

20.30



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TEORIA, DISEÑO Y EVALUACION DE
FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

FRANCISCO JOSE NORIEGA ECHEVERRIA

MEXICO, D. F.

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E G E N E R A L

"TEORIA, DISEÑO Y EVALUACION DE FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS"

	PAG.
<u>CAPITULO 1 INTRODUCCION.</u>	1
<u>CAPITULO 2 TEORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.</u>	3
2.1 Definiciones y conceptos generales	3
2.2 Mecanismo del fracturamiento hidráulico	5
2.3 Teorías del fracturamiento hidráulico	9
a) Material en estado elástico	9
b) Material en estado plástico	23
2.4 El efecto de las condiciones ambientales sobre las propiedades de la roca	24
2.5 Comparación de la presión de rompimiento calculada y observada en cilindros de roca de pared gruesa	28
2.6 Incremento en la productividad	30
2.7 Geometría de la fractura	30
2.8 Area de la fractura	36
2.9 Comentarios	37
<u>CAPITULO 3 DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.</u>	39
3.1 Selección de pozos candidatos a tratamientos de fracturamiento hidráulico	39
3.1.1 Generalidades	39
3.1.2 Criterio general para la selección de pozos para tratamientos de fracturamiento	40
3.2 Fluidos fracturantes y aditivos	42
3.2.1 Propiedades de los fluidos fracturantes	42
3.2.2 Aditivos para fluidos fracturantes	46
3.2.3 Selección óptima	47
3.3 Método simplificado de diseño	49
3.3.1 Antecedentes	50
3.3.2 Mecanismo del fracturamiento hidráulico	50
3.3.3 Método y programa de cómputo	52
<u>CAPITULO 4 TECNICAS DE EVALUACION</u>	67
4.1 Introducción	67
4.2 Determinación de reducciones de permeabilidad cerca del agujero a partir de incremento de presión	68
4.3 Determinación de las condiciones del pozo	71
4.4 Determinación de las condiciones de los pozos a partir de datos de incremento y de la relación de condiciones	78
4.5 Efecto de la capacidad de la formación (Kh) sobre los tratamientos de fracturamiento hidráulico	80

<u>CAPITULO 5</u>	<u>EJEMPLO DE APLICACION</u>	83
5.1	Introducción	83
5.2	Caso teórico	83
	5.2.1 Antecedentes y datos	83
	5.2.2 Análisis	84
5.3	Caso real	89
	5.3.1 Antecedentes	89
	5.3.2 Análisis computarizado	89
<u>CAPITULO 6</u>	<u>CONCLUSIONES</u>	97
<u>CAPITULO 7</u>	<u>NOMENCLATURA</u>	99
<u>BIBLIOGRAFIA</u>		104

CAPITULO 1

"INTRODUCCION"

La creciente demanda mundial de energía ha creado, en los últimos años, la necesidad de mejorar y ampliar los métodos de obtención de la misma. Ante tal situación, y en vista de que fuentes de energía --- tales como la solar o la geotermia aún no alcanzan un grado de desarrollo tal que les permita satisfacer de una manera aceptable y económica los requerimientos actuales, la industria petrolera ha permanecido a la cabeza --- como proveedora de los energéticos indispensables para el desarrollo de --- las naciones.

Debido a lo anteriormente expuesto, es deber de la industria petrolera el procurar hacer mas eficientes sus procesos de extracción y refinación de hidrocarburos con el fin de obtener los óptimos rendimientos en estas actividades.

Nuestro país no ha sido ajeno a esta tendencia y ha tenido un gran desarrollo en prácticamente todas sus áreas de actividad. Desafortunadamente, y tal vez debido a lo vertiginoso de este impulso, se ha creado la proliferación de información disponible, paralelamente a una dispersión de la misma, que pudiera llegar a ser alarmante, si no se le pone --- oportuno remedio. Si se creara un sistema de coordinación de la información de todas las áreas, se tendría un arma importante que nos capacitaría para lograr una mayor eficiencia que sería de gran beneficio para la industria y en general para el país.

Todo esto ha hecho ver la necesidad de ciertas acciones --- tendientes a lograr un mejor aprovechamiento de los recursos petrolíferos y, nacido de esta inquietud, el presente trabajo pretende aportar su grano de arena, enfocándose hacia el área de la explotación y, dentro de esta área, particularizando en las estimulaciones de pozos por medio de --- fracturamientos hidráulicos y la manera de evaluar la efectividad de éstos.

Se hace énfasis, asimismo, en el hecho de que el análisis de pruebas de presión es el mejor medio para la evaluación de la efectividad de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, así como para la determinación de pozos candidatos a la aplicación de estos tratamientos; --- por tanto, si se cuenta con la información de pruebas de presión antes y después del fracturamiento, se puede hacer un mejor diseño, así como una evaluación más verídica del mismo. Ahora bien, en numerosas ocasiones tal información no existe o, en el mejor de los casos, existe pero en forma --- dispersa y por falta de comunicación y coordinación entre departamentos, no se puede realizar un diseño o una evaluación adecuados o más cercanamente verídicos y confiables.

Así pues, este trabajo no pretende ni podría indicar una cierta manera de hacer las cosas, sino más bien un medio para hacer notar que nuestra industria petrolera requiere una infraestructura informativa coherente y coordinada por su propio beneficio y el de el país entero.

La estructura de esta Tesis Profesional se hizo de la siguiente manera: Inicia con la presente introducción, seguida por el capítulo referente a la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, en donde se revisan once teorías para predecir la falla de materiales sujetos a esfuerzos y se presentan además los métodos para calcular los esfuerzos principales, así como los resultados de estudios sobre la relación entre la sobrecarga efectiva de la tierra y la presión que actúa tratando de evitar la ruptura de los agujeros por la aplicación de presión interna, junto con observaciones hechas durante el rompimiento, por medio de presión, de cilindros de pared gruesa de formaciones rocosas y pozos someros perforados en areniscas; a continuación, en el capítulo de Diseño de un Fracturamiento Hidráulico, se exponen los métodos y secuelas más aceptados para el diseño de este tipo de operaciones, en base a los planteamientos teóricos del capítulo precedente.

En la segunda mitad del trabajo, se exponen las Técnicas de Evaluación de la efectividad de los fracturamientos hidráulicos, en el capítulo correspondiente, proponiendo el uso de el análisis de pruebas de incremento de presión como el medio más confiable para obtener tal evaluación para, en el capítulo subsecuente, exponer un Ejemplo de Aplicación de dichas técnicas, incluyendo tanto un caso teórico como un caso real, donde se analiza un fracturamiento hidráulico aplicado al pozo "Jujo #42" del área de Huimanguillo, Tabasco.

Para finalizar, se incluye un capítulo de Conclusiones - en el cual se analizan los resultados obtenidos de los capítulos anteriores, proponiendo medidas a tomar para evitar malas inversiones o producciones indeseables debidas a la aplicación errónea o al diseño inadecuado de fracturamientos hidráulicos, así como un capítulo de Nomenclatura y una sección de Referencias para el mejor entendimiento de planteamientos y ecuaciones y para el caso de que se requiera mayor información o detalle de algún aspecto en particular, respectivamente.

