BPM); μ es la viscosidad aparente del fluido [cp]; ν es la relación de poisson y la longitud media, X_f [pie].

Para encontrar la amplitud promedio, podemos aplicar la siguiente ecuación:

$$\bar{W} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) X_f}{G} \right]^{1/4} \dots\dots\dots (1.31)$$

En el caso de fluido No-Newtoniano, la expresión para calcular la amplitud máxima de la fractura es:

$$W_{\max} = 12 \left[\frac{(128)}{3\pi} (n+1) \frac{(2n+1)}{n} \frac{(0.9795)}{144} \frac{(5.61)}{60} \right]^{1/(2n+2)} \left[\frac{q_i^n K X_f h_f^{1-n}}{E} \right]^{1/(2n+2)} \dots\dots\dots (1.32)$$

De la misma forma, al multiplicar la Ec. 1.30 por el factor geométrico 0.59 obtenemos la $\bar{W}$ (amplitud promedio) para el fluido No-Newtoniano.

1.4.2.- FRACTURA HIDRÁULICA CON EL MODELO KHRISTIANOVICH

Este modelo se representa en la Fig. 1.13 y es un giro de 90° con respecto al anterior modelo, se aplica particularmente donde la altura de la fractura es mayor a la longitud media de la misma.

Como se observa en dicha figura la forma de la fractura es de amplitud constante vertical en toda la vecindad del pozo, dado que existe un desplazamiento a través de las barreras superior e inferior.

El flujo en la fractura es laminar y la presión en el extremo de la fractura es igual al mínimo esfuerzo horizontal.

En este modelo se tiene como resultado, grandes volúmenes de fractura y la ecuación para calcular la amplitud promedio de la fractura se obtiene con la ecuación siguiente:

$$\bar{W} = 0.29 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) X_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \frac{\pi}{4} \dots\dots\dots (1.33)$$

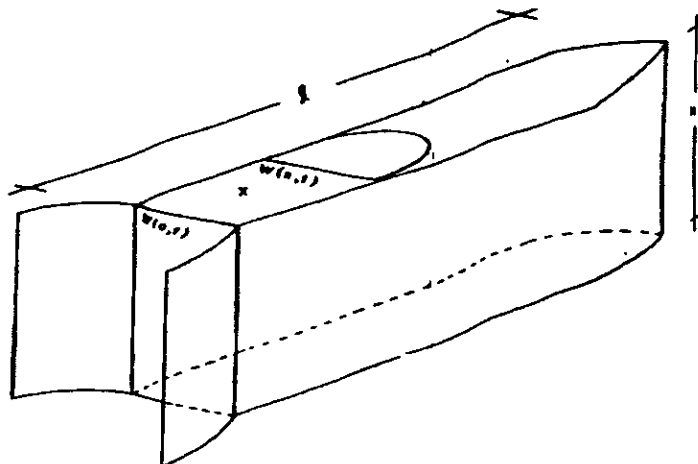


Figura 1.13 Modelo de Khristianovich y Sheltov

1.4.3 PRESIÓN NETA DE FRACTURA

La creación de la ruptura en dos dimensiones, una dimensión grande e infinita y la otra finita conocida ha sido desarrollada desde 1946. La máxima amplitud de la ruptura que es proporcional a las características del yacimiento, es también proporcional a la presión neta ($P_f - \sigma_{min}$) e inversamente proporcional al plano del módulo E' .

La máxima amplitud está dada por:

$$W_{max} = \frac{2(P_f - \sigma_{min})d}{E'} \dots\dots\dots(1.34)$$

$$\text{donde } E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \dots\dots\dots(1.35)$$

Y la amplitud promedio es:

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} \gamma W_{max} \dots\dots\dots(1.36)$$

Se ha demostrado que para la operación del fracturamiento con eficiencia

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \longrightarrow 1 \quad \dots\dots\dots(1.37)$$

El volumen de fractura V_f debe ser igual al volumen de fluido inyectado V_i .
Además, $\bar{w}A_f = q_i t$, donde A_f es el área de la fractura que se puede calcular con:
 $A = 2x_f h_f$.

Para $\eta \longrightarrow 0$; $A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p}$; donde C_L es el coeficiente de pérdida y r_p es el radio de la altura permeable de la fractura. $x_f \bar{w} = \frac{q_i t}{2h_f} \quad \dots\dots\dots(1.38)$

O bien $x_f = \frac{5.615 q_i \sqrt{t}}{2\pi h C_L} \quad \dots\dots\dots(1.39)$

La relación de rompimiento para el modelo PKN y la presión neta de fracturamiento está dada por :

Con la ecuación $x_f = 1/c_1 (5.615 q_i t / 2h_f)^{2n'+2/2n'+3} \quad \dots\dots\dots(1.40)$

Para $\eta \longrightarrow 1$ y usando el multiplicador $t^{1/2n'+3}$ como C_2 quedaría:
 $\Delta P_f = c_2 t^{1/2n'+3} \quad \dots\dots\dots(1.41)$

Similarmente, para cuando $\eta \longrightarrow 0$ $\Delta P_f = c_3 t^{1/4(n'+1)} \quad \dots\dots\dots(1.42)$

Las expresiones de presión en particular son prácticas para monitorear el proceso de la operación de fracturamiento, como n' es aproximadamente igual a 0.5, la potencia del tiempo cae sobre $1/4$ o $1/6$.

Si se exponen los resultados en una gráfica log-log durante la ejecución de la fractura, puede identificarse realmente la morfología de la fractura propagada. En una gráfica de P_f Vs. Tiempo. La pendiente positiva sugiere la extensión normal contenida en la fractura, aproximadas por el modelo PKN. La pendiente negativa puede implicar otra gran fractura, de altura y longitud aproximadas por el modelo KGD, o la extensión de la fractura radial aproximada por el modelo radial, que es frecuentemente usado.

Finalmente, esto también es aproximado por expresiones de fácil uso para encontrar la presión neta, cuando se usa como fluido fracturante un fluido Newtoniano.

Las expresiones en unidades coherentes de campo, son:

$$\text{Para el modelo PKN: } \Delta P_f = 0.0254 \left(\frac{G^3 q_i \mu x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right)^{1/4} \dots\dots\dots (1.43)$$

$$\text{Para el modelo KGD: } \Delta P_f = 0.050 \left(\frac{G^3 q_i \mu}{(1-\nu)^3 h_f x_f^2} \right)^{1/4} \dots\dots\dots (1.44)$$

1.4.4 CONTINUO DAÑO MECÁNICO EN LA FRACTURA HIDRÁULICA

En ciertos casos, la presión Neta de la fractura, observada durante la fractura hidráulica, es varias veces mayor que todas las predichas por los modelos de propagación simple. Se conocen varios ejemplos de tratamientos de presión anormales. Cómo afecta en las formaciones la haber usado el diseño tradicional produce resultados irreales.

Una aproximación para entender y describir el fenómeno, está basado con el criterio de propagación de la fractura, derivado del continuo daño mecánico (CDM).

Acorde a lo anterior, bajo esfuerzos de la estructura material, ésta puede empezar a desintegrarse. El deterioro es caracterizado por la cantidad de daño. El daño en la formación con su gasto, puede describirse con la poderosa ley introducida en 1966 empezando por el criterio de ruptura, el daño mecánico continuo y asumiendo una distribución de esfuerzos junto al momento del rompimiento.

Valko y Economides en 1993 derivaron la siguiente ecuación para el gasto de propagación de la fractura:

$$\mu = \frac{Cl^2}{\pi \sigma_{min}} \left(\frac{K_L}{L+l} \right)^2 \dots\dots\dots (1.45)$$

Si consideramos esto, a pequeños valores de este parámetro o de la distancia promedio de los minirompimientos, dejan una propagación retardada de la fractura.

Aplicando la ecuación para una condición de frontera y modificando la versión de Nordgreen (1972), el modelo puede ser llamado CDM-PKN sin dimensiones y usando las siguientes variables.

$$x = C_1 x_D \quad \dots\dots\dots (1.46)$$

$$t = C_2 t_D \quad \dots\dots\dots (1.47)$$

$$w = C_3 w_D \quad \dots\dots\dots (1.48)$$

$$p_n = C_4 w_D \quad \dots\dots\dots (1.49)$$

$$L = C_1 L_D \quad \dots\dots\dots (1.50)$$

La presión neta y la eficiencia del fluido para hacer el bombeo adecuado, si el parámetro $C_D L_D^2$ es conocido.

La combinación de los parámetros puede ser obtenida desde la calibración de los parámetros preferentemente para la prueba de gasto por etapas. El valor de las dimensiones en la combinación de los parámetros, no es independiente del gasto de inyección y puede volverse a calcular con otro gasto de inyección, usando la fórmula:

$$C_D L_D^2 = (q_i / q_i)^{2/3} (C_D L_D^2) \quad \dots\dots\dots (1.51)$$

Además, el modelo puede ser usado para predecir el tamaño de la fractura y de la presión de tratamiento para otro gasto de inyección y otro tiempo de bombeo específico.

1.4.5 MIGRACIÓN DE LA ALTURA

Un adecuado modelo p-3-D puede permitir simultáneamente, una migración de la altura lateral y vertical, así como aproximar la altura de la fractura en el pozo. Para predecir la altura nos basamos en las propiedades mecánicas de la roca y la presión neta de fracturamiento, si no utilizamos el modelo adecuado podemos obtener una sobreestimación del volumen de la lechada para ejecutar el tratamiento.

Todo lo anterior lo notamos porque al considerar el modelo 2-D, la altura de la fractura se estima constante a lo largo de toda la fractura.

Se sabe que para las diferentes litologías se tienen diferentes valores en las relaciones de Poisson y los esfuerzos verticales se trasladan horizontalmente, resultando en un contraste de esfuerzos entre las leyes. Se sabe que se obtienen varios cientos de (psi) de diferencia entre el esfuerzo horizontal de una arenisca y el esfuerzo entre las capas superior e inferior de la misma arenisca.

Se conoce un simple modelo que relaciona este contraste de esfuerzos, la presión neta de la fractura y de la migración de la altura de la fractura en el pozo. Adicionalmente, los efectos de la interacción son el factor crítico intensivo de esfuerzos k_{ic} y la gravedad tienen que ser incorporados. El valor del esfuerzo horizontal en la capa adecuada de espesor h es σ .

En las capas superiores se tiene el esfuerzo σ_u y en las inferiores el esfuerzo σ_d .

La migración de la altura arriba medida desde el centro de la capa central del yacimiento y la migración medida desde la cima del yacimiento hacia abajo, son: h_u y h_d , respectivamente.

Así, tenemos que la presión neta de fracturamiento requerida para causar una migración de la altura superior, h_u será:

$$\Delta P_f = \frac{C_1}{\sqrt{hu}} \left[K_{ic} \left(\sqrt{\frac{hu}{h}} \right) + C_2 (\sigma_u - \sigma) \sqrt{hu} \cos^{-1} \left(\frac{h}{hu} \right) \right] + C_3 \rho (hu - 0.5h) \dots \dots \dots (1.40)$$

$$\Delta P_f = \frac{C_1}{\sqrt{hd}} \left[K_{ic} \left(1 - \sqrt{\frac{hd}{h}} \right) + C_2 (\sigma_d - \sigma) \sqrt{hd} \cos^{-1} \left(\frac{h}{hd} \right) \right] - C_3 \rho (hd - 0.5h) \dots \dots \dots (1.41)$$

1.5 FLUIDOS FRACTURANTES

La mayoría de las propiedades deseables y no deseables de los fluidos fracturantes están relacionados con su viscosidad, ésta a su vez está relacionada con un polímero.

Las funciones básicas del fluido fracturante son: crear y extender las fracturas, tanto en amplitud como en longitud y acarrear los sólidos sustentantes para la distribución de los mismos dentro de la fractura.

La viscosidad se degrada con el incremento de temperatura y con los esfuerzos de corte.

Al momento actual, la adición continua del polímero sobre la mezcla es implementada como el mejor método por el tradicional mezclado en tanques, la mezcla de agua y lechada están armonizadas con la concentración apropiada para proporcionar la viscosidad deseada en cualquier etapa del tratamiento.

El tratamiento ideal es aquel donde se tiene baja viscosidad de la mezcla al momento del bombeo hacia el pozo que resulte en una baja pérdida de presión por fricción y con la viscosidad suficiente para transportar el sustentante hasta la fractura creada.

Como mencionamos, ambos requisitos tan contradictorios, dan la base para investigar el número adecuado de aditivos para modificar las propiedades y eficientar el tiempo que dura la ejecución de la fractura.

Además de las funciones mencionadas, este fluido debe contar con algunas propiedades para poder cumplir los objetivos planeados en el fracturamiento.

- a) Fluido con baja pérdida de filtrado
- b) Fácilmente eliminables de la fractura
- c) No dejar daño a la formación, ni residuos que puedan obturar la conductividad de la fractura
- d) Manejables con seguridad
- e) Con buena estabilidad reológica a la temperatura y al corte.

Para distinguir los tipos de fluidos fracturantes se han dividido en tres grupos:

CONVENCIONALES:	Geles base agua
	Geles base aceite
COMPLEJOS:	Dispersiones agua en aceite
	Fluido base agua, polímero y reticulante
	Fluido base aceite
OTROS:	Gases
	Espuma
	Ácidos
	Alcoholes gelados
	CO ₂ gelado
	Combinaciones

En los fluidos fracturantes se utilizan productos químicos, cada uno tiene funciones específicas y la adición de alguno o varios de estos productos alteran las condiciones originales del fluido, con el fin de obtener buenos resultados en el fracturamiento hidráulico.

Aquí se enumeran los productos químicos comúnmente utilizados en el fracturamiento hidráulico y su función básica.

1. AGENTES GELANTES

La función básica que tienen estos agentes es la de incrementar la viscosidad del fluido, así como de reducir las pérdidas de presión por fricción. Se pueden utilizar en fluidos base agua o base aceite.

2. AGENTES RETICULANTES

Tienen como función incrementar considerablemente la viscosidad de los geles. La selección de estos agentes depende del agente gelante, del PH del sistema y de la temperatura.

3. CONTROLADORES DEL PH

Estos agentes deben permitir la hidratación del polímero, aumentar la estabilidad reológica a altas temperaturas, permitir la reticulación y controlar el rompimiento del gel.