C A P I T U L O 2

"TEORIA DEL FRACTURAMIENTO
HIDRAULICO"

2.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS GENERALES.

a) Fracturamiento Hidráulico.

"El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso de crear una fractura o un sistema de fracturas en un medio poroso por medio de la inyección de un fluido a presión a través de un pozo con el objetivo de vencer las fuerzas naturales de la roca y de esta manera causar una ruptura de los materiales del medio poroso". En otras palabras, el fracturamiento hidráulico... "es la creación y conservación de una fractura en la roca del yacimiento".⁽¹⁾

"La efectividad de las fracturas creadas por presión hidráulica es medida tanto por la orientación y extensión areal del sistema de fracturas, como por la producción alcanzada después del tratamiento".⁽²⁾

El fracturamiento hidráulico ha venido adquiriendo complejidad, desde la primera aplicación de este tratamiento en el campo - Hugoton, Texas en el año 1947, hasta nuestros días. Los factores que mayormente han contribuido al incremento de esta complejidad se pueden resumir en los siguientes:

- Combinaciones de fluidos fracturantes, agentes sustentantes para el control de pérdida de fluidos y agentes sustentantes,
- Profundidades perforadas cada vez mayores,
- Proliferación de teorías e investigaciones teórico-prácticas del fracturamiento hidráulico, e
- Incremento en la oferta de fluidos fracturantes y aditivos por los diferentes fabricantes, aportando una amplia gamma de propiedades, ventajas y calidades.

Por tanto, el ingeniero encargado de una operación de este tipo, debe considerar estos factores, tanto como la pérdida de fluidos esperada durante el fracturamiento, pérdidas por fricción en las tuberías, compatibilidad del fluido fracturante con los fluidos del yacimiento, así como la necesidad de seleccionar un agente sustentante capaz de mantener (soportar) una fractura de la capacidad de flujo deseada.

"Existen numerosas escuelas acerca de la mecánica del fracturamiento hidráulico. Las diferencias de opinión pueden ser relacionadas con ciertas consideraciones fundamentales, como son:

- a) El concepto de falla.
- b) Elasticidad contra plasticidad.
- c) El estado de los esfuerzos en general.
- d) El efecto de la penetración de los fluidos dentro de la formación.
- e) Homogenidad e Isotropía contra Heterogeneidad.

b) Concepto de falla.

Existen numerosas teorías sobre la mecánica del fracturamiento de rocas sujetas a la presión de fluidos; algunas de ellas han probado su aplicabilidad a través del análisis de sus bases, así como de la práctica mientras que algunas otras fallan en este objetivo. En el presente trabajo se incluyen y analizan las primeras, mencionándose tan sólo las segundas, así como las razones de su no aplicabilidad.

"Existe un frecuente desacuerdo referente a la orientación de las fracturas. Sin embargo, la mayoría de los autores trabajan a partir de la suposición de que cuando se incrementa la presión en el agujero, la ruptura ocurrirá en el plano que sea perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo de compresión.

c) Propiedades Mecánicas de las Rocas (2).

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

$$\frac{F}{A_b} = E \frac{\delta}{l} \quad (2.1.)$$

dónde E es la constante de proporcionalidad, conocida como módulo de Young. Su valor es característico para cada material, y debe obtenerse experimentalmente. En la Tabla 1 se muestran los valores de E que pueden usarse para diferentes formaciones:

TABLA 1.- VALORES DE E PARA DIFERENTES FORMACIONES.

TIPO DE ROCA.	MODULO DE YOUNG RANGO	(Lb/PG ² X 10 ⁶) VALOR PROMEDIO
Caliza y dolomía dura	8.0 a 13.0	10.50
Arenisca dura, densa	5.0 a 7.5	6.25
Arenisca dureza media	2.0 a 4.0	3.0
Arenisca poco consolidada.	0.5 a 1.5	1.0

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

$$E_v = \frac{\delta}{l} \quad (2.2.)$$

y E_h es la deformación unitaria transversal, es decir:

$$E_h = \frac{D - D_1}{D} \quad (2.3.)$$

entonces se define el coeficiente o relación de Poisson como el cociente de las deformaciones unitarias horizontal y vertical:

$$\nu = \frac{E_h}{E_v} \quad (2.4)$$

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

TIPO DE ROCA	RELACION DE POISSON (ν)
Rocas Carbonatadas duras	0.25
Rocas Carbonatadas suaves	0.30
Areniscas.	0.20

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

2.2 MECANISMO DE FRACTURAMIENTO

Hubbert y Willis (3) demostraron que la orientación de una fractura inducida depende de las condiciones geológicas y no puede controlarse por procedimientos mecánicos o hidráulicos. Los esfuerzos normales entre sí, que son equivalentes al sistema de esfuerzos del cual han sido derivados (Fig. 2.1.),

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

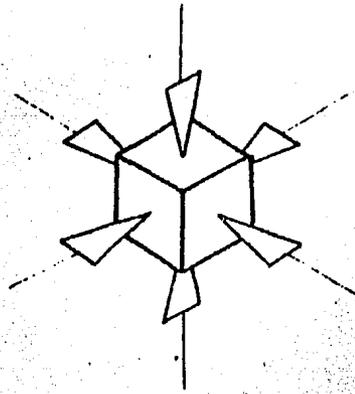


FIG. 2.1 Elemento de roca sujeto a esfuerzos triaxiales.