4. ROMPEDORES DEL GEL

Quizás los aditivos más importantes en la mezcla sean los rompedores de geles, porque deben activarse después de haber terminado el tratamiento en el menor tiempo posible.

Estos agentes tienen como función principal reducir la viscosidad del gel, tal que minimice el retorno de la arena y maximice el retorno de fluidos.

5. SURFACTANTES

El surfactante tiene la función de reducir tensiones superficiales y presiones capilares en los poros, promover emulsiones estables y alterar características de mojabilidad.

6. ALCOHOLES

Las funciones de este agente son:

Aumentar la estabilidad del gel a altas temperaturas y coadyuvar a una limpieza rápida y efectiva de la formación.

7 BIOCIDAS

Las bacterias atacan el polímero orgánico, destruyendo el enlace y como consecuencia reduce la viscosidad. Este aditivo tiene la función de proteger al polímero de la degradación por bacterias.

8. REDUCTORES DE PÉRDIDA DE FLUIDO

Este agente controla la pérdida de fluido a la formación.

1.6 AGENTES SUSTENTANTES

Este agente tiene como funciones principales, la prevención del cierre de la fractura al término del tratamiento y crear un canal de flujo de alta conductividad.

Se necesita que dicho agente cumpla con los requerimientos que a continuación se enlistan, para obtener los resultados programados en el diseño del fracturamiento hidráulico.

- Ser resistentes
- De tamaño adecuado para su colocación en la fractura
- Deben ser partículas esféricas y uniformes
- De un material inerte y libre de impurezas
- Con densidad relativamente baja
- Disponible en grandes cantidades
- De bajo costo

También en este caso, se tienen diferentes tipos de agentes sustentantes:

ELASTO FRÁGILES: Tienen una deformación proporcional a los esfuerzos aplicados, fallan de tipo frágil. Dentro de este tipo se tienen las arenas naturales, partículas de vidrio, óxido de aluminio y zirconio (prefabricadas).

ELASTO PLÁSTICOS: Tienen un comportamiento plástico, fallan de tipo dúctil. En este tipo se distinguen: cáscara de nuez, polímero, partículas de aluminio y acero.

Estos agentes también deben cumplir con algunas propiedades como la granulometría, la forma, la solubilidad al ácido, el contenido de finos y arcilla, la densidad, la conductividad y las propiedades mecánicas como: carga crítica, deformación y presión de incrustación.

Todas estas propiedades deben ser tomadas en cuenta para la selección correcta del agente sustentante adecuado para las condiciones y el tipo de fracturamiento hidráulico.

1.6.1 CONDUCTIVIDAD

Existen dos tipos de conductividad:

La conductividad en la fractura $C_f = W k_f$

y la conductividad en la formación $C_F = H_F K_F$

De tal manera que al obtener una relación de conductividades C_f / C_F , si ésta tiene un valor mayor de 6 hasta un valor de 10 se comprende que es una fractura.

$$(6 < C_f/C_F \leq 10)$$

La efectividad de una fractura depende de la capacidad de flujo (conductividad) del sustentante y su distribución en la fractura.

La conductividad en la fractura se denomina como $W K_f$ y depende de:

- Tipo y tamaño del sustentante
- Distribución y concentración en la fractura
- Esfuerzo de cierre de la fractura
- Incrustación en la formación
- Obturamiento por residuos del fluido fracturante
- Tiempo

1.7 DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO

En el diseño del fracturamiento hidráulico se requiere de cinco tipos de datos, los cuales deben ser dados en unidades de campo. Algunos de estos datos dependen de la experiencia de campo, de las formaciones del área y otros dependen de las condiciones de la fractura.

Estos cinco tipos de datos son:

A) DATOS DE FORMACIÓN

- Intervalo disparado
- Espesor de formación
- Permeabilidad de formación
- Relación de Poisson
- Módulo de Elasticidad
- Gradiente de fractura
- Permeabilidad al fluido fracturante
- Porosidad
- Presión estática

- Compresibilidad de los fluidos
- Viscosidad de los fluidos

B) DATOS DEL POZO

- Radio de drene
- Radio del pozo
- Diámetro interior TP
- Diámetro exterior TP
- Diámetro interior TR
- Número de disparos
- Diámetro del disparo
- Coeficiente de Descarga
- Presión permisible

C) DATOS DE DISEÑO

- Altura esperada de fractura
- Volumen mínimo de fluido fracturante
- Volumen máximo de fluido fracturante
- Gasto mínimo de inyección
- Gasto máximo de inyección
- Volumen del bache inicial
- Método de cálculo de las dimensiones de la fractura
- De pruebas de laboratorio seleccionar el fluido fracturante

D) DATOS DEL FLUIDO FRACTURANTE

- Tipo de fluido (Newtoniano o No-Newtoniano)
- Viscosidad
- Índice de comportamiento
- Índice de consistencia
- Peso específico
- Área de pérdida
- Pendiente de la curva de pérdida
- Pérdida inicial

E) DATOS DEL SUSTENTANTE

- De pruebas de Laboratorio seleccionar el o los sustentantes requeridos para fracturar
- Peso específico
- Diámetro medio
- Concentración
- Permeabilidad del empaque

A continuación se describe el procedimiento de diseño para un fracturamiento con la consideración de que debe hacerse para cada fluido fracturante y diferentes sustentantes seleccionados.

1. Suponer diferentes volúmenes de fluido fracturante a utilizar entre los

$V_f \text{ min y } V_f \text{ max}$

2. Suponer diferentes gastos entre

$q_i \text{ min y } q_i \text{ max}$

3. Proceder con el cálculo hidráulico P_s , HP, descrito anteriormente para cada, q_i

4. Hacer el cálculo del coeficiente de pérdida, C_t , para cada V_t y q_i seleccionados, además se debe seleccionar el método de cálculo del mismo.
5. Calcular las dimensiones dinámicas de la fractura, L y W_{max} .
6. Calcular las dimensiones finales de la fractura sustentada HB y LB .
7. Calcular el incremento de productividad esperado, J / J_o
8. Hacer un análisis de resultados
9. Seleccionar el diseño óptimo apoyado por un simulador de yacimiento.

II. FUNDAMENTOS DE LA MINIFRACTURA

Las pruebas de minifractura consisten en una secuencia de estudios sobre temperatura, bombeo y registro de presiones para evaluar el Sistema Fluido - Yacimiento, cuando se inyectan fluidos fracturantes.

En esta prueba se inyecta un volumen de fluido fracturante al mismo gasto con el cual se realizará el fracturamiento en el pozo, lo anterior tiene como finalidad, precisar los parámetros que se utilizarán en el diseño del fracturamiento y tener un patrón de comparación en los resultados de ambos tratamientos.

II.1 OBJETIVOS DE LAS PRUEBAS

El objetivo principal de esta prueba, es determinar los parámetros que serán utilizados en el diseño del fracturamiento hidráulico.

Los parámetros mencionados con anterioridad son:

- Coeficiente de pérdida de fluido
- Amplitud máxima y promedio de la fractura
- Longitud de la fractura
- Eficiencia del fluido
- Tiempo de cierre de la fractura

II.2 PROCEDIMIENTO EN PRUEBAS DE MINIFRACTURAMIENTO

Las pruebas de minifractura pueden ser realizadas con la secuencia siguiente:

1. Tomar registros de temperatura antes de la inyección
2. Determinar la presión de cierre
3. Hacer una prueba de inyektividad
4. Tomar registros de temperatura después de la inyección
5. Evaluar los resultados

Con la finalidad de evaluar los parámetros de diseño de un fracturamiento hidráulico, se hace un análisis de interpretación de la presión durante y después de una serie de pruebas de campo aplicadas a la formación productora de hidrocarburos.

II.3 TIPOS DE PRUEBAS

En toda la literatura sobre pruebas de minifracturamiento se conocen y se aceptan tres tipos de pruebas; en cada tipo de prueba se persigue encontrar un parámetro o varios (según la prueba) para determinar al final todos los objetivos planeados en el diseño de la misma.

A continuación se describe cada tipo de prueba, la forma en que se debe proceder para analizar correctamente cada prueba y lo que se conoce como una prueba típica de cada tipo.

II.3.1 PRUEBA DE INCREMENTO DE GASTO POR ETAPAS

Esta prueba tiene la finalidad de evaluar la presión de extensión de una fractura, a su vez que proporciona una indicación precisa de la potencia necesaria del equipo para realizar el fracturamiento.

Incluye el bombeo de fluidos a la formación desde gastos inicialmente bajos a gastos gradualmente más altos. El gasto inicial es tal, que el fluido pasa por la matriz de la formación. El gasto se incrementa paulatinamente y se mantiene constante en cada incremento por un tiempo específico. El tiempo normal es de 5 (min) suficiente para que la presión se estabilice.

Una prueba típica de gasto por etapas puede ser:

1. Bombear el pozo 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, 4.5, 5.0, 5.5, 6.0, 6.5, 7.0, 7.5, etc. (bls/min) y mantener el tiempo constante 5 (min) en cada etapa de bombeo.
2. Registrar la presión y el tiempo durante la pruebas.

Un ejemplo de esta prueba aparece en la Fig. 2.1. Posteriormente se grafica la presión máxima registrada para cada gasto, como se puede ver en la Fig. 2.2 El cambio de pendiente que se observa en esta figura, es la presión de fractura superficial más la presión hidrostática del fluido fracturante.

Por lo tanto, esta prueba nos indica en qué momento el fluido que está entrando al yacimiento cambia de flujo matricial a flujo de fractura.

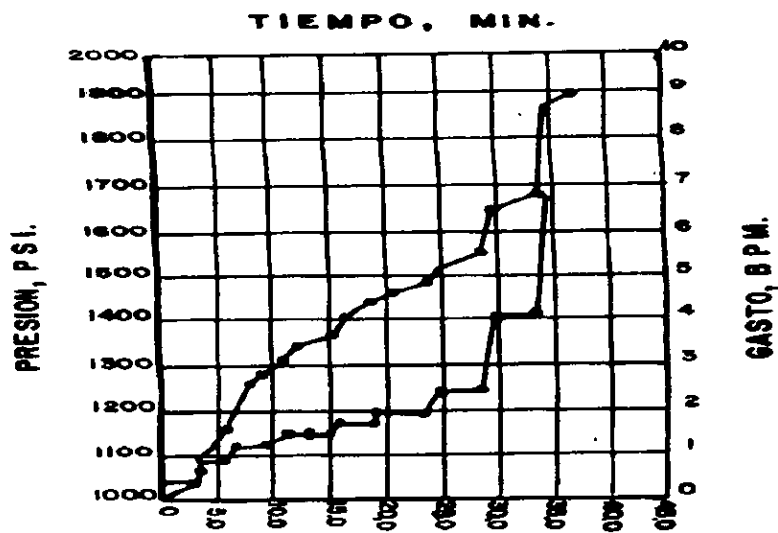


Figura 2.1 Prueba de incremento de gasto por etapas.

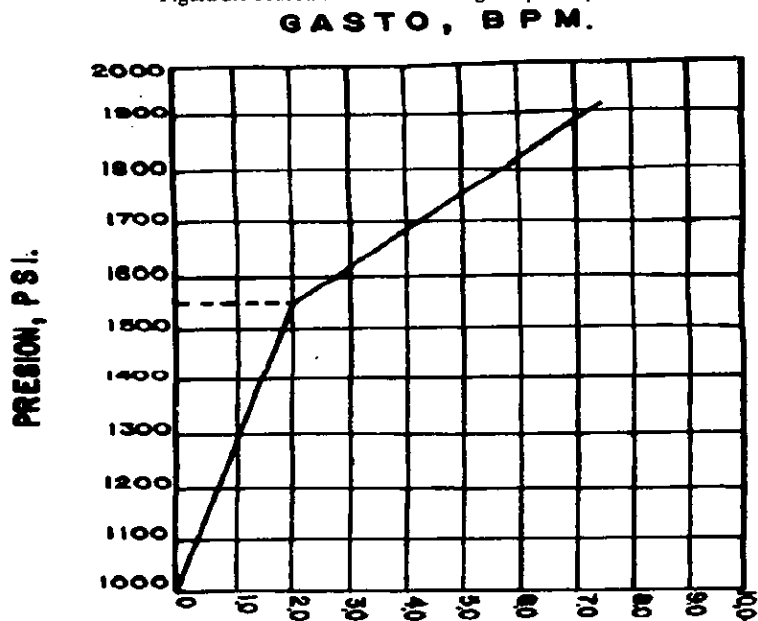


Figura 2.2 Análisis de la presión en una prueba de gasto por etapas.

II.3.2 PRUEBA DE BOMBEO Y FLUJO

Con esta prueba se determina la presión de cierre, P_c . Esta presión se define como la presión hidráulica requerida para abrir una fractura que ya existe, contrarrestando el esfuerzo principal mínimo de la roca.

La información de la presión de cierre es útil para escoger un apuntalante con resistencia suficiente para prevenir su ruptura.

Esta prueba involucra una inyección de fluido que induce a fracturar con un gasto constante por un período de tiempo determinado, se suspende el bombeo y se fluye el pozo a un gasto bajo y constante.

Los gastos de bombeo varían desde 5 (bls/min) hasta el gasto con el cual se va a realizar el fracturamiento. Los volúmenes de inyección varían de 2000 a 6000 (gals) y los gastos para fluir al pozo son de un rango de 0.5 a 1.0 (bls/min); el uso de un estrangulador ajustable y un medidor de flujo son importantes para mantener el gasto constante y controlado al fluir el pozo.

El procedimiento recomendado para esta prueba de bombeo y flujo es el siguiente:

1. Bombear el fluido al gasto programado durante 10 (min) en flujo constante
2. Suspender el bombeo y preparar para fluir el pozo
3. Descargar el pozo a 1 (bl/min) usando el medidor de flujo y controlar con un estrangulador ajustable
4. Registrar la presión y el tiempo durante la prueba

Los datos de presión estimados a diferentes tiempos están graficados en la Fig. 2.3

Cuando la presión del fluido de la formación llega a ser menor que la presión de cierre de la fractura, indica que la fractura se ha cerrado, así que el flujo de la formación cambia de flujo de fractura a flujo matricial dando por resultado un cambio lento en la pendiente de la gráfica (P Vs. T)

La presión en la cabeza del pozo en este punto de deflexión, más la presión hidrostática del fluido equivale a la presión de cierre de la fractura P_c .

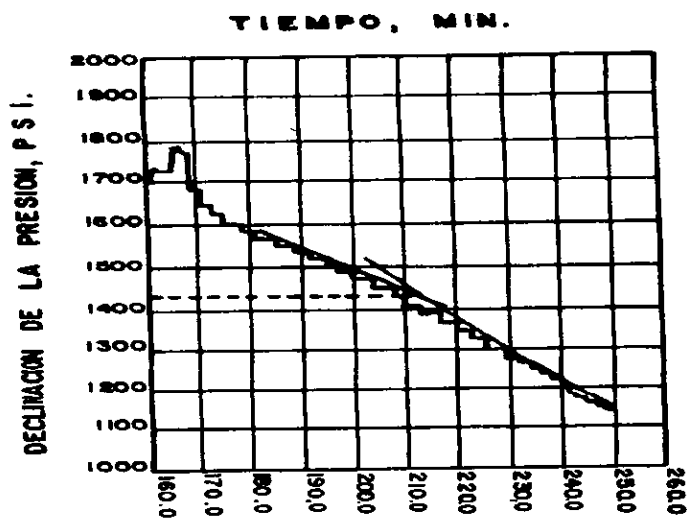


Figura 2.3 Análisis de la prueba de bombeo y flujo.

II.3.3 PRUEBA DE INYECCIÓN, CIERRE Y COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN.

Esta prueba fue diseñada para medir características de la pérdida de fluido a la formación y de la geometría de la fractura.

En la prueba de inyección, cierre y comportamiento, se requiere que se produzca una pequeña fractura (Minifractura) en la formación, aplicando el mismo fluido que se va a utilizar en la estimulación por fracturamiento.

Los gastos típicos de esta prueba varían de 5 (bls/min) hasta el gasto con el cual se va a realizar el fracturamiento. Como el gasto afecta directamente a la geometría de la fractura, es recomendable que la minifractura sea creada a un gasto similar o igual al gasto del fracturamiento para predecir la geometría con más precisión. Los volúmenes típicos de inyección son de 2000 a 12500 (gals).

El procedimiento común de esta prueba consiste en los siguientes pasos:

1. Establecer el gasto de inyección programado
2. Mantener este gasto de 7 a 10 (min)
3. Suspender el bombeo
4. Registrar la presión de cierre instantánea, P_{ci}
5. Registrar y graficar la presión durante el tratamiento y después de suspender el bombeo; se grafica esta presión contra el tiempo de cerrado hasta que la presión muestre una marcada tendencia a estabilizarse.

II.4 PROCEDIMIENTOS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS EN PRUEBAS DE MINIFRACTURA.

Estos procedimientos consisten en determinar los parámetros de diseño siguiendo los puntos citados a continuación:

1. OBTENCIÓN DE DATOS

Q_i : Gasto de inyección, de la prueba de inyección, cierre y comportamiento de la presión (3er. prueba)

T_o : Tiempo de inyección (de la 3er. prueba)

T_y : Temperatura del yacimiento, (de registros)

H_y : Espesor del yacimiento, (de registros)

K : Permeabilidad, (de registros, de pruebas de presión o de análisis petrofísicos)

H : Altura de la fractura, (de registros. de temperatura. o similares).

n' , k' : Índice de comportamiento e Índice de consistencia (de análisis reológico del fluido fracturante).

H_p : Altura de pérdida en la zona porosa y permeable de la altura de la fractura, (de registro de inducción o similares)

E' : Módulo de deformación plana, $E' = E / (1 - \nu^2)$

E : Módulo de Young o de Elasticidad, (de registro sísmico)

- ν : Relación de Poisson, (de análisis petrofísicos)
 a : Constante de degradación viscosa del fluido (de Lab.)

2. DETERMINACIÓN DE P^* POR EL PROCEDIMIENTO "A"

Este valor se obtiene de la siguiente manera:

- En la gráfica de la Fig. 2.4 correspondiente a la prueba de inyección, cierre y comportamiento de la presión del pozo Tajín N° 634, se subdivide el eje del tiempo de cierre de la fractura en intervalos pertenecientes a tiempo adimensional de cierre, por ejemplo: $\delta = 0.25$, $\delta = 0.50$, $\delta = 0.75$ y $\delta = 1.0$ dado por la expresión $\delta = \Delta t / t_0$ estas subdivisiones se inician a partir del tiempo de inyección, t_0 , al cual le corresponde el valor de $\delta = 1.0$
- En cada una de las subdivisiones se levantan líneas verticales hasta llegar a intersectar la curva de comportamiento de la presión de la misma Fig. 2.4
- En papel doble logarítmico de 2 x 2 ciclos se trazan los ejes: (diferencia de la declinación de la presión Vs. tiempo de cierre) como se observa en la Fig. 2.5 Se hace uso de la Fig. 2.4 y se determinan los valores de (ΔP) y (δ) ; se procede a situar los puntos de comportamiento de la declinación de la presión para (Δt) con su correspondiente (δ) ; así por ejemplo, para trazar los puntos de la Fig. 2.5 se debe proceder con los siguientes pasos:
 - Se fija la línea vertical correspondiente a $\delta = 0.25$ en Fig. 2.4 y al variar los tiempos adimensionales a $\delta = 0.50$, $\delta = 0.75$, $\delta = 1.0$, etc., se obtiene una (ΔP) para cada uno de los valores de (δ) .
 - Con el valor de (ΔP) obtenido del paso anterior y para una (Δt) correspondiente al valor de $\delta = 0.50$ se procede a situar este par de

valores en la gráfica doble logarítmica; después se toman sucesivamente todos los demás puntos con la línea vertical fija en $\delta = 0.25$.

3. Una vez encontrados todos los valores con $\delta = 0.25$ verticalmente fijo, se procede a fijar la línea vertical en $\delta = 0.50$ variando ahora las (δ) de 0.75, 1.0, 1.25, etc... por lo cual nuevamente se obtienen los valores de (Δp) los cuales se sitúan de igual forma que los anteriores.
 4. Sucesivamente se obtienen todos los valores al variar los valores de (δ) en la línea vertical, por lo que se van conformando todos los puntos representados en la Fig. 2.5.
- d) Con las curvas tipo propuestas por Nolte correspondientes a la Fig. 2.6 se grafica usando un papel transparente al situar los puntos de las Fig. 2.5 que se ajustan lo mejor posible entre sí, por lo que se obtiene el valor de P^* indicado por la línea correspondiente a $G(\delta, \delta_0) = 1$ y que está considerado en las curvas tipo de Nolte.

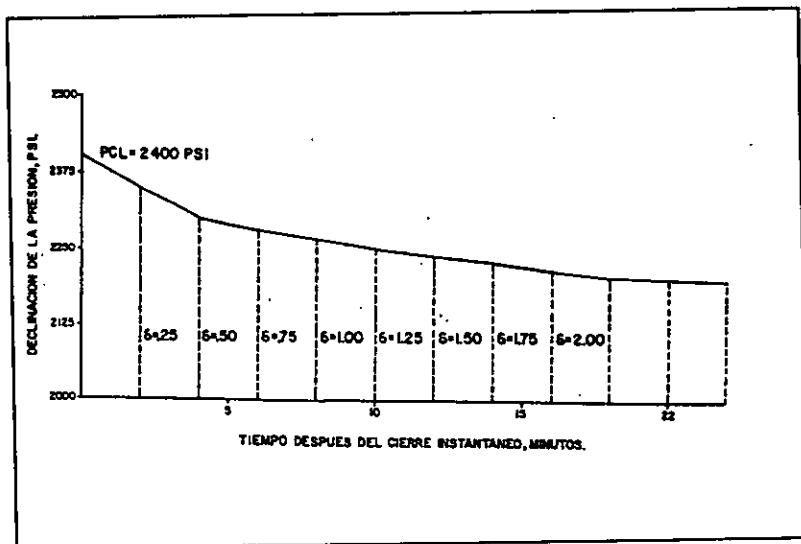


Figura 2.4 Comportamiento de la presión a partir de la PCI.

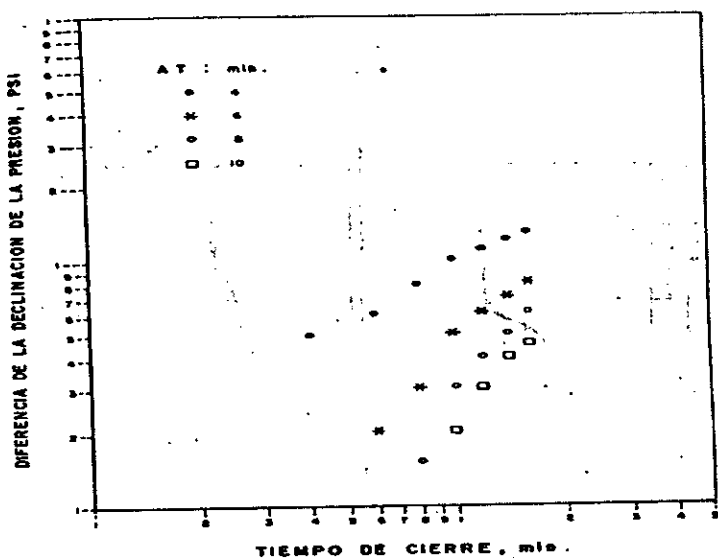


Figura 2.5 Comportamiento de la declinación de presión.

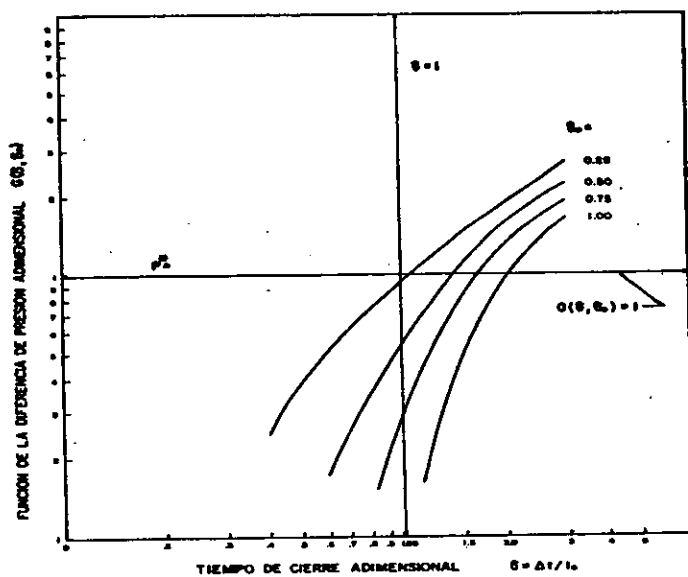


Figura 2.6 Curvas tipo para diferencia de presión.

2. DETERMINACION DEL P^* POR EL PROCEDIMIENTO "B"

a) Por medio de la ecuación siguiente se determina la P^* :

$$P^* = \frac{\Delta p(\delta_o, \delta)}{G(\delta, \delta_o)} \dots\dots\dots (II.1)$$

Para evaluar $\Delta P(\delta_o, \delta)$ se lleva a cabo mediante el siguiente procedimiento:

Con la gráfica de la Fig. 2.5 correspondiente a la prueba de inyección, cierre y comportamiento de la presión, sobre el eje del tiempo de cierre en δ y δ_o se trazan dos líneas verticales hasta intersectar la curva de declinación de presión y la diferencia de presión entre δ_o y δ se obtiene en el eje de la declinación de la presión de la misma figura.

b) Para determinar el valor de $G(\delta, \delta_o)$ se procede mediante la utilización de la Fig. 2.6 correspondiente a las curvas tipo de Nolte en la forma siguiente:

Sobre el eje del tiempo de cierre adimensional de la Fig. mencionada en (δ) , se levanta una línea vertical hasta intersectar la curva tipo perteneciente a (δ_o) , una vez que se ha intersectado el punto $P(\delta, \delta_o)$, éste se lee en el eje de la función de la diferencia de presión adimensional de la Fig. 2.6 y se obtiene el valor de $G(\delta, \delta_o)$.

3.- ESTIMACIÓN DEL COEFICIENTE DE PÉRDIDA DE FLUIDO FRACTURANTE

Para evaluar este parámetro se debe aplicar la siguiente ecuación y se utiliza para ambos procedimientos:

$$C_t = \frac{P^* H^2 \beta^s}{H_p E' (t_0)^{1/2}} \quad \text{---(II.2)}$$

en donde todos los parámetros deben ser datos y

β_s = se determina con la Fig. 2.7

E' = se determina con la expresión

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

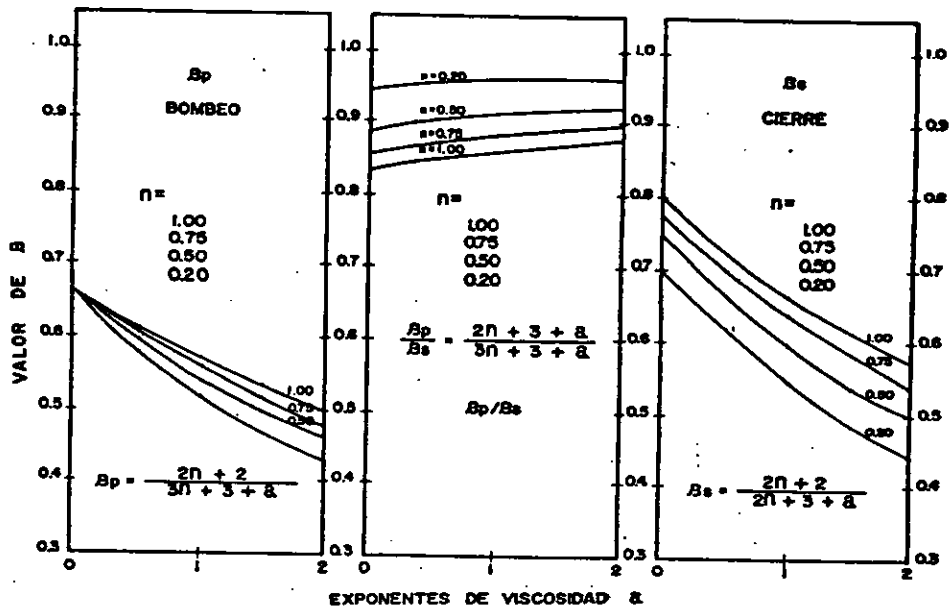


Figura 2.7 Variación de B con el exponente de viscosidad.