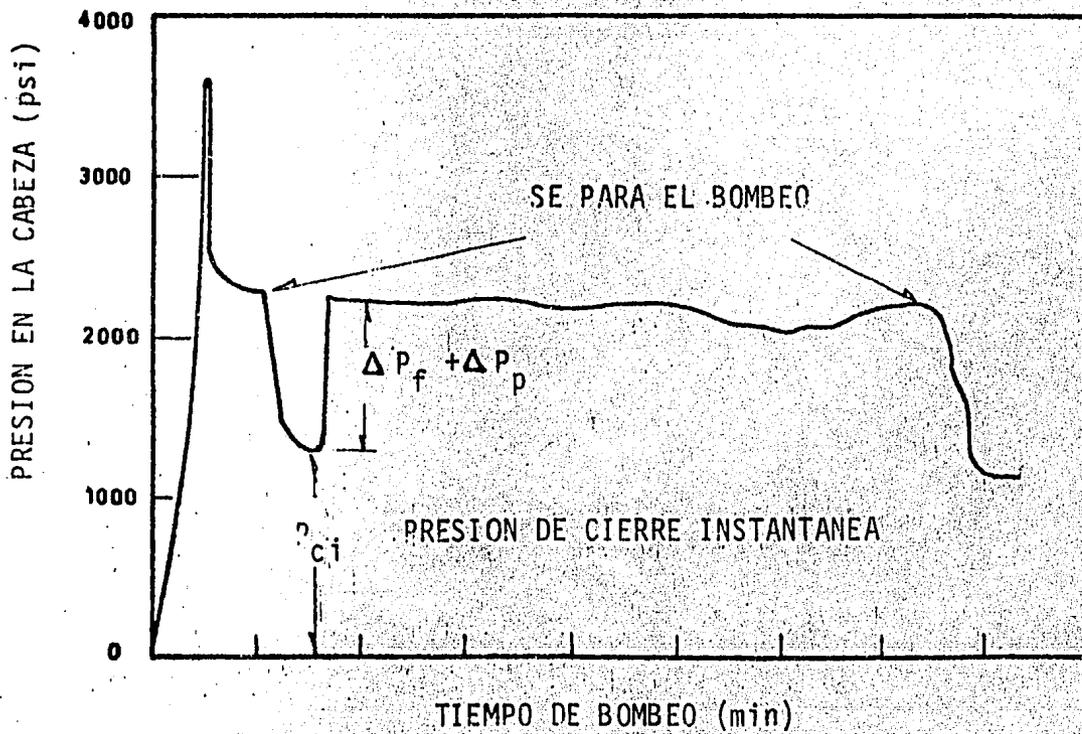


FIG. 2.2 GRAFICA TIPICA DE PRESION EN LA SUPERFICIE DURANTE UN FRACTURAMIENTO.

Si en estas condiciones se aplica localmente presión - dentro de la roca, y se incrementa dicha presión, los esfuerzos en la matriz se reducirán igualmente en sus tres direcciones principales. A medida que se reducen estos esfuerzos, el esfuerzo principal menor alcanza un valor igual a cero y un incremento adicional en la presión interna provocará el tensionamiento de la roca en esa dirección. Cuando se exceda la resistencia a la tensión de la roca, esta se partirá a lo largo del plano perpendicular a su mínimo esfuerzo principal. La presión requerida para propagar la fractura será igual a la requerida para iniciarla, si se usa un fluido penetrante. Sin embargo cuando el fluido usado es no-penetrante (debido a sus propiedades de pérdida de filtrato a la existencia de una zona deñada en la vecindad del pozo), se requerirá una presión adicional para iniciar la fractura como sucede cuando se perfora un pozo con lodo. En este caso existe interés en precedir la presión máxima que soportará la formación sin fracturarse para no perder la circulación. La predicción del gradiente de fractura corresponde a la predicción requerida para iniciar la fractura. En los tratamientos de estimulación por fracturamiento, la presión que interesa es la requerida para propagar la fractura, presión que generalmente es menor que la anterior.

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

La Fig. 2.2, muestra la variación de la presión inmediatamente después de parar las bombas y corresponde a la presión de inyección en la superficie a un gasto dado, descontadas las pérdidas por fricción en la tubería y en las perforaciones, correspondientes a ese gasto. El valor de esta presión es un dato que se requiere para diseñar un fracturamiento.

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

$$P_{tw} = P_{ts} + \Delta P_s - \Delta P_f - \Delta P_p = P_{ts} + \Delta P_s - (\Delta P_f + \Delta P_p) \dots (2.5)$$

Donde:

- P_{tw} - Presión de tratamiento por fracturamiento.
- P_{ts} - Presión de tratamiento en la superficie.
- P_i - Presión instantánea de cierre en la superficie.
- ΔP_f - Pérdida de presión por fricción en las tuberías.
- ΔP_p - Pérdida de presión por fricción en los disparos.
- ΔP_s - Carga hidrostática.

Pc - Presión de confinamiento,
 Pr - Presión del yacimiento.

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

$$P_{ts} = P_i \quad \text{y} \quad \Delta P_f = \Delta P_p = 0$$

Sustituyendo en (2.5)

$$P_{tw} = P_i + \Delta P_s. \quad (2.6)$$

De la figura (2.2) se observa que:

$$P_{ts} - P_i = \Delta P_f + \Delta P_p \quad (2.7)$$

por tanto:

$$P_{ts} = P_i + \Delta P_f + \Delta P_p \quad (2.8)$$

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

$$G_f = \frac{P_{tw}}{D} = \frac{P_i + \Delta P_s}{D} \quad (2.9)$$

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

$$P_c = P_{tw} - P_r \quad (2.10)$$

Donde:

Pr.- Presión en el fondo del pozo.

2.3. TEORIAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

La mayoría de los investigadores asumen que la roca al rededor del pozo está en el estado elástico del esfuerzo. Por ejemplo, Miles y Topping (4) asumieron propiedades elásticas de la roca y concluyeron que una deformación plástica de la roca, a través del tiempo geológico, tiende a mitigar las concentraciones de esfuerzos alrededor del pozo.

Teplitz y Hassebroek (5) sugirieron que durante operaciones de cementación forzada, el cemento podría perderse a través de un agrandamiento del agujero causado por las presiones de cementación forzada. El agrandamiento del agujero era hecho posible por una deformación plástica de la roca.

Tanto Mc Guire (6) como Hubbert (3) sugirieron que se podría esperar una deformación plástica de la roca, particularmente en rocas de sal y arenas no consolidadas.

Scott (7) discutió la posibilidad de que la roca en un estado plástico de esfuerzo en los alrededores inmediatos del pozo está a su vez rodeada por roca virgen en el estado elástico del esfuerzo. Esta idea fué expresada matemáticamente por Fenner (8) así como por Westergaard. (9)

Los esfuerzos que provocan fallas (fracturas) en cualquier punto dentro del pozo pueden ser calculados bajo la suposición de que el pozo se comporta como un cilindro de pared gruesa con un grosor de pared infinito. El problema entonces es encontrar los esfuerzos en cualquier punto del material, en términos tanto de las presiones interna y externa. Estos valores de los esfuerzos dependen de si se supone que el material está en un estado elástico o en un estado plástico.

a) MATERIAL EN ESTADO ELASTICO.

Quando se hace la suposición de que el material está en estado elástico, los esfuerzos en un cilindro están dados por las fórmulas de Lamé. (10). En las fórmulas siguientes el esfuerzo axial se supone igual a cero. Esta suposición facilita la correlación de las fórmulas con resultados experimentales, en los cuales los cilindros fueron fracturados libres a la expansión en la dirección axial.

La Teoría de Lamé. Fue expresada matemáticamente por Scott (7) como sigue:

$$\sigma_t = \frac{p_i r_i^2 - p_e r_e^2 + \frac{r_i^2 r_e^2}{r^2} (p_i - p_e)}{r_e^2 - r_i^2} \quad (2.11)$$

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

donde σ_t es el esfuerzo circunferencial o tangencial (un valor positivo del esfuerzo de tensión), y

σ_r es el esfuerzo radial (un valor positivo es un esfuerzo de compresión), tal como se muestra en la Fig. 2.3.

Si hacemos $r = r_i$ en las Ecs. (2.11) y (2.12), los máximos esfuerzos están en la superficie interna y son:

$$(\sigma_t)_{\text{máx.}} = \frac{p_i (r_i^2 + r_e^2) - 2 p_e r_e^2}{r_e^2 - r_i^2} \quad (2.13)$$

$$(\sigma_r)_{\text{máx.}} = p_i \quad (2.14)$$

Si la presión interna es p_i y la presión externa (p_e) es igual a cero, entonces:

$$\sigma_t = p_i \frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \left(\frac{r_e^2}{r^2} + 1 \right) \quad (2.15)$$

$$\sigma_r = p_i \frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \left(\frac{r_e^2}{r^2} - 1 \right) \quad (2.16)$$

Estas ecuaciones muestran que los valores máximos de σ_t y σ_r ocurren en la superficie interna cuando $r = r_i$ así como también muestran que σ_t es siempre mayor que σ_r y es siempre un esfuerzo a la tensión.

Con objeto de determinar cuando ocurre la falla en el cilindro de pared gruesa, se han propuesto muchos criterios basados en las expresiones de Lamé. En la discusión de estos criterios, los términos "acción inelástica" y "ruptura" se usan como sinónimos, porque se ha observado que cuando muestras de roca a temperatura atmosférica se someten a carga, la acción inelástica y la ruptura ocurren casi simultáneamente.

Si se grafica la relación esfuerzo-deformación de muestras de roca sujetas a cargas de tensión directa, puede aplicarse esta observación. Entre el límite elástico y el punto de ruptura es pequeño el aumento del esfuerzo. Una comparación para areniscas y acero dúctil se muestra en la Fig. 2.4.

Teoría del Máximo Esfuerzo Principal

Timoshenko, (11), Nadai (12), Seely (13), definen el Máximo Esfuerzo como el criterio a considerar en la dureza. Estos valores a su esfuerzo se iguala al esfuerzo en el punto empieza cuando el máximo esfuerzo se iguala al esfuerzo en el punto de ruptura del material bajo tensión simple, o cuando el mínimo esfuerzo se iguala al esfuerzo en el punto de ruptura del material bajo compresión simple. Esta teoría no toma en cuenta el esfuerzo normal ni el esfuerzo normal ni el esfuerzo al corte, los cuales ocurren en otros planos. Los materiales homogéneos e isotrópicos, que pueden ser débiles en compresión pueden estar sujetos a grandes presiones hidrostáticas sin experimentar ruptura.

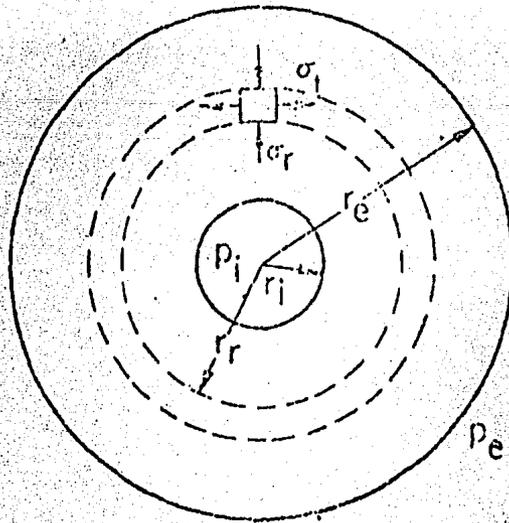


FIG. 2.3 NOMENCLATURA PARA CILINDROS DE PARED GRUESA (7).

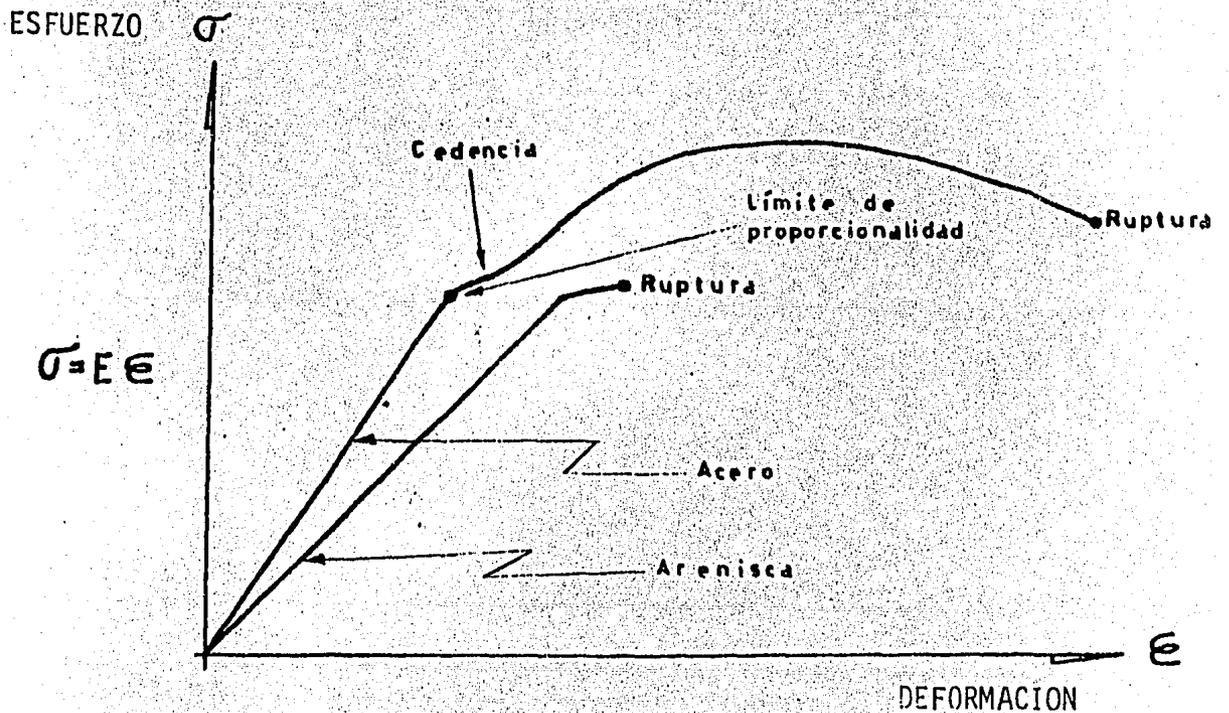


FIG. 2.4 GRAFICA DE ESFUERZO CONTRA DEFORMACION PARA EL ACERO Y PARA LAS ARENISCAS (7).

De acuerdo a la teoría del máximo esfuerzo principal, la acción "inelástica" ocurre cuando el máximo esfuerzo principal - en cualquier punto alcanza un valor igual a la resistencia a la tensión del material. Por lo tanto, la acción inelástica ocurrirá primero cuando σ_t iguale el valor del esfuerzo al límite elástico del material en tensión simple.

HACIENDO $r_r = r_i$ en la ecuación (2.15):

$$(\sigma_t)_{\text{máx.}} = P_i \left(\frac{r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \right) \quad (2.17)$$

Cuando el valor del radio externo es mucho más grande que el radio interno, entonces: $\sigma_t = P_i$.