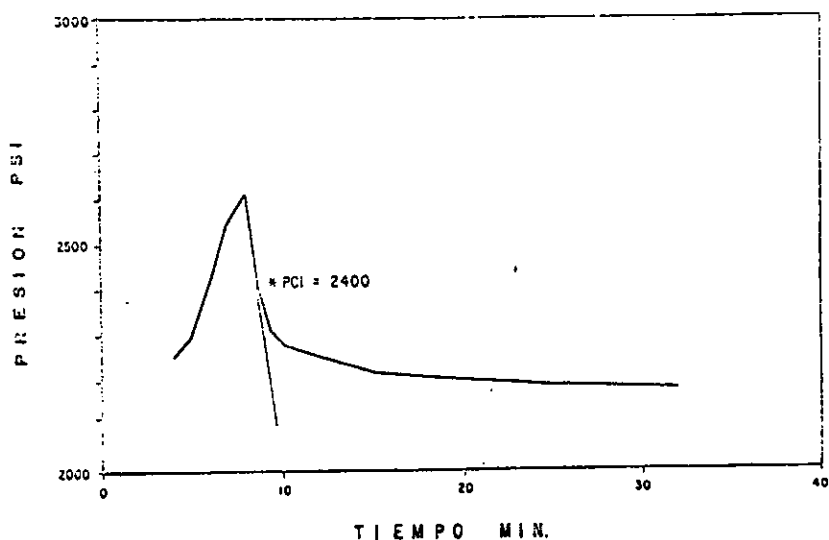


Figura 2.9 Representación gráfica de la tercera prueba de inyección cierre y comportamiento de presión.

Al obtener la P_c y la P_{ci} , con la ecuación que se presenta a continuación se puede evaluar la P .

$$P = P_{ci} - P_c$$

y β_P

Se valora con la Fig. 2.7

5.- DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL FLUIDO FRACTURANTE

Esta determinación puede ser evaluada con la expresión siguiente para ambos procedimientos:

$$EFF = \frac{\gamma}{1+\gamma} \dots\dots\dots(II.5)$$

6.- EVALUACIÓN DE LA LONGITUD DE LA FRACTURA

La evaluación de la longitud de la fractura, puede ser obtenida con las dos expresiones que a continuación se desarrollan:

$$L = \frac{Q \ t_o}{\pi \ C_t \ H_p \ (t_o)^{1/2} \ (1 + \nu)} \dots\dots\dots(II.6)$$

$$L = \frac{Q \ t_o \ (1 - EFF)}{\pi \ C_t \ H_p \ (t_o)^{1/2}} \dots\dots\dots(II.7)$$

7.- ESTIMACIÓN DE LA AMPLITUD PROMEDIO

La estimación promedio de la amplitud se puede estimar con la siguiente expresión para ambos procedimientos:

$$W' = \pi \ C' \ (t_o)^{1/2} \ C \dots\dots\dots(II.8)$$

y donde:

$$C' = C_t \ H_p/H \dots\dots\dots(II.9)$$

III. PARÁMETROS IMPORTANTES EN EL ANÁLISIS DE LA MINIFRACTURA

En las pruebas de minifracturamiento, un volumen de fluido fracturante se bombea al mismo gasto con que se va a realizar el fracturamiento, como se ha mencionado anteriormente, con el fin de precisar los parámetros de diseño del mismo fracturamiento.

Para poder desarrollar este capítulo, se debe conocer cuáles son los parámetros de interés que se deben tomar en cuenta en el análisis del minifracturamiento y que son considerados para hacer el diseño del fracturamiento hidráulico.

Los parámetros determinados por esta técnica que consiste de tres pruebas, son:

- El coeficiente efectivo total de pérdida de fluido
- La amplitud y longitud de la fractura
- La eficiencia del fluido fracturante
- El tiempo de cierre de la fractura

Una vez puntualizado cuáles son los parámetros de importancia de este análisis, se debe visualizar de qué manera estos pueden ser afectados al tomar en cuenta otros parámetros que involucran a los anteriores.

Se han llevado a cabo estudios para conocer los efectos que tienen algunos parámetros en el resultado final del análisis de minifractura. En este trabajo se pretende dar a entender que se deben considerar algunos aspectos de estos parámetros, pues afectan de tal modo, que los posibles diseños de fracturamiento pueden no ser los adecuados por no ser los óptimos.

III.1 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO Y CAMBIOS DE TEMPERATURA

Normalmente en las pruebas de minifractura, los efectos de la compresibilidad del fluido fracturante y los cambios de temperatura que sufre son ignorados.

Esto provoca que los resultados de los parámetros encontrados tengan un error máximo del 75%, lo anterior debido a que en la Literatura de la Ingeniería del Petróleo, se supone que el fluido fracturante es incompresible e isotérmico.

Para tener bases de estas observaciones, se presenta un ejemplo de análisis, este ejemplo se realizó usando el modelo de Perkins-Kern (PK) y muestra que si se ignoran los efectos mencionados, se han encontrado errores hasta del 300% para el cálculo del coeficiente de pérdida y del 75% en el cálculo de la longitud de fractura. Asimismo, para el modelo de Chistianovich-Sheltov (CZ) se generan en el cálculo de los mismos parámetros errores del 200% y del 33% respectivamente.

La razón por la cual se deben considerar estos dos parámetros en el análisis, es porque dicho análisis presentó problemas cuando se aplicó a pozos con altas temperaturas.

Conforme un fluido es más compresible, se observa un cambio de la presión más pequeño con respecto al cambio de volumen, entonces, la compresibilidad del fluido fracturante tiende a reducir la razón de la declinación de la misma presión durante el período de cierre.

Al analizar estos datos se asume que el fluido fracturante es incompresible y por intuición los parámetros que se calculan deben dar un coeficiente de pérdida de fluido más bajo y un valor de longitud de fractura más grande.

Por lo tanto, cuando se usa como fluido fracturante una espuma, se tiene un error y problemas, pues este fluido es muy compresible.

Para ejemplificar estos casos se ha definido una ecuación de caída de presión efectiva que se debe observar si se toma en cuenta que el fluido fracturante es incompresible y existe la condición isotérmica.

La ecuación fue desarrollada por Biot¹⁰ y se presenta a continuación:

$$\Delta P_{eff} = (1 + C_p P_{avp}) P' + \frac{C_{te}}{\beta_s} \gamma \int_{P(t)}^{dT} \frac{1}{dt} dt \dots\dots\dots(III.1)$$

La integración del miembro derecho de la ecuación puede ser calculado tanto analítica como numéricamente.

Ahora bien, al considerar sólo el efecto de la compresibilidad, después de hacer una gráfica en papel logarítmico de (P Vs. δ), la curva encontrada no debe cambiar, pero ésta se desplaza hacia arriba. El punto de comparación es el mencionado P* y cambia en magnitud, por lo que los parámetros que se han calculado cambian también.

Esencialmente la longitud de la fractura decrece mientras que el coeficiente de pérdida y la amplitud aumentan. Si en cambio también se considera el cambio de temperatura con respecto al tiempo, tanto la magnitud y la forma de la curva cambian. En la misma gráfica se observa que la (P) se incrementa y por lo mismo P* aumenta más.

EJEMPLO N° 1

En este ejemplo se debe considerar un factor de corrección debido a la temperatura, ya que este comportamiento no está comprendido en las curvas tipo desarrolladas en la literatura, por lo que se debe considerar que la causa es el efecto de la temperatura dado que la compresibilidad cambia solamente en magnitud, no en la forma.

El término de corrección se lista en la Tabla III.1 . La información corregida se puede comparar bien con las curvas tipo existentes y los resultados de este análisis corregido se presentan en la Tabla III.2

EJEMPLO N° 2

Los datos de campo para esta minifractura se presentan en la Tabla III.3, debido a que los cambios de temperatura no fueron registrados, solamente se toman en cuenta los efectos de la compresibilidad del fluido fracturante. La Tabla III.4 muestra ahora los parámetros calculados si se ignora y si se considera este efecto y se observa finalmente en la Tabla un error del 28 (%) en la longitud de fractura, un error del 22(%) en la amplitud de la fractura y un error del 21(%) en el coeficiente de pérdida de fluido.

EJEMPLO N° 3

En este ejemplo se han registrado tanto la declinación de la presión y el incremento de la temperatura durante el periodo de cierre. La Fig. 3.1 muestra el incremento de temperatura en la prueba de presión y la Tabla III.5 arroja los datos de la declinación de presión del pozo al haber practicado un análisis completo.

La Tabla III.6 muestra los parámetros calculados al haber usado el método de (PK) ignorando los efectos de la compresibilidad y de los cambios de temperatura. Se puede observar que el coeficiente de pérdida correcto es aproximadamente tres veces el valor calculado cuando se han tomado en cuenta los efectos mencionados.

TABLA III.I

TIEMPO DE CIERRE (MIN)	PRESIÓN OBSERVADA (PSI)	P OBSERVADA (PSI)	TERM. DE CORRECCIÓN (PSI)	PRESIÓN CORREGIDA (PSI)	P CORREGIDA (PSI)
0.0	5810.0	0.0	0.0	5810.0	0.0
2.5	5806.7	3.3	4.4	5802.2	7.8
5.0	5804.3	5.7	8.6	5795.7	14.3
7.5	5802.4	7.6	12.6	*5784.3	25.7*
10.0	5800.8	9.2	16.5	5784.3	25.7
12.5	5799.6	10.4	20.4	5779.2	30.8
15.0	5798.6	11.4	24.1	5774.4	35.6
17.5	5797.7	12.3	27.9	5769.8	40.2
20.0	5797.0	13.0	31.5	5765.5	44.5
22.5	5796.5	13.5	35.2	5761.3	48.7
25.0	5796.0	14.0	38.8	5757.3	52.7
27.5	5795.7	14.3	42.3	5753.4	56.6
30.0	5795.5	14.5	45.9	5749.6	60.4
32.5	5795.3	14.7	49.4	5746.0	64.0
35.0	5795.3	14.7	52.9	5742.2	67.6
37.5	5795.3	14.7	56.3	5739.0	71.0
40.0	5795.4	14.6	59.8	5735.6	74.4
42.5	5795.5	14.5	63.2	5732.3	77.7
45.0	5795.7	14.3	66.6	5729.1	80.9
47.5	5795.9	14.1	69.9	5726.0	84.0
50.0	5796.2	13.8	73.3	5722.9	87.1

TABLA III.2

GASTO DE INYECCIÓN. (bls/min)	-----	10.00
TIEMPO DE INYECCIÓN. (min)	-----	25.00
MÓDULO DE YOUNG. (psi)	-----	3 E 10 ⁶
ALTURA NETA. (pie)	-----	10.00
ALTURA TOTAL (pie)	-----	50.00
β ., (adim)	-----	0.60
COEFICIENTE. PÉRDIDA TOTAL. (pie/min ^{1/2})	-----	0.000375
P*, (psi)	-----	37.50
PRESIÓN DE CIERRE INSTANTÁNEO. (psi)	-----	500.00
EFICIENCIA DEL FLUIDO FRACTURANTE. (%)	-----	84.70
AMPLITUD PROMEDIO FRACTURA. (pg)	-----	1.04
LONGITUD DE FRACTURA. (pie)	-----	274.40

TABLA III.3

DATOS ENTRADA			
GASTO INYECCIÓN		20.00	(bls/min)
MÓDULO DE YOUNG		$1 \text{ E } 10^6$	(psi)
ALTURA NETA		63.00	(pie)
ALTURA TOTAL		63.00	(min)
TIEMPO DE INYECCIÓN		11.70	(min)
TIEMPO A LA PRESIÓN DE CIERRE INSTANTÁNEA.		12.00	(min)
PRESIÓN CIERRE INSTANTÁNEA		1080.00	(psi)
PRESIÓN DE CIERRE		680.00	(psi)
n'		0.47	(psi)
A		1.00	(adim)
	PRESIÓN		TIEMPO
	(psi)		(min)
	1020.0		13
	960.0		14
	910.0		15
	870.0		16
	820.0		17
	780.0		18
	760.0		19
	710.0		20

TABLA III.4

ANÁLISIS DEL EJEMPLO N°. 2		
DATOS DE CAMPO:		
PARÁMETROS	VALORES Ignorando la Compresibilidad	VALORES Considerando la Compresibilidad
COEFICIENTE DE PÉRDIDA TOTAL (pie/min ^{1/2})	0.00382	0.00489
LONGITUD DE FRACTURA (pie)	333.30	260.30
EFICIENCIA DEL FLUIDO (%)	34.40	34.40
AMPLITUD PROMEDIO (pg)	0.258	0.330

TABLA III.5

ANÁLISIS DEL EJEMPLO N°. 3	
DATOS ENTRADA	
GASTOS DE BOMBEO	6.8 8 (bpm)
MÓDULO DE YOUNG	2.5 E 06 (psi)
ALTURA NETA	15 (pie)
ALTURA TOTAL	84 (pie)
TIEMPO DE INYECCIÓN	36 (min)
TIEMPO A LA PRESIÓN CIERRE INSTANTÁNEA	37 (min)
PRESIÓN DE CIERRE INSTANTÁNEA	7799 (psi)
PRESIÓN DE CIERRE	7450 (psi)
n'	0.45
PRESIÓN	TIEMPO
7792	41
7755	46
7735	51
7725	55
7703	65
7695	70
7688	75
7680	80
7673	85
7665	90

TABLA III.6

ANÁLISIS DEL EJEMPLO N° 3			
PARÁMETROS	MÉTODO DE PERKINS Y KERN (PK)		
	(1 *)	(2 **)	(3 ***)
COEFICIENTE DE PÉRDIDA TOTAL (pie/min ^{1/2})	0.00104	0.00144	0.00293
LONGITUD DE FRACTURA (pie)	1216.70	878.50	692.60
EFICIENCIA DEL FLUIDO (%)	73.96	73.96	58.31
AMPLITUD PROMEDIO (pg)	0.119	0.165	0.165
PARÁMETROS	MÉTODO DE CHRISTIANOVICH Y ZHELTOV (CZ)		
	(1 *)	(2 **)	(3 ***)
COEFICIENTE DE PÉRDIDA TOTAL (pie/min ^{1/2})	0.00522	0.00639	0.01103
LONGITUD DE FRACTURA (pie)	253.00	223.60	190.00
EFICIENCIA DEL FLUIDO (%)	72.80	70.60	56.90
AMPLITUD PROMEDIO (pg)	0.565	0.620	0.625

* TANTO LOS EFECTOS DE LA COMPRESIBILIDAD COMO LOS DE TEMPERATURA SON IGNORADOS.