La teoría del Máximo Esfuerzo Principal puede entonces resumirse de la siguiente manera:

"La máxima presión interna a la cual un cilindro de espesor infinito puede ser sometido, antes de que ocurra la acción inelástica, es igual a la resistencia máxima del material en tensión.

Teoría del Esfuerzo Máximo al Corte (Teoría de Guest)

La teoría del esfuerzo máximo supone que la ruptura empieza cuando el máximo esfuerzo al corte se iguala al máximo esfuerzo al corte en el punto de ruptura en una prueba de tensión simple. La mejor aplicación de esta teoría es a materiales dúctiles - donde el esfuerzo de ruptura a la tensión y el esfuerzo de ruptura a la compresión son aproximadamente iguales. Esta teoría no predice con precisión la falta en materiales frágiles o quebradizos.

De acuerdo a esta teoría, la acción inelástica empieza sólo cuando el esfuerzo máximo al corte alcanza la máxima resistencia al corte del material. La expresión para el esfuerzo máximo al corte τ en cualquier punto a una distancia r del centro de un cilindro de pared gruesa es:

$$\tau_{\text{máx.}} = \frac{r_i^2 r_e^2 (P_i - P_o)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)} \quad (2.18)$$

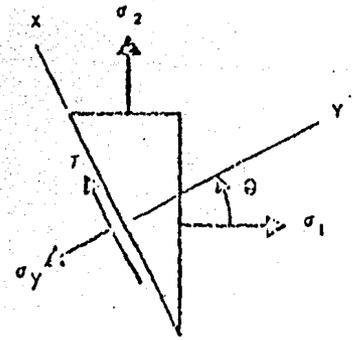
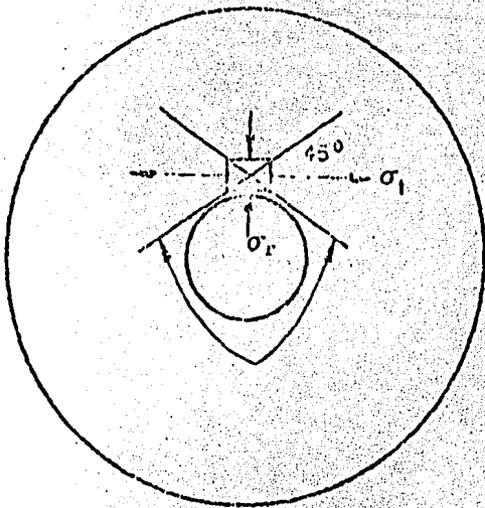
El esfuerzo máximo al corte ocurre en un plano que forma un ángulo de 45° con las direcciones de los esfuerzos tangencial y radial (Ver Fig. 2.5)

El valor máximo de τ ocurre en la superficie de un cilindro donde $r = r_i$.

Si un cilindro es sujeto solamente a presión interna, el esfuerzo máximo al corte se encuentra haciendo $r = r_i$ y $P_o = 0$.

$$\tau_{\text{máx.}} = P_i \frac{r_e^2}{r_e^2 - r_i^2} \quad (2.19)$$

Mientras más grande sea el valor de r_e con respecto a r_i



- σ_y = ESFUERZO NORMAL
- τ = ESFUERZO DE CORTE
- θ = ANGULO DEL PLANO EN EL CUAL ACTUA EL ESFUERZO PRINCIPAL

FIG. 2.5 PLANOS DE MAXIMO ESFUERZO DE CORTE (7) . FIG. 2.6 DIAGRAMA DE ESFUERZOS

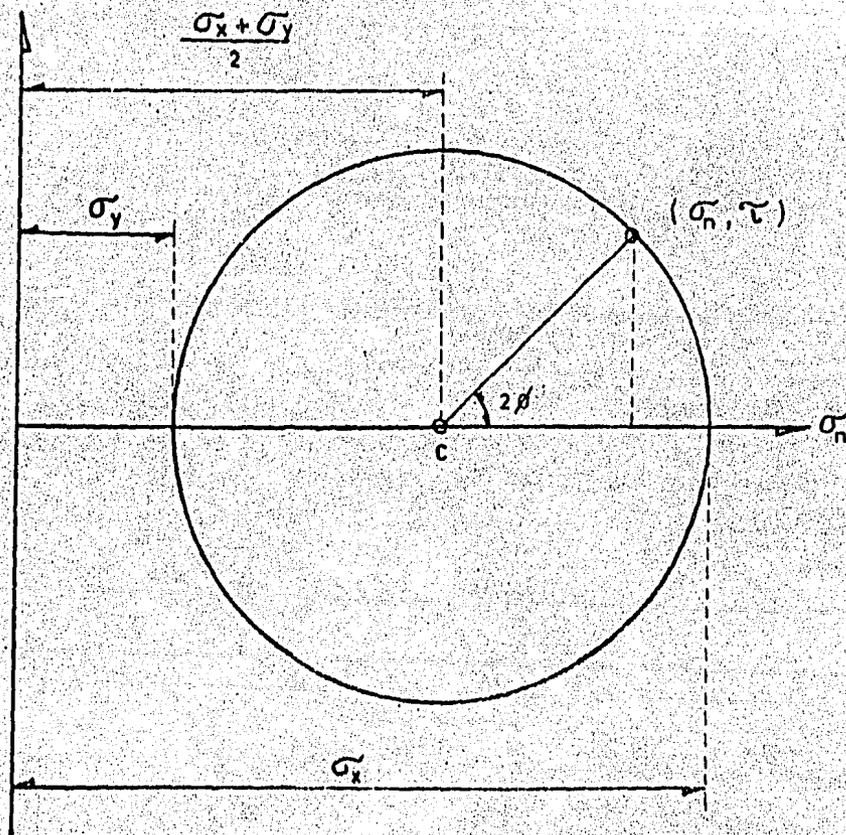


FIG. 2.7 CIRCULO DE MOHR PARA ESFUERZOS TENSIONALES.

, el valor de τ se aproxima a P_i .

La teoría del máximo esfuerzo al corte dice, entonces, que la presión máxima que puede ser impuesta a un cilindro de pared gruesa, - de espesor infinito, antes de la ocurrencia de la acción inelástica, es - igual a la presencia al corte del material.

Teoría de la Máxima Deformación.

Esta teoría, frecuentemente atribuida a Saint Venant, establece que la deformación permanente de un material sometido a cual--- quier combinación de esfuerzos empieza sólo cuando la deformación principal máxima alcanza la acción inelástica en una barra del mismo material - sometido a tensión simple. Esta deformación limitada, E_e , es la deforma--- ción que ocurre al límite de tensión proporcional y es igual a S_e/E , don--- de S_e es el límite proporcional y E es el módulo de elasticidad.

Si la presión externa es cero, entonces:

$$\sigma_E (\text{máx.}) = P_i \left(\frac{r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} + \nu \right) \quad (2.20)$$

Esta teoría tiene limitaciones porque, en el caso donde hay esfuerzos de tensión en dos diferentes de un plano, no predice el punto de ruptura correcto. Los resultados experimentales usando mues--- tras bajo presión hidrostática uniforme también contradicen esta teoría.

La teoría de la máxima deformación puede ser resumida de - la manera siguiente: La presión máxima que puede aplicarse a un cilin--- dro de espesor al límite elástico de tensión, dividido por uno, más la re--- lación de Poisson, Ecuación (2.20).

Teoría de la Máxima Energía de Deformación.

Esta teoría, propuesta originalmente por Beltrami en 1885, propone que el punto de ruptura sea determinado sobre la base de la canti--- dad de energía de deformación acumulada por unidad de volumen del mate--- rial. Esta teoría se invalida porque bajo presión hidrostática alta, - grandes cantidades de energía elástica pueden ser acumuladas sin causar ni fractura ni deformación permanente. La medición directa de la energía acumulada dentro del material es muy difícil.

La teoría de la máxima energía de deformación establece - que la máxima presión interna que puede aplicarse a un cilindro de pared gruesa antes de que ocurra la acción inelástica puede ser determinada por la siguiente ecuación:

$$(\sigma_t)_{\text{máx.}} = \frac{P_i \sqrt{10 + \frac{6 r_i^4}{r_e^4}}}{2 \left(1 - \frac{r_i^2}{r_e^2}\right)} \quad (2.21)$$

En esta ecuación, la razón de Poisson se supone igual a - 0.25.

Compresión Horizontal Unidireccional en Estratos Penetrados por un Agujero Vertical.

El primero en describir este problema fué Kirsch (14): Sea σ_i el esfuerzo uniforme inicial perpendicular al eje del pozo. Supóngase además, que la roca es libre de hacerse ligeramente más gruesa de acuerdo a la razón de Poisson. El esfuerzo en las vecindades del pozo puede ser calculado usando las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_i}{2} \left[\left(1 - \frac{r_i^2}{r^2} \right) + \cos 2\theta \left(1 - 4 \frac{r_i^2}{r^2} + \frac{r_i^4}{r^4} \right) \right], \dots (2.22)$$

$$\sigma_t = \frac{\sigma_i}{2} \left[\left(1 + \frac{r_i^2}{r^2} \right) - \cos 2\theta \left(1 + 3 \frac{r_i^2}{r^2} \right) \right], \dots (2.23)$$

$$\tau = -\frac{\sigma_i}{2} \left(1 + 2 \frac{r_i^2}{r^2} - 3 \frac{r_i^4}{r^4} \right) \sin 2\theta \dots (2.24)$$

Se presenta un problema si se permite que la roca se vuelva más gruesa o más delgada en estratos de varios cientos de pies de grosor. La deformación vertical puede ser calculada a partir de la ecuación (2.25):

$$\epsilon = \frac{\nu}{-E} 2\sigma_i h \dots (2.25)$$

Si se puede hacer la suposición de que el material alrededor del pozo provee superficie soporte, para evitar la distorsión de la formación, el esfuerzo impuesto es lo suficientemente grande para restaurar esta distorsión a cero:

$$\Delta\sigma_v = \pm 2\nu\sigma_i \dots (2.26)$$

Esta ecuación muestra la concentración adicional máxima de esfuerzo vertical.

Estratos Rocosos Horizontales bajo Compresión Uniforme en Todas Direcciones en su Plano, y Penetrados por un Agujero Vertical.

Este caso fué desarrollado por Lamé y Clapeyron (10) - Timoshenko (11) para un cilindro de pared gruesa con una presión externa igual al esfuerzo inicial de compresión en la formación. Si suponemos un cilindro de espesor de pared infinito, las siguientes ecuaciones describirán los esfuerzos:

$$\sigma_r = \sigma_{ie} \left(\frac{r_i^2}{r^2} - 1 \right), \dots (2.27)$$

$$\sigma_t = -\sigma_{ie} \left(\frac{r_i^2}{r^2} + 1 \right), \dots (2.28)$$

$$\tau_{\max} = \pm \sigma_{ie} \frac{r_i^2}{r^2}, \dots (2.29)$$

$$\sigma_r = -\sigma_{ii} \frac{r_i^2}{r^2}, \dots (2.30)$$

$$\sigma_t = \sigma_{ii} \frac{r_i^2}{r^2}, \dots (2.31)$$

$$\tau_{\max} = \pm \sigma_{ii} \frac{r_i^2}{r^2} \dots (2.32)$$

La Teoría de fractura de Mohr.

Esta teoría supone que, al momento de la falla a través de un plano, los esfuerzos normal y al corte a través del plano están relacionadas por alguna relación funcional,

$$\tau = f(\sigma) \quad (2.33)$$

la cual es característica del material. Se puede graficar esta relación en el plano (σ, τ) . El cambio de signo de τ cambia la dirección de la falla, pero no cambia las condiciones límite. La curva es simétrica respecto al eje σ .

"La Teoría de Mohr es un método gráfico para la determinación de los límites de la falla. Si esfuerzos principales en un punto son conocidos, el esfuerzo de corte y el esfuerzo normal en este punto pueden ser determinados usando el círculo de Mohr. Aplíquese los esfuerzos principales σ_1 y σ_2 tal como se muestra en la Fig. 2.6. Un círculo de Mohr se construye de acuerdo a la Fig. 2.7. El origen se indica por medio de O ; el esfuerzo por tensión es positivo y está trazado a la derecha del origen, mientras que el esfuerzo por compresión es negativo y trazado a la izquierda del origen.⁽¹⁾

$$\tau = AB = AC \operatorname{sen} 2\theta = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \operatorname{sen} \theta \quad (2.34)$$

$$\sigma_y = OB = OC + CB = \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \cos \theta \quad (2.35)$$

Esta teoría puede ser aplicada en el sentido opuesto, es decir, cuando los esfuerzos normal y de ruptura son conocidos y los esfuerzos principales son aquellos a determinar. Si se obtienen superficies datos para construir tres o más círculos de Mohr, entonces se puede trazar una envolvente tangente a los círculos y simétrica al eje σ (Ver Figs. 2.8A y 2.8B). Los esfuerzos que caen dentro de la envolvente MN, NML están por debajo del punto de falla, pero aquéllos fuera de la envolvente causarán una falla.

El círculo de centro c (fig. 2.8.A) el cual apenas toca la curva, ilustra un caso límite. La falla, en este caso, ocurrirá bajo condiciones que corresponden a los puntos P y P' - éstos es, sobre los planos cuyas normales estén incluidas en ángulos de la mitad del tamaño del ángulo PCD y en la dirección del mayor esfuerzo principal.

La curva MN será la envolvente de todos los círculos correspondientes a todas las condiciones en las cuales ocurre una fractura, y es conocida como la Envolvente de Mohr. Tres círculos que la tocan pueden ser encontrados a partir de experimentos simples. Estos círculos son aquéllos que tienen como centros C_1, O, C_2 en la Fig. 2.8 B, y corresponden a la tensión, al corte simple y a la compresión respectivamente. Como resulta muy difícil someter a las rocas a pruebas de corte y tensión, se prefiere la prueba triaxial.