** SE ESTAN CONSIDERANDO SOLO LOS EFECTOS DE LA COMPRESIBILIDAD.

*** TANTO LOS EFECTOS DE LA COMPRESIBILIDAD COMO LOS DE TEMPERATURA SON CONSIDERADOS.

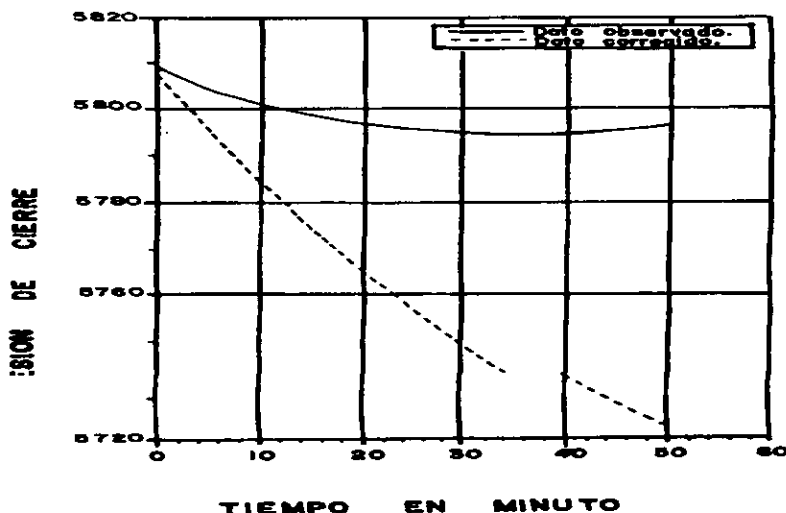


Figura 3.1 Efecto del cambio de temperatura sobre la presión de cierre.

En el método de (CZ) el coeficiente de pérdida correcto es dos veces el valor calculado después de haber tomado en cuenta los efectos de la compresibilidad y los cambios de temperatura.

El error en la longitud y amplitud de la fractura; sin embargo, no es tan grande como muestra la Tabla III.7 ,pero se puede considerar dada la diferencia en los resultados de estos dos parámetros.

La conclusión de todo lo anteriormente mencionado puede ser que si alguno o los dos parámetros no se toman en cuenta para hacer el análisis final de la técnica, se obtiene un error, el cual puede repercutir en la selección de los parámetros adecuados en el diseño del fracturamiento.

TABLA III.7

DATOS DEL POZO Y DE LA FORMACIÓN				
MÓDULO DE YOUNG		3.0	E 10°	(psi)
PERMEABILIDAD		0.100		(mD)
POROSIDAD		20.00		(%)
COMPRESIBILIDAD FLUIDO DEL YAC.		3.5	E 10-5	(1 psi)
VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL YAC.		0.03		(cp)
PRESIÓN DE FONDO ESTÁTICA		8500.00		(psi)
PRESIÓN DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO		6500.00		(psi)
ESFUERZO DE CIERRE		4500.00		(psi)
ALTURA DE FRACTURA		100.00		(pie)
ALTURA NETA DE FRACTURA		50.00		(pie)
DIÁMETRO DE AGUJERO		5.50		(pg)
ESPACIAMIENTO DEL POZO		160.00		(acres)
TEMPERATURA FONDO DEL POZO		170.00		(° F)
DATOS DEL TRATAMIENTO				
GASTO DE INYECCIÓN		20.00		(bls/min)
CONSTANTE n'		0.70		(adim)
CONSTANTE k'		0.05		(lb seg/pie)
COEFICIENTE PÉRDIDA TOTAL		0.001		(pie/min)

	VOLUMEN	LONGITUD	AMPLITUD	AMPLITUD	LONGITUD	ALTURA
DISEÑO	TOTA L	COLCHÓN	CREADA	CREADA	COLCHÓN	ENCONTRADAS
N°	(1000	GALS.)	(PIE)	(PG)	(PG)	(PIE) (PIE)
1	59.1	10.0	933.1	0.37	0.25	865.5 98.5
2	69.1	20.0	1044.7	0.38	0.29	831.3 98.1
3	79.1	30.0	1151.9	0.39	0.32	806.1 97.0

DISEÑO	INCREMENTO PRODUCTIVIDAD	EFICIENCIA DEL FLUIDO
1	7.20	73.0
2	7.0	72.3
3	6.80	71.6

III.2 REOLOGÍA DEL FLUIDO

Es frecuente que al emplear la técnica de minifracturamiento no se consideren las propiedades reológicas del fluido fracturante. La consecuencia de esta omisión infiere en que la geometría determinada por este análisis difiere en el diseño programado para fracturar.

De estudios sobre fracturamiento hidráulico se sabe que existen dos consideraciones que se deben tomar en cuenta para diseñar el mismo:

1. ¿Qué tanto volumen total de fluido debe ser el volumen del colchón suficiente para mantener el apuntalante apartado de la región de interés?
2. ¿Qué tanto del volumen total de fluido debe ser bombeado para crear la longitud de fractura que desarrolle un incremento óptimo de producción?

A la primera pregunta Nolte tiene una simple respuesta, ha concluido que este volumen de colchón depende únicamente de la eficiencia del fluido, así, el porcentaje de volumen requerido como colchón debe ser igual al volumen calculado considerando la eficiencia del fluido.

Para encontrar la respuesta a la segunda pregunta, se debe considerar el coeficiente efectivo de pérdida de fluido, determinado del análisis de minifractura con la Ec. II.2 para después, dentro del diseño del fracturamiento, variar iterativamente del volumen total el volumen de fluido que obtenga la longitud de fractura óptima.

El número de incógnitas siempre rebasa al número de ecuaciones por una y la incógnita adicional es la pérdida de presión por fricción.

Nolte trata de salvar esta dificultad al asumir que dicha caída de presión es proporcional a la diferencia entre la presión de cierre instantánea, P_{ci} y la presión de cierre de la formación, que es la, P_c , mencionada anteriormente.

De todas las ecuaciones mencionadas anteriormente, ninguna considera las propiedades reológicas del fluido fracturante.

Para visualizar cómo y de qué manera influye el que se tome en cuenta o no las propiedades reológicas del fluido fracturante, se tiene el siguiente ejemplo:

EJEMPLO N° 4

En este ejemplo los datos de la declinación de la presión se obtuvieron de un diseño de minifractura efectuado durante 25 (min) en Duvali Country, Tex.

La formación es la arena Wilcox inferior que está a una profundidad de 14,000 (pie) con temperatura en el fondo del pozo de 420 (°F). Los registros de temperatura y rayos gamma indican un espesor de la zona productora de 150 (pie). El coeficiente efectivo de pérdida de fluido calculado de un análisis convencional de minifracturamiento fue de 0.016 (pie/min^{1/2}) y una amplitud de fractura de 0.19 (pg).

Al reanalizar los datos con el método de Lee⁷ que si considera las propiedades reológicas del fluido, resulta un coeficiente efectivo de pérdida de fluido de 0.00039 (pie/min^{1/2}) y una amplitud de fractura de 0.19 (pg).

La Tabla III.8 contiene los parámetros y la declinación de presión al usar el análisis de minifractura convencional. La Tabla III.9 arroja el resultado acerca de los dos métodos de análisis, el de minifractura y el de diseño del fracturamiento hidráulico, que está basado en el modelo de Daneshy después de haber calculado el coeficiente de pérdida con el análisis hecho por W. Lee.

Se puede observar que la geometría predicha por este análisis difiere tan sólo en un 10% del diseño del fracturamiento, dado que al incluir la ecuación de balance de materia de Biot, resulta que la geometría sea tanto en longitud como en amplitud más pequeña.

TABLA III.8

DATOS DE ENTRADA							
GASTO INYECCIÓN		17.60	(bls/min)				
MÓDULO DE YOUNG		2.0 E 10 ⁶	(psi)				
ALTURA NETA		80.00	(pie)				
ALTURA TOTAL		150.00	(pie)				
TIEMPO DE INYECCIÓN		25.00	(min)				
TIEMPO A LA PRESIÓN. CIERRE INSTANTÁNEA		25.10	(min)				
PRESIÓN DE CIERRE INSTANTÁNEA		5199.00	(psi)				
PRESIÓN DE CIERRE		3960.00	(psi)				
n'		0.34	(psi)				
A		0.125	(adim)				
DATOS DE LA DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN							
PRESIÓN (psi)	TIEMPO (min)	PRESIÓN (psi)	TIEMPO (min)	PRESIÓN (psi)	TIEMPO (min)	PRESIÓN (psi)	TIEMPO (min)
5172.0	25.4	5138.0	25.8	5105.0	26.2	5070.0	26.5
5040.0	26.8	5008.0	27.2	4979.0	27.5	4949.0	27.9
4920.0	28.2	4888.0	28.6	4858.0	29.0	4829.0	29.3
4800.0	29.6	4774.0	29.9	4746.0	30.3	4716.0	30.6
4687.0	31.0	4659.0	31.3	4633.0	31.7	4607.0	32.0
4582.0	32.3	4558.0	32.6	4533.0	33.0	4506.0	33.3
4479.0	33.7	4452.0	34.0	4428.0	34.3	4405.0	34.6
4382.0	34.9	4360.0	35.3	4335.0	35.6	4312.0	36.0
4290.0	36.3	4278.0	36.6	4244.0	37.0	4221.0	37.3
4199.0	37.7	4177.0	38.0	4158.0	38.3	4140.0	38.7
4120.0	39.0	4103.0	39.3	4086.0	39.7	4067.0	40.0
4050.0	40.3	4031.0	40.7	4014.0	41.0	3998.0	41.4
3982.0	41.7	3969.0	42.0	3955.0	42.4		

TABLA III.9

COMPARACIÓN DE RESULTADOS				
	NUEVO METODO	MODELO DANESHY	MODELO CZ	MODELO PK
C_t (pie/min ^{1/2})	0.0039	0.0039	0.0190	0.0160
Longitud Media (pie)	177.0	169.0	77.0	81.0
Amplitud Promedio (pg)	0.19	0.23	0.76	0.78
Eficiencia Fluido (%)	35.0	40.0	30.0	32.0
* Constante n'	0.34	0.34		0.34
* Constante k'	0.125	0.125		0.125

- Estas constantes se necesitan para calcular el coeficiente total de pérdida para el primer método, usando las mismas propiedades reológicas de la formación.

IV. APLICACIÓN AL CAMPO TAJÍN

IV.1 SITUACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Tajín se encuentra situado en la parte Norte del Estado de Veracruz, aproximadamente a 12 (Km) al S 23 00' W de la ciudad de Poza Rica, Ver.; con una superficie de 214 (Km²), en la actualidad únicamente se ha desarrollado la porción SW con una área de 14.7 (Km²) que representa el 7 (%) del área total del campo.

IV.2 ANTECEDENTES

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Ariel N° 1, productor de aceite en el cuerpo F, en abril de 1977.

El desarrollo del campo se inició con la perforación del pozo Tajín N° 673 (T-673) en octubre de 1977 y se suspendió en el mes de abril de 1986, después de perforar el pozo T-335.

Se continuó el desarrollo con la perforación del T-322 en septiembre de 1987, perforando 22 pozos más dentro del área mencionada, por lo que ahora cuenta con 108 pozos perforados y terminados.

La explotación de los cuerpos areno-arcillosos que integran la formación Chicontepec ha sido muy compleja; inicialmente se hizo una clasificación de cuerpos para valorar la capacidad productiva de la formación (A, A, B, C, D, E, F, G), teniéndose que efectuar trabajos de fracturamiento hidráulico debido a la baja permeabilidad de las formaciones productoras (178 fracturamientos en total hasta octubre de 1997).

Con base en la clasificación anterior, se han realizado reparaciones mayores en este campo y sin embargo, últimamente los resultados obtenidos en algunos fracturamientos y en pruebas de producción no han sido satisfactorias a pesar de haber sido avaladas aparentemente por correlación de cuerpos con buena capacidad productiva.

IV.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS

El campo Tajín se encuentra en la porción NE del Distrito B del paleocanal Chicontepec. Estructuralmente se puede considerar como un homoclinal con orientación al SE con estratos lenticulares.

La formación Chicontepec, se encuentra constituida por sedimentos alternantes y rítmicos de arcillas y areniscas de estratificación gradada. Esta alternancia varía en capas de varios (mm) a 5 (cm) hacia la parte superior y de 5 a 50 (cm) o más en la parte inferior.

Los espesores de cada uno de los cuerpos clasificados varían desde 10 a 140 (m) y en cierta forma se pueden considerar como paquetes areno-arcillosos para su reconocimiento y estudio.

La columna geológica del campo, generalmente es la siguiente:

- O. HORCONES ó O. PALMA REAL
- E. CHAPOPOTE
- E. GUAYABAL
- E. CHICONTEPEC SUPERIOR
- Pe. CHICONTEPEC MEDIO (Comprende cuerpos A, B y C)
- Pe. CHICONTEPEC INFERIOR (Comprende cuerpos D, E, F y G)

La formación K. MENDEZ se encuentra en la mayoría de los pozos discordante por lo que se puede considerar como base del paleocanal en el campo.

IV.4 REINTERPRETACIÓN Y RECLASIFICACIÓN DE LOS CUERPOS

Para el desarrollo de este punto se efectuaron las siguientes actividades:

1. Reducción de registros de inducción
2. Construcción de secciones horizontales y verticales las cuales forman una red.
3. Se inscribió en los pozos, los resultados de todas las pruebas de producción que se han efectuado; así como la técnica de fracturamiento hidráulico usada.

Con la información anterior, se correlacionaron todos los pozos del campo entre si, de tal manera que se logró desarrollar una nueva reinterpretación y reclasificación de los cuerpos areno-arcillosos, denominándolos como: A, B, C, D, E, F y G para la formación Chicontepec - Canal.

Enseguida se hace una breve descripción de las características más importantes de cada cuerpo.

CUERPO A

El desarrollo del cuerpo A se encuentra hacia la parte Oriental del campo, presenta un pequeño lente hacia la parte Occidental, por lo que no es constante. El espesor promedio de este cuerpo es de 75 (m).

Los sedimentos que lo constituyen comprende partes muy arcillosas pero poco compactas.