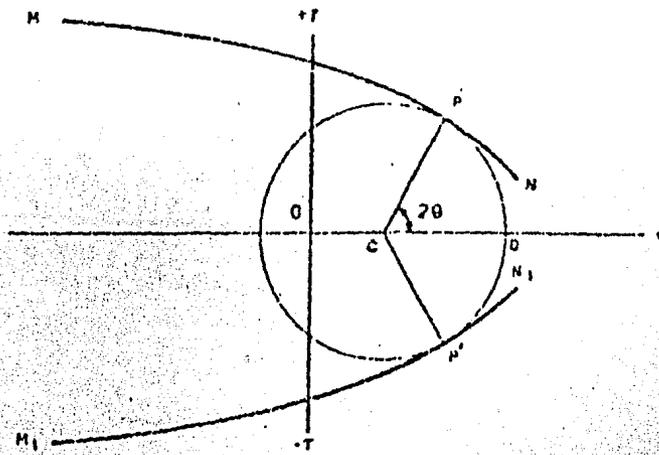


FIG. 2.8A ENVOLVENTE DE MOHR⁽¹¹⁾.

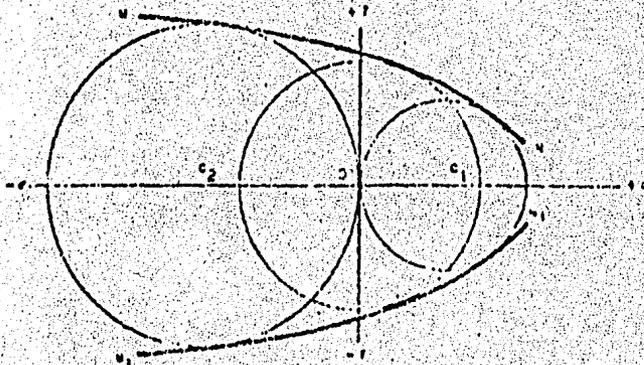


FIG. 2.8B ENVOLVENTE DE MOHR⁽¹¹⁾.

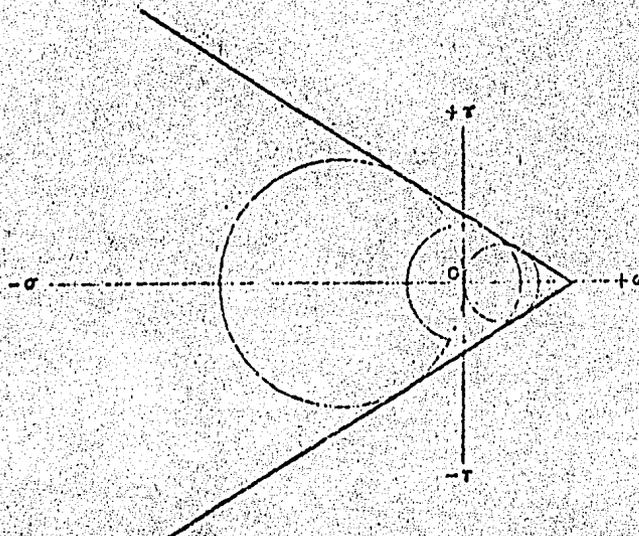


FIG. 2.9 ENVOLVENTE DE MOHR DE LINEAS RECTAS
(TEORIA DE COULOMB-NAVIER)⁽¹¹⁾.

Variando la presión hidrostática, se puede encontrar cualquier número de círculos a la izquierda del eje τ . Como la resistencia a la fractura generalmente se incrementa con la presión hidrostática, la envolvente de Mohr por lo general está abierta hacia la izquierda.

Una desventaja de la Teoría de Mohr es que no predice la fractura de materiales frágiles o quebradizos en tensión. Así mismo, reconoce sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo y desprecia el efecto del esfuerzo principal medio, con el resultado de que arroja respuestas que no siempre son consistentes con los resultados experimentales.

La Teoría de Coulomb-Navier.

Esta teoría es un caso especial de la teoría de Mohr, en la cual la envolvente es un par de líneas rectas simétricas al eje σ (ver Fig. 2.9). Las combinaciones de esfuerzos (σ, τ) que caen dentro de la envolvente no causarán la falla, pero si caen fuera de la envolvente, resultará la falla. El resto del desarrollo de la teoría es el mismo que el escrito previamente para el círculo de Mohr. Los resultados de pruebas triaxiales sobre la mayoría de las rocas son bastante bien presentados por la envolvente de Mohr de líneas rectas. En tres dimensiones, sólo los círculos de Mohr en los planos de esfuerzo principales máximo y mínimo son de importancia, y la fractura siempre ocurre en el plano paralelo al eje intermedio del esfuerzo principal. Los resultados experimentales no siempre confirman esto. Una ventaja de la teoría de Coulomb-Navier es que implanta un criterio acerca de los esfuerzos de falla y de la dirección de la fractura. Estas cantidades involucran el esfuerzo medio y el esfuerzo máximo al corte. Debido a su simplicidad, la teoría de Coulomb-Navier es popular en la Mecánica de Rocas, aunque no diferencia la fractura proporcionada a partir de un fracturamiento múltiple, aún cuando se presta para diferentes valores de resistencias a la tensión y a la compresión.

La Teoría de Griffith de la Resistencia a la Multifractura.

Los estudios de Griffith han tenido una profunda influencia en el estudio de los procesos de fractura. Es bien conocido que las resistencias a la tensión calculadas para cristales simples son mucho mayores que las observadas experimentalmente, Griffith explicó esta discrepancia por medio de la existencia de un gran número de diminutas imperfecciones o grietas, en el material demostrando la validez general de sus fórmulas a través de experimentos con vidrio.

Griffith fué capaz de demostrar que una de estas grietas multiplica efectivamente una fuerza aplicada, a tal grado que hay un incremento en la longitud de la grieta. El efecto de la grieta es producir una muy alta concentración del esfuerzo en su extremo; el cual se concentra sobre las uniones moleculares del material rocoso en su vértice, causando mayor fracturamiento.

Esta concentración del esfuerzo puede ser calculada a partir del máximo esfuerzo a la tensión en un plano que contiene un agujero elíptico de eje mayor $2C$ y sujeto a un esfuerzo promedio $\bar{\sigma}$ en una dirección perpendicular al eje mayor.

$$\sigma_{\text{máx.}} = \bar{\sigma} \left(\frac{C}{r_{ee}} \right)^{1/2} \quad (2.36)$$

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

Orowan (15), quien desarrollo la teoría de Griffith, dió el criterio de falla como:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)^2 - 8T_0(\sigma_1 + \sigma_3) = 0 \quad \text{si } \sigma_1 + 3\sigma_3 > 0 \quad (2.37)$$

$$\sigma_3 + T_0 = 0 \quad \text{si } \sigma_1 + 3\sigma_3 < 0 \quad (2.38)$$

cuando $\sigma_1 > \sigma_3$

Teoría de Walsh-Brace.