CUERPO B

El desarrollo del cuerpo B se encuentra presente en todo el campo, su paquete areno-arcilloso tiene un espesor que varía de 70 a 140 (m), en el que se pueden distinguir de 1 a 3 miembros y hacia la parte NW el campo tiende ligeramente a desaparecer y se incrementa en contenido de arcilla.

CUERPO C

El desarrollo del cuerpo C se encuentra depositado en todo el campo, el espesor del paquete areno-arcilloso varía de 40 a 140 (m), en él se distinguen de 1 a 2 miembros y hacia el NW y SW se incrementa su espesor.

CUERPO D

El desarrollo del cuerpo D también se encuentra en todo el campo, su paquete areno-arcilloso tiene un espesor que varía de 30 a 80 (m), en él se puede distinguir un solo miembro y hacia la parte NW y SW tiende ligeramente a un aumento en su espesor.

CUERPO E

El desarrollo del cuerpo E igualmente se encuentra depositado en todo el campo, su paquete areno-arcilloso tiene un espesor que varía de 30 a 50 (m); también se distingue un solo miembro y hacia el NW y SW tiende ligeramente a desarrollar su espesor.

CUERPO F

El desarrollo del cuerpo F se presenta en todo el campo, su paquete areno-arcilloso tiene un espesor que varía de 30 a 50 (m), se distingue un solo miembro y como los cuerpos anteriores tiende a incrementar su espesor hacia la parte NW y SW.

CUERPO G

El desarrollo del cuerpo G se encuentra hacia la parte Occidental del campo y presenta un lente pequeño hacia la parte central, por lo que éste desarrollo no es constante. Su paquete areno-arcilloso varía de 30 a 35 (m) encontrando los espesores mayores hacia el límite de la parte Occidental.

V. PRUEBAS DE MINIFRACTURA

Como se ha mencionado en capítulos anteriores las pruebas de minifractura son una secuencia de estudios de monitoreo de temperatura y bombeo, además de registro de presiones, para evaluar el sistema Fluido - Yacimiento.

V.I EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN APORTADA POR LOS CUERPOS

Para lograr este objetivo y con base a la reclasificación de los cuerpos areno-arcillosos obtenidas en el capítulo anterior, se conocen los siguientes datos:

1. El listado de todos los pozos del campo con información de su estado actual y datos de producción.
2. El control general de todos los cuerpos indicando los resultados obtenidos de las pruebas de producción efectuadas en el campo.
3. Los planos de control para cada cuerpo indicando los pozos probados respectivamente en dichos cuerpos con sus datos de producción y similares.
4. Con esta información, se realizó la evaluación de las pruebas de producción efectuadas en el campo logrando así, conocer la capacidad productiva de los cuerpos reclasificados; los resultados muestran que el cuerpo A es el que tiene la mayor capacidad productiva promedio por pozo con 15 (m^3 / día) es decir 94 (bls/día) y el cuerpo F es el que tiene la menor capacidad productiva promedio por pozo con 3 (m^3 / día) que son 19 (bls/día).

V.2 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

Para desarrollar este tema se tendrá en cuenta que se ha observado la producción del campo hasta antes de haber efectuado las pruebas de minifracturamiento, para después y con base en los parámetros proporcionados por las tres pruebas, analizar los resultados de los fracturamientos hidráulicos, lo que en términos prácticos es el incremento de producción que ha observado el campo en base a los diseños óptimos del fracturamiento.

Se sabe que hasta julio de 1985 la producción promedio del campo era de 2,500 (bl/día) al haber efectuado un total de 150 fracturamientos hidráulicos con apuntalante. Una vez que se practicaron las 3 pruebas de minifractura en los pozos Tajín 383, Tajín 634 y Tajín 658 éstas proporcionaron los parámetros adecuados para el diseño óptimo del fracturamiento y se hicieron extensivos para todo el campo, los resultados de este trabajo arroja las siguientes observaciones:

Se tiene a partir de la fecha mencionada un incremento del 20 (%) que en términos de producción es de 500 (bl/día) al haber efectuado ahora un total de 180 fracturamientos hidráulicos.

Si se considera que hasta julio de 1985 se tenían 80 pozos productores de aceite y después hasta la fecha actual se tienen 90 pozos productores, además de que las nuevas reparaciones mayores (cambio de intervalo productor) se han practicado ahora en los cuerpos de mayor capacidad productiva, es obvio que sí debe haber un incremento en la producción, pero para situarnos en el aspecto correcto de este punto del trabajo, se han hecho los análisis con producciones promedio tomando en cuenta la producción total del campo, por lo que el incremento del 20 (%) mencionado con anterioridad, es un incremento real de producción del campo.

Si ahora se toma en cuenta que los diseños de fracturamientos en los pozos reparados y que se deben fracturar, deben ser avalados por medio de correlaciones con pozos vecinos con buena producción acumulativa y con

suficiente presión de fondo, se obtienen mejores resultados de producción inicial y acumulativa debido principalmente a que los diseños propuestos por las compañías que los realizan, están basados en parámetros de comparación proporcionados por las pruebas de minifractura.

Debido a lo anterior, los objetivos planteados por las pruebas de minifractura se cumplen plenamente en el campo Tajín, además de que se ha justificado su inversión como se observará en el análisis económico de este mismo capítulo, por las metas obtenidas tanto en la teoría como en la práctica.

V.3 DISEÑO

Para analizar este punto y de acuerdo al tema de éste estudio, se analizarán las pruebas efectuadas en el campo Tajín, específicamente los diseños en los pozos Tajín 383, 634 y 658.

Todas estas pruebas fueron realizadas con base al diseño propuesto por la Compañía Halliburton de México, S. A., por lo cual de los resultados que se obtuvieron se han tomado los datos o parámetros necesarios para el diseño del fracturamiento hidráulico óptimo.

Tomando como base que para cada pozo se tiene un diseño y resultados diferentes, debido principalmente a la discontinuidad de las capas del subsuelo y a las diferentes condiciones de depositación y sedimentación de las arenas y arcillas productoras, para mejor comprensión del diseño de las pruebas, se han relacionado los tres diseños efectuados para integrar en forma general la manera de hacer el análisis.

Para hacer el diseño de una minifractura se recomienda analizar la formación y los fluidos producidos para escoger el tipo de fluido base con que se efectuará la fractura. Se tienen diferentes fluidos base, por lo cual existen diferentes tipos de fracturamiento tomando en cuenta la diferencia en las condiciones del fluido base.

Para las condiciones de formación productora en el campo Tajín, se recomienda practicar el fracturamiento y por consiguiente la minifractura con un fluido gelatinizado base kerosina en los cuerpos del desarrollo areno-arcilloso del campo, que como se ha mencionado pertenece a la formación Chicontepec Medio.

Las pruebas de minifractura realizadas en Tajín, están enfocadas a los cuerpos A, B y C del desarrollo areno-arcilloso mencionado.

La información que proporciona la prueba incluye:

A) OBJETIVO DE LA OPERACIÓN

O DATOS DEL POZO

A) EQUIPO Y MATERIAL NECESARIO

A) OBJETIVO DE LA OPERACIÓN

El principal objetivo es: la simulación de las condiciones de operación del fracturamiento; lo anterior para obtener datos más reales de la formación que se desea fracturar en el campo de interés y en este caso, el campo Tajín.

Los datos obtenidos servirán para correr el programa computarizado "MINIFRAC" de la compañía, dando como resultado los parámetros necesarios para el diseño adecuado del fracturamiento hidráulico.

Los parámetros que ya se han mencionado ampliamente en el capítulo II de este trabajo, son:

- GEOMETRÍA DE LA FRACTURA (Longitud y Amplitud de la misma)
- COEFICIENTE DE PÉRDIDA DE FLUIDO

- TIEMPO DE CIERRE DE LA FRACTURA
- EFICIENCIA DEL FLUIDO FRACTURANTE

B) DATOS DEL POZO

Para poder proporcionar todos los datos correctos se ha propuesto un formato, para recopilar la información necesaria que se utilizará para correr el programa "MINIFRAC".

A continuación se enlistan los datos que deben recopilarse y sus unidades respectivas:

FORMACIÓN	:	(nombre)
INTERVALO	:	(mbmr)
TUBERÍAS TR	:	(pg)
TP	:	(pg)
TEMPERATURA ESTÁTICA DE FONDO	:	(°C)
ESPESOR DE FORMACIÓN	:	(m)
MÓDULO DE YOUNG	:	(psi)
GRADIENTE DE FRACTURA	:	(psi / pie)
POROSIDAD	:	(%)
PERMEABILIDAD	:	(mD)
VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO	:	(cp)

PRESIÓN DEL YACIMIENTO : (psi)

PRESIÓN DE CIERRE INSTANTÁNEO : (psi)

GASTO PROGRAMADO : (bls / min)

POTENCIA NECESARIA : (HP)

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

C) EQUIPO Y MATERIAL NECESARIO

Primero se enlista el equipo necesario para realizar la operación:

1. Unidades de bombeo (para 2900 (HP) aproximadamente).
2. Tres tanques de almacenamiento de 20000 (gals) cada uno
3. Un Blender
4. Un Frac Van
5. Líneas superficiales de inyección de 3 pg

Y el material necesario para la operación es:

1. 20000 (gals) de Kerosina
2. 20000 (gals) de Gelatina con los siguientes aditivos:
 - a) 8 (gals) de MO-55 por cada 1000 (gals) de Kerosina
 - b) 2.5 (gals) de MO-56 por cada 1000 (gals) de Kerosina
 - c) 45 (lbs) de K-34 por cada 1000 (gals) de Kerosina

V.4 OPERACIÓN

Al desarrollar esta parte del trabajo se tomó en cuenta la secuencia de operación propuesta por Halliburton de México, en las cuales se mencionan las tres etapas de que consta la prueba y que ya se han mencionado con anterioridad.

La secuencia es la siguiente:

- a) Checar la existencia del equipo y material necesario para realizar la operación.
- b) Efectuar una junta de seguridad con todo el personal que intervendrá en la operación.
- c) Probar las líneas superficiales con la presión máxima del árbol de válvulas instalado en el pozo.
- d) Abrir el pozo
- e) Iniciar el programa de bombeo de la siguiente manera:

PRIMERA ETAPA:

Prueba de incremento de gasto en etapas para determinar la presión de extensión.

- I) Iniciar bombeo a bajo gasto 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, 4.5, 5.0, 5.5, 6.0, 6.5 y 7.0 (bls/min); mantener el gasto por 5 (min) en cada paso de incremento de gasto e ir registrado y graficando los datos durante toda la prueba.
- II) Incrementar el gasto de inyección a 10 (bls/min) en intervalos de tiempo pequeños en donde se observe que se ha estabilizado la presión.

SEGUNDA ETAPA

Prueba de inyección y flujo para determinar la presión de cierre de la roca.

- I) Bombear un gasto que rebase la presión de ruptura en un intervalo de tiempo tal que permita la estabilización de la presión

$$Q1 = 15 \text{ (bls/min)} \quad t1 = 8 \text{ (min)}$$

- II) Parar la inyección del fluido al pozo

- III) Abrir el pozo

- IV) Registrar la caída de presión del pozo fluyendo y el gasto de flujo que regresa.

TERCERA ETAPA

Prueba de inyección cierre y comportamiento de la presión para determinar características del fluido y predecir la geometría de la fractura, que son datos que se utilizarán para correr el programa de cómputo "MINIFRAC".

- I) Bombear a 25 (bls/min) con el resto de fluido disponible en un tiempo aproximado de 8 (min).

- II) Parar el bombeo de fluido al pozo

- III) Registrar la presión de cierre instantánea

- IV) Observar la caída de presión estática del pozo, como mínimo el doble de tiempo empleado para la última etapa de bombeo.

- V) Tomar de inmediato el registro de temperatura.

- VI) Tomar otro registro de temperatura a las 6 (hr) posteriores a la operación.

V.5 RESULTADOS

Como se mencionó anteriormente, se tienen resultados diferentes para los tres pozos del campo Tajín en donde se practicaron las pruebas, para comprender mejor el objetivo de la técnica de minifractura se debe tomar en cuenta la prueba y resultados del pozo T-634.

Los resultados que se obtuvieron de este pozo deben ser un ejemplo de comparación, pues se observan perfectamente las etapas de que consta dicha prueba. Mencionaremos como comentario lo sucedido en las otras dos pruebas dado que por la discontinuidad de la formación debido a las condiciones de depositación de las arenas las etapas en estos pozos tanto del Tajín 383 y Tajín 658 en las pruebas de minifractura no se alcanzan a percibir, por lo que los datos que se obtuvieron de estas pruebas no son tan confiables.

Así, se efectuó la operación en el pozo T-634 inyectando fluido a la formación para posteriormente analizar las gráficas de presión contra gasto y presión contra tiempo, para obtener los parámetros de interés utilizando el método de Nolte.

Como se mencionó también en este capítulo en lo referente al diseño de la prueba de minifractura, el programa para este pozo consistió de tres etapas:

PRIMERA ETAPA

Prueba de incremento de gasto en etapas para determinar la presión de extensión.

Esta prueba se realizó inyectando Kerosina, partiendo de un gasto de 1.6 (bls/min), incrementando paulatinamente y graficando puntos de presión contra gasto, hasta que para un gasto determinado, cambió la pendiente de la curva en los puntos obtenidos durante la inyección.

La finalidad de que se empiece con gastos bajos, es lograr que el fluido entre en la formación en forma matricial, hasta obtener el punto buscado de presión de extensión, que es el punto en el cual el fluido rompe la formación y sigue una dirección lineal.

La presión de extensión obtenida, se define en términos prácticos como la presión hidráulica requerida para extender una fractura ya creada y nos indica el gasto mínimo de bombeo necesario para diseñar un fracturamiento.

La presión de extensión determinada en la Fig. 5.1 presión contra gasto, está localizada en el cambio de pendientes y se observa de 3040 (psi) en la superficie y de 5075 (psi) en el fondo del pozo. En tabla V.1 se aprecian los gastos y presiones durante el tiempo que requiere la prueba.

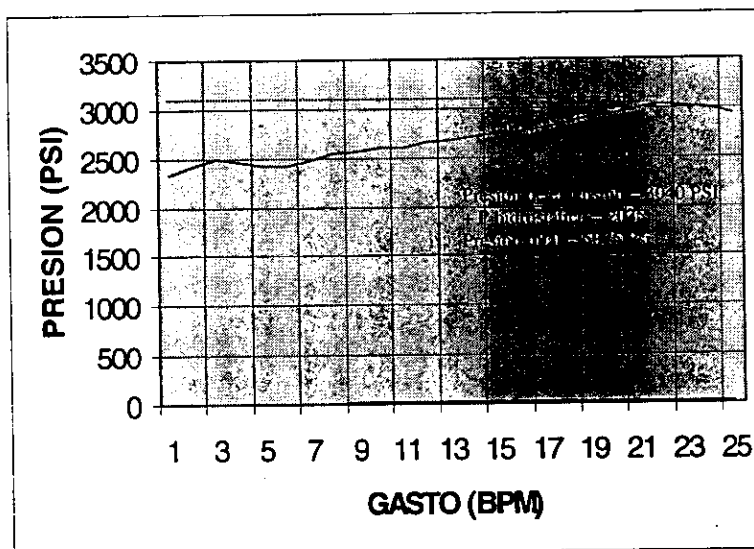


Figura 5.1 Prueba de incremento de presión por etapas.

Tabla V.1 Gastos y presiones durante la primera etapa.

TIEMPO (min)	GASTO (bls/min)	PRESIÓN (psi)	TIEMPO (min)	GASTO (bls/ min)	PRESIÓN (psi)
5	1.6	2,400	45	8.5	2,540
10	2.5	2,530	50	10.5	2,610
15	3.2	2,500	55	13.0	2,700
20	4.0	2,420	60	16.0	2,800
25	4.5	2,420	63	19.0	2,920
30	5.0	2,420	65	21.5	2,980
35	5.5	2,430	68	23.5	3,080
40	7.5	2,500	70	23.5	3,000

El volumen total inyectado de Kerosina en esta etapa fue de 15,090 (gals) y como se observa en el listado anterior, la prueba duró un tiempo de 1 (hr) con 10 (min).

SEGUNDA ETAPA

Prueba de inyección y flujo para determinar la presión de cierre de la roca.

El objetivo de esta prueba, es determinar la presión de cierre de una fractura creada.

Para llevar a cabo ésta prueba se bombeó con una presión arriba de la presión de extensión durante 7 (min), asegurando que la formación ha sido fracturada. Después se procede a suspender el bombeo y entonces se fluye el pozo estrangulado a un gasto de 1 (bl/min).

Durante la prueba se obtuvieron lecturas de presión contra tiempo, con los cuales se determina la presión de cierre. Este valor corresponde al punto donde

la presión del fluido de la formación es menor que su presión de cierre, gráficamente está determinado por un cambio en la pendiente en la curva obtenida, así como se observa en la Fig. 5.2 .

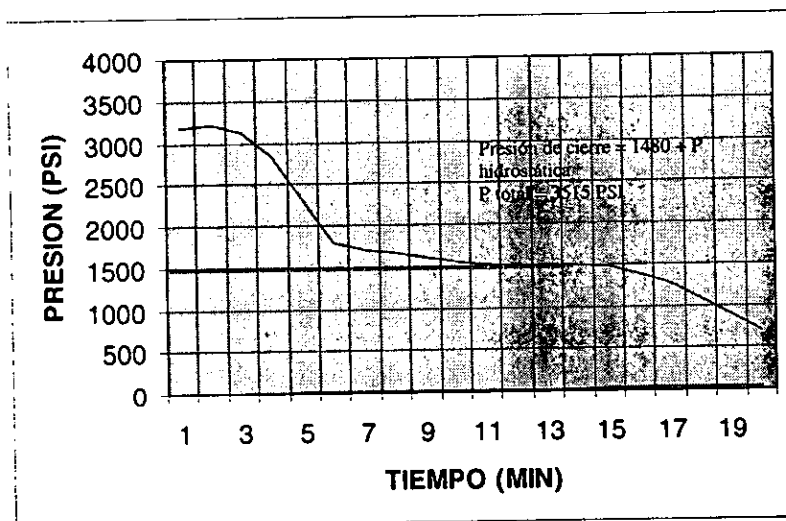


Figura 5.2 Prueba de inyección y flujo.

La presión de cierre obtenida fue de 1,480 (psi) más la presión hidrostática de 2,035 (psi), por lo cual la presión de cierre es de 3,515 (psi).

La prueba se realizó con fluido MY-T-OIL durante 7 (min) y se fluyó el pozo con 1 (b/min) por un lapso de 32 (min).

Las lecturas de presión contra tiempo se encuentran listadas en la Tabla V.2, mostrada a continuación:

Tabla V.2 Lecturas de presión contra tiempo en la segunda prueba.

TIEMPO (min)	PRESIÓN (psi)	TIEMPO (min)	PRESIÓN (psi)
7	3,200	21	1,510
8	1,800	22	1,500
9	1,770	23	1,490
10	1,740	24	1,480
11	1,700	25	1,450
12	1,670	26	1,400
13	1,640	27	1,340
14	1,590	28	1,270
15	1,570	29	1,180
16	1,540	30	1,100
17	1,530	31	990
18	1,530	32	980
19	1,520	33	810
20	1,510	34	700

TERCERA ETAPA

Prueba de inyección cierre y comportamiento de la presión para determinar las características del fluido y predecir la geometría de la fractura.

Esta prueba consiste en la inyección de fluido con propiedades requeridas para fracturar con apuntalante de acuerdo a las condiciones del yacimiento.

El gasto programado es el que se piensa utilizar en el fracturamiento hidráulico 23 (bls/min), durante 7 (min). Posteriormente se suspende el bombeo y se observa la curva de decremento de presiones hasta que se estabiliza la presión, tal como se aprecia en la Fig. 5.3

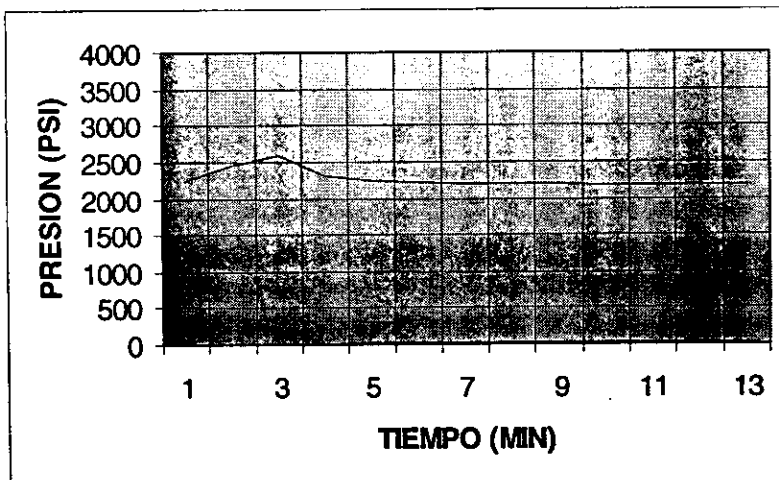


Figura 5.3 Curva de decremento de presión.

Los datos obtenidos durante esta prueba, junto con las características de la formación y la altura de fractura esperada, nos permiten calcular con el programa de cómputo "MINIFRAC", los parámetros de interés que son:

- Longitud de fractura
- Amplitud de fractura
- Tiempo de cierre
- Coefficiente de pérdida de fluido
- Eficiencia del fluido fracturante

Esta prueba también se realizó con fluido MY-T-OIL, a un gasto promedio de 23 (bls/min), durante 7 (min) y la curva de decremento se observa por un lapso de 32 (min).

Para hacer la evaluación de los resultados, se puede hacer uso de los procedimientos A y B desarrollados y expuestos en el capítulo II de este trabajo.

Lo anterior se hace con el fin de encontrar los parámetros mencionados y con diferentes modelos compararlos cuando son obtenidos en el Programa de

Cómputo "MINIFRAC", el cual pertenece a la Cía. Halliburton y que están incluidos en las Tablas V.3, V.4 y V.5 , contra los anteriores.

A continuación se desarrollan los dos procedimientos con los datos del pozo Tajín 634.

Los resultados de ambos procedimientos se muestran en la Tabla V.6 y de la cual se puede concluir que cualquier método o procedimiento a ocupar se llega a encontrar parámetros similares, los que se deben comparar con los que se obtienen en el programa de cómputo para los diferentes modelos utilizados dentro del mismo para obtener con mayor confiabilidad dichos parámetros y el uso de ellos para practicar el fracturamiento.

En las conclusiones se incluyen los comentarios con respecto a la comparación de estas dos formas de encontrar los parámetros de las pruebas de minifractura.

Para iniciar con el desarrollo de los procedimientos, primero se deben tener los datos del pozo y enseguida se presentan los datos del pozo Tajín 634.

Volumen de tratamiento	Qto =	276.00	(bls)
Gasto de tratamiento o inyección	Q=	23.00	(bls/min)
Tiempo de inyección	To	8	(min)
Tipo de fluido	Kerosina	Gelificada	
Profundidad del Yacimiento	Dy =	2594.00	(pie)
Permeabilidad del Yacimiento	Ky =	0.10	(mD)
Altura de pérdida	Hp =	141.0	(pie)

Altura de Fractura	$H_f =$	180.0	(pie)
Módulo de Young	$E =$	4.7×10^6	(psi)
Índice de comportamiento	$n =$	0.28	(adim)
Comportamiento de la viscosidad	$a =$	0.00	(adim)
Intervalo		5170 - 5294	(pie)
Temperatura de fondo	$T_f =$	155	(°F)
Espesor del Yacimiento	$h_y =$	131.0	(pie)
Porosidad	$\theta =$	14.0	(%)
Viscosidad del fluido del Yacimiento	$\mu_f =$	17.0	(cp)
Densidad del fluido fracturante	$\delta_{ff} =$	7.48	(lb/gal)
Tubería de Producción	2 7/8"	6.5	(lb/pie)
Tubería de revestimiento	6 5/8"	24.0	(lb/pie)

PROCEDIMIENTO "A"

1. Sobreponiendo los puntos graficados representados en la Fig. 2.6 con las curvas tipo de ajuste de Nolte, graficadas en la Fig. 2.7, se obtiene el valor de P^* :

$$p^* = 50.0 \text{ (psi)}$$

2. Cálculo del coeficiente de pérdida de fluido

$$C_t = \frac{P^* H^2 \beta_s}{H_p E' t_o^{1/2}} = \frac{50 \times (180)^2 \times 0.719}{141 \times 4.7 \times 10^6 \times 8^{1/2}} = 0.00062 \text{ [pie / min}^{1/2} \text{]}$$

H_p : Se determinó del registro de inducción Fig. 5.4

H : Se estimó del registro de temperatura, efectuando después de la tercera prueba Fig. 5.5

β_s : Se evaluó con:

$$\beta_s = \frac{2n + 2}{2n + 3 + a} = \frac{(2 \times 0.28) + 2}{(2 \times 0.28) + 3 + 0} = 0.719$$

3. Determinación de la relación de la declinación

$$\gamma = \frac{\beta_p H^2 P}{2 + C_t H_p E' t_o^{1/2}} = \frac{0.66 \times (180)^2 \times 920}{2 + 0.00062 \times 141 \times 4.7 \times 10^6 \times 8^{1/2}} = 8.46$$

P y β_p se evaluaron con:

$$\beta_p = \frac{2n + 2}{3n + 3 + a} = \frac{(2 \times 0.28) + 2}{(3 \times 0.28) + 3 + 0} = 0.66$$

$$P = P_{ci} - P_c = 2400 - 1480$$

$$P = 920 \text{ (psi)}$$

$$P_c = 1480 \text{ (psi) obtenido de la Fig. 2.9}$$

$$P_{ci} = 2400 \text{ (psi) obtenido de la Fig. 5.3}$$

4. Cálculo de la eficiencia del fluido fracturante

$$EFF = \frac{\gamma}{1 + \gamma} = \frac{8.46}{1 + 8.46} = 0.894$$

$$EFF = 0.894$$

5. Determinación de la longitud de la fractura

$$L = \frac{5.615 Q t_o}{\pi C_l H p t_o^{1/2} (1 + \gamma)}$$

$$L = \frac{5.615 \times 23 \times 8}{3.1416 \times 0.00062 \times 141 \times 8^{1/2} \times (1 + 8.46)} = 140.6$$

$$L = 140.6 \text{ (pie)}$$

6. Determinación de la amplitud promedio de la fractura

$$w' = \pi C' t_o^{1/2} \gamma$$

C' se evalúa con la siguiente expresión:

$$C' = \frac{C_l H p}{180} = \frac{0.00062 \times 141}{180} = 4.856 \times 10^{-4}$$

$$w' = 3.1416 \times (4.856 \times 10^{-4}) \times 8.46 \times 8^{1/2}$$

$$w' = 0.0365 \text{ (pie)}$$

$$w' = 0.4380 \text{ (pg)}$$

7. Determinación de la amplitud máxima de la fractura

$$W_{ma} = \frac{4 w'}{\pi \beta p} = \frac{4 \times 0.438}{3.1416 \times 0.66} = 0.845$$

$$W_{ma} = 0.845 \text{ (pg)}$$

8. Determinación del tiempo adimensional para el cierre de la fractura.

$$\frac{3 w' H}{8 C_t H_p t_o^{1/2}} = (1 + \delta)^{1.5} + (\delta)^{1.5} - 1.0$$

$$9.960 = (1 + \delta)^{1.5} + (\delta)^{1.5} - 1.0$$

Entonces, para una $(\delta) = 53.5$

Se tiene 10.02 que es un valor aproximado a 9.960. y

$$\Delta t = t_o \delta = 8 \times 53.5 = > \Delta t = 428 \text{ (min)}$$

PROCEDIMIENTO "B"

1. La presión de ajuste o P^* se determina con la expresión:

$$P^* = \frac{P (0.5, 1.0)}{G (1.0, 0.5)} = \frac{30}{0.59} = 50.8 \text{ (psi)}$$

2. El coeficiente de pérdida se evalúa con:

$$C_t = \frac{P^* H^2 \beta_s}{H_p E' t_o^{1/2}} = \frac{50.8 \times 182 \times 0.7}{141 \times (4.7 \times 10^6) \times 8^{1/2}}$$

$$C_t = 0.00061 \text{ (pie / min}^{1/2}\text{)}$$

$$\beta_s = \text{obtenido de la Fig. 2.7 para } a = 0$$

$$n = 0.28$$

3. La relación de la declinación de la presión Υ , se determina con la siguiente expresión:

$$= G (1.0, 0.5) \frac{\beta_s P}{2 \beta_s \Delta p (0.5, 1.0)}$$

$$\Upsilon = 0.59 \times 2 (0.92) \times (920/30) = \Upsilon = 8.32$$

Donde β_p/β_s está determinado por la Fig. 2.7 para $a = 0$ y $n = 0.28$
 ($\beta_p/\beta_s = 0.92$)