La teoría de Walsh-Brace supone que la falla es de tensión, y que el cuerpo está compuesto por grietas largas que no están orientadas al azar y que están superpuestas sobre una serie isotrópica de grietas más pequeñas más pequeñas distribuidas al azar. La serie de grietas largas, tanto como las cortas, es tal que las grietas se cierran a valores de esfuerzo aplicado relativamente bajos, transmitiendo así tanto el esfuerzo normal como el esfuerzo de corte (ver la fig. 2.8) Walsh y Brace suponen que la fractura puede ocurrir a través del crecimiento de las grietas largas o bien de las cortas, dependiendo de la orientación del sistema de grietas largas con respecto a la carga aplicada ($\sigma_3 - \sigma_1$). El esfuerzo de fractura ($\sigma_3 - \sigma_1$) requerida para fallas originadas en las grietas pequeñas y orientadas al azar, está dado por cualquier presión de confinamiento, σ_1 , por medio de:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)_s = C_{os} + \frac{2f_s \sigma_1}{(1+f_s^2)^{1/2} - L_s} \quad (2.39)$$

Si la fractura ocurre como resultado del crecimiento del sistema de grietas largas, el cual está orientado en un ángulo α con respecto a σ_3 , entonces el esfuerzo de fractura ($\sigma_1 - \sigma_3$) a cualquier presión de confinamiento, σ_1 , está dado por

$$(\sigma_1 - \sigma_3)_L = \frac{C_{olc} [(1+f_L^2)^{1/2} - f_L] + 2 f_L \sigma_1}{2 \text{sen } \alpha \cos \alpha (1 - f_L \tan \alpha)} \quad (2.40)$$

donde C_{olc} es la resistencia atmosférica a la compresión para la orientación más crítica de α , es decir 30° (Ver Fig. 2.11)

McLamore y Gray (16), al discutir las ecuaciones (2.39) y (2.40), mostraron que para usar esta teoría se deben determinar las variables C_{ol} , C_{os} , f_L y f_s . Estos investigadores propusieron que C_{os} se encuentre por medio de la determinación de la resistencia atmosférica a la compresión para muestras con orientaciones de 0° y 90° , el valor de C_{olc} se encuentra determinado el valor mínimo de la resistencia atmosférica a la compresión al mismo tiempo que se varía la orientación de la muestra. Esta orientación ocurre aproximadamente a 30° .

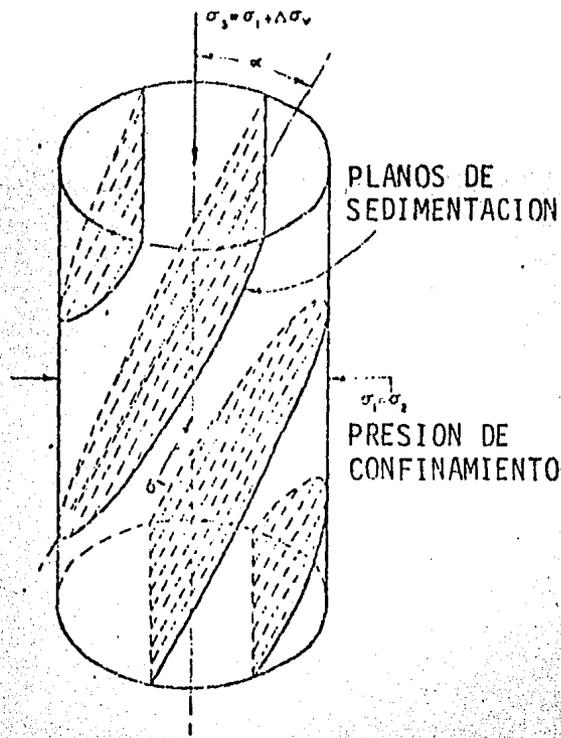


FIG. 2.10 VISTA DE UNA MUESTRA DE ROCA MOSTRANDO LOS PARAMETROS.

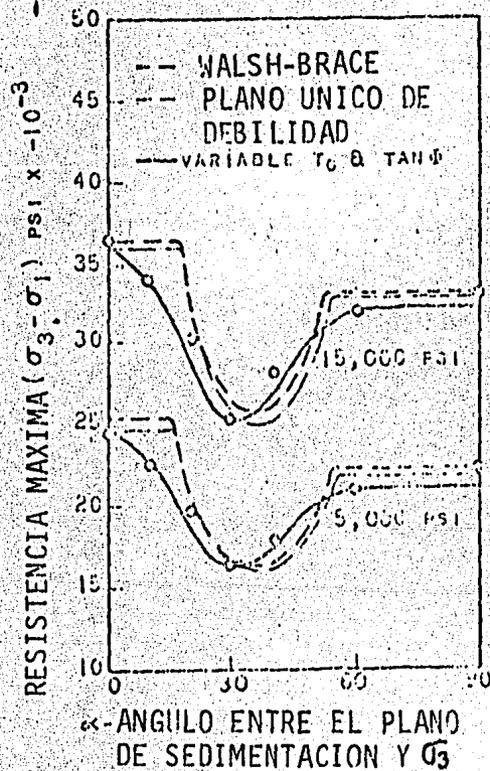


FIG. 2.11 COMPARACION DE LAS DIFERENTES TEORIAS DE FALLA USANDO DATOS DE CAMPO PARA PRESIONES DE CONFINAMIENTO DE 5000 psi Y 15000 psi (11).

Los coeficientes de fricción f_s y f_L , pueden ser determinados efectuando una serie de pruebas de compresión a diferentes presiones de confinamiento y orientaciones fijas - por ejemplo, 0° y 90° para f_s y 30° para f_L . La pendiente de la gráfica para la resistencia a la compresión contra la presión de confinamiento para cualquier orientación es igual a

$$\frac{f_{Ls}}{[(1 + f_{Ls}^2)^{1/2} - f_{Ls}]} \quad (2.41)$$

donde los subíndices se refieren a la orientación particular del sistema de grietas.

Los valores de f_s y Cos deben ser determinados tanto para la orientación de 0° como para la de 90° ; y la resistencia a la -- fractura correspondiente debe ser calculada para ambos casos como función de la presión de confinamiento, porque las resistencias a la -- fractura en estas dos orientaciones, las cuales representan la falla debida al sistema de grietas cortas, no son necesariamente idénticas.

Una vez que se han determinado los parámetros f_s , f_L y $CosL$, la teoría debe ser evaluada calculando los valores de $(\sigma_1 - \sigma_3)_s$ y $(\sigma_1 - \sigma_3)_L$, usando las ecuaciones (2.39) y (2.40), para una presión de confinamiento y una orientación dadas, y usando el menor de los dos valores como la resistencia a la fracura.

Teoría del Plano Unico de Debilidad

La teoría del PUD, propuesta por Jaeger (17) supone - que la roca falla al corte. Esta teoría es una generalización de la - bien conocida teoría