4. La eficiencia del fluido fracturante se obtiene con:

$$EFF = \frac{\gamma}{1 + \gamma} = \frac{8.32}{1 + 8.32} =$$

$$EFF = 8.93$$

5. La longitud de la fractura de extremo a extremo de las alas de la fractura se obtiene con:

$$L = \frac{5.615 Q t_o (1 - EFF)}{\pi C_t H_p t_o^{1/2}}$$

$$L = \frac{5.615 \times 23 \times 8 (1 - 0.893)}{3.1416 \times 0.00061 \times 141 \times 8^{1/2}}$$

$$L = 144 \text{ (Pie)}$$

6 El cálculo de la amplitud promedio de la fractura es

$$w' = \pi C' (t_o)^{1/2} \quad C' = C_t (H_p / H)$$

$$w' = \frac{3.1416 \times 0.00061 \times 141 \times 8^{1/2} \times (1 + 8.32) \times 0.893}{180}$$

$$w' = 0.353 \text{ (pie)}$$

$$w' = 0.424 \text{ (pg)}$$

7. La amplitud máxima de la fractura se determina con:

$$w_{ma} = \frac{4 w'}{\pi \beta_p}$$

$$w_{ma} = \frac{4 \times 0.424}{3.1416 \times 0.66}$$

Donde β_p es obtenida de la Fig. 2.7

$$w_{ma} = 0.818 \text{ (pg)}$$

8. El tiempo de cierre adimensional para cuando se cierra la fractura, se calcula con la expresión:

$$\Delta t = t_o \quad g^{-1} \left(\frac{\pi \times \gamma}{2} \right)$$

$g^{-1} \left(\pi \times \gamma / 2 \right)$ se determina con la gráfica de la Fig. 2.10

$$g^{-1} \left(3.1416 \times (8.32/2) \right) \quad g^{-1} (13) = 53$$

$$\Delta t = 8 \times 53 \quad \Delta t = 424 \text{ (min)}$$

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para entender estos dos puntos, se deben tener en cuenta muchos aspectos, cada uno de los cuales viene afectando de diferente manera los resultados óptimos de las técnicas de minifracturamiento. En el presente trabajo, se hace hincapié sobre algunas recomendaciones y conclusiones para tratar de optimizar los resultados de campo, sin embargo, pueden adicionarse algunas otras para condiciones particulares de cada tratamiento o por criterio en el diseño.

VI.1 CONCLUSIONES

Dentro de las conclusiones, con respecto a las pruebas de minifractura, es importante mencionar la alta efectividad con que ahora se realizan los diseños de fracturamiento hidráulico en el campo Tajín, debido primordialmente a la comparación de los parámetros encontrados en las pruebas de minifracturamiento con la prueba de inyectividad o inyectabilidad, previa a todo fracturamiento en el intervalo de interés del pozo propuesto a intervenir con una Reparación Mayor.

Para la evaluación de los resultados de estas pruebas se han propuesto y desarrollado dos procedimientos para determinar la llamada P^* . En ambos, se alcanzan resultados similares, lo que conduce a tener parámetros de comparación entre los dos procedimientos. Éstos a su vez, se comparan con los parámetros determinados a través de los programas de cómputo "MINIFRAC", lo que repercute finalmente en la confianza de evaluar estos parámetros y la decisión de condiderarlos óptimos para continuar con el diseño.

Programar, como se hizo en el campo Tajín, pruebas de minifracturamiento en aquellos campos productores donde la recuperación del aceite tenga que hacerse por medio del fracturamiento hidráulico, como medida de estimulación,

de tal manera que al analizar los parámetros encontrados con la técnica de minifractura y adecuarlos a los parámetros de diseño de la fractura, den como resultado un considerable incremento en la producción de aceite; todo lo anterior, requiere la disponibilidad de recursos, principalmente económicos.

VI.2 RECOMENDACIONES

- Dentro de las recomendaciones y de acuerdo con las teorías de K.G. Nolte,⁵ se recomienda que al efectuar las tres pruebas, se registre la presión de fondo, con el propósito de precisar los parámetros de diseño. Dichos medidores deben estar debidamente calibrados antes de la operación.
- Otra recomendación es diseñar la minifractura con un gasto similar al que se utilice al realizar el fracturamiento hidráulico, con la finalidad de predecir con mejor aproximación la geometría de la fractura que se producirá en la formación.
- También es importante recomendar que se cuente con suficiente volumen de fluido para llevar a cabo las pruebas con base en el gasto máximo programado y en el tiempo de inyección del tratamiento.
- Otra recomendación más, sería que el estopero de la unidad de registros geofísicos selle perfectamente para evitar fugas de presión en el pozo al momento de hacer las maniobras de la toma de registros de temperatura y presión.
- Una última recomendación es, obtener los resultados de alguna prueba y mantenerlos como un criterio de comparación para pruebas posteriores en ese pozo o bien para el área en donde se ha practicado la técnica.

BIBLIOGRAFÍA

1. C. ISLAS S.
"CURSO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO"
FAC. INGENIERÍA, U. N. A. M.
2. M. CASTILLO R. Y A. LAVALLE H.
"ESTUDIO DE REINTERPRETACIÓN, RECLASIFICACIÓN, Y EVALUACIÓN
PRODUCTIVA DE LOS CUERPOS ARENO-ARCILLOSOS DEL CAMPO
TAJÍN"
SECCIÓN RECUPERACIÓN HIDROCARBUROS
DEPTO. INGENIERÍA PETROLERA, 1986, PEMEX
3. G. SOLIS G.
"ANÁLISIS Y APLICACIONES DE LA TEORÍA DE INTERPRETACIÓN DE
PRUEBAS DE CAMPO MINIFRAC"
ESTUDIOS DE POSGRADO, FAC. INGENIERÍA, 1985, U.N.A.M.
4. HALLIBURTON SERVICES
"TECHNICAL PAPERS ON FRACTURE ANALYSIS"
SERVICIO CIA. HALLIBURTON, 1987, DUNCAN, OKLA.
5. K. NOLTE G.
"DETERMINATION OF FRACTURE PARAMETERS FROM FRACTURING
PRESSURE DECLINE"
SPE 8341, PRESENTADO EN LA 54 CONFERENCIA ANUAL TÉCNICA
SEPTIEMBRE 1979, LAS VEGAS.
6. K. NOLTE G.
"FRACTURE DESIGN CONSIDERATIONS BASED ON PRESSURE
ANALYSIS"
SPE10911, PRESENTADO EN EL SIMPOSIUM DE COLTON VALLEY
TYLER. MAYO 1982, COLTON VALLEY TYLER, TEX.

7. W. LEE S.
"STUDY OF EFFECTS OF FLUID RHEOLOGY ON MINIFRAC ANALYSIS"
SERVICIO CIA. HALLIBURTON, 1987, DUNCAN, OKLA
8. M. SOLIMAN Y.
"TECHNIQUE FOR CONSIDERING FLUID COMPRESSIBILITY AND
TEMPERATURE CHANGES IN MINIFRAC ANALYSIS"
SPE 15370, SERVICIO CIA. HALLIBURTON, 1986, DUNCAN, OKLA
9. TÉCNICAS DE HALLIBURTON DE MÉXICO, S. A. DE C. V.
"DISEÑOS DE MINIFRACTURAMIENTOS"
POZOS TAJÍN: 383, 634 Y 658
SERVICIO CIA. HALLIBURTON, 1985, POZA RICA, VER.
10. M. BIOT A., L. MASSE M. Y W. MEDLIN L.
"A TWO DIMENSIONAL THEORY OF FRACTURE PROPAGATION"
SPE 12511 PRODUCTION ENGINEERING, 1986
11. A. DANESHY A.
"ON THE DESIGN OF VERTICAL HIDRAULIC FRACTURES"
J. P. T., 1973.
12. MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG
ECONOMIDES.
"PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS", 1994.

r_o	Radio inicial del núcleo (pg)	G_I	Gradiente de Fractura (psi / pie)
L_o	Longitud inicial del núcleo (pg)	P_{cl}	Presión de cierre instantánea (psi)
F	Fuerza sometida a el núcleo (psi)	ΔP_h	Caida de presión hidrostática (psi)
δ	Deformación unitaria sentido longitudinal (adim.)	ΔP_f	Caida de presión por fricción (psi)
ΔL	Disminución de la longitud del núcleo (pg)	ΔP_p	Caida de presión en perforaciones (psi)
M	Constante de proporcionalidad	q_i	Gasto de inyección (BPM)
E	Módulo de Young o de Elasticidad (psi)	CD	Coefficiente de descarga (adim.)
F/A	Esfuerzo sometido al núcleo (psi)	A_p	Area de las perforaciones (pg ²)
A	Área inicial del cilindro (pg ²)	Φ_p	Diámetro de las perforaciones (pg)
ε	Deformación unitaria sentido radial (adim.)	N	Número de las perforaciones
Δr	Cambio del radio del núcleo (pg)	HP	Potencia Hidráulica (HP)
ν	Relación de Poisson (adim.)	V_t	Volumen de tratamiento (m ³)
R_c	Resistencia a la compresión simple (Kg/cm ²)	t	Tiempo (días)
R_t	Resistencia a la tracción (Kg/cm ²)	K_p	Permeabilidad del fluido fracturante (D)
Cr	Compresibilidad de la formación (1 / Kg/cm ²)	ϕ	Porosidad (%)
V	Volumen (m ³)	μ_{fr}	Viscosidad del fluido fracturante (cp)
ΔP	Diferencial de Presión (psi)	K_r	Pérdida de fluido fracturante (pie/min ^{1/2})
ΔV	Diferencial de volumen (m ³)		Permeabilidad relativa (D)
Σ_1	Esfuerzo total vert. "presión sobrecarga" (psi)	μ_r	Viscosidad relativa (cp)
Σ_2	Esfuerzo total horizontal (psi)	C_w	Pérdida de el aditivo (pie / min ^{1/2})
Σ_3	Esfuerzo mínimo horizontal (Kg/cm ²)	A_p^*	Area de pérdida de fluido (pg ²)
D	Profundidad (pie)	C_t	Coefficiente de pérdida total (pie/min ^{1/2})
γ_l	Peso específico promedio de los estratos (gr/cm ³)	P_f	Presión de flujo (psi)
σ_1	Esfuerzo efectivo principal vertical (psi)	Q	Gasto (BPM)
σ_2	Esfuerzo efectivo horizontal (psi)	μ	Viscosidad (cp)
σ_3	Mínimo esfuerzo efectivo horizontal (psi)	K	Permeabilidad (D)
P_y	Presión de Yacimiento (psi)	h	Espesor de estrato (pie)
P_s	Presión superficial (psi)	r_o	Radio de drene (pg)
P_t	Presión de tratamiento (psi)	r_w	Radio del pozo (pg)

J	Indice de Productividad (adim.)	F _r	Factor de Fanning (adim.)
I	Indice de Inyectividad (adim.)	h _r	Altura de la Fractura (pg)
P _{te}	Presión de fondo estática (psi)	P	Presión (psi)
P _{ny}	Presión de fondo fluendo (psi)	T	Tiempo (min)
C _{ny}	Presión de inyección (psi)	P _c	Presión de cierre (psi)
V _r	Compresibilidad fluido fracturante (1 / psi)	P _{cl}	Presión de cierre instantánea (psi)
δ	Velocidad de flujo (pie/seg ²)	t _y	Tiempo de inyección (min)
C _r	Densidad (gr/cm ³)	t _y	Temperatura del yacimiento (°F)
C _f	Conductividad de la fractura	h _y	Espesor del Yacimiento (pie)
K _r	Conductividad de formación	n'	Indice de comportamiento (adim.)
K _f	Permeabilidad de la fractura (D)	k'	Indice de consistencia (lb seg ⁿ / pie ²)
H _f	Permeabilidad de la Formación (D)	H _p	Altura de pérdida en zona porosa y permeable (pg)
V _{t, min}	Espesor de la formación productora (pie)	E'	Módulo de deformación plana
V _{t, max}	Volumen de tratamiento mínimo (m ³)	a	Constante de degradación viscosa del fluido
q _{i, min}	Volumen de tratamiento máximo (m ³)	P ^a	Presión de ajuste (psi)
q _{i, max}	Gasto de inyección mínimo (BPM)	B	Relación de presión promedio a la presión de pozo
H	Gasto de inyección máximo (BPM)	B _p	Relación presión prom. a presión pozo en bombeo
L	Altura de la fractura (pie)	B _s	Relación presión prom. a presión pozo en cierre
w	Longitud de la fractura (pg)	C _t	Coefficiente de pérdida de fluido total (pie/min ^{1/2})
w _{max}	Amplitud de la fractura máxima (pg)	C'	Coef. de pérdida de fluido respecto a altura Frac.
HB	Altura del banco (pie)	EFF	Eficiencia del fluido fracturante (adim.)
LB	Longitud del banco (pie)	Q _v	Gasto volumétrico de flujo en un punto (BPM)
J / J _o	Incremento de productividad	w'	Amplitud promedio de la fractura (pg)
G	Módulo Elástico (adim.)	g(δ)	Función promedio de declinación del gasto (adim.)
α	Constante Elástica del poro (adim.)	g ⁻¹	Función inversa de g(δ) (adim.)
x _r	Longitud media (pg)	ΔP _{an}	Caida de presión efectiva de la fractura (psi)
σ _{TEC}	Esfuerzos tectónicos de la formación	C _p	Coef. de pérdida fluido algun punto de la fractura
d _i	Diámetro interior (pg)	P _{avp}	Presión media en algun punto de fractura (psi)

C_{10}	Coefficiente de pérdida fluido considerando Temp.
$P(t)$	Presión expresada en función del tiempo (psi)
dT/dt	Gasto del cambio de temperatura contra el tiempo expresado en función del tiempo
Q_{10}	Volumen de tratamiento (Bls)
Q	Gasto de tratamiento o de inyección (BPM)
T_0	Tiempo de inyección (min)
D_y	Profundidad del Yacimiento (pie)
K_y	Permeabilidad del Yacimiento (mD)
"	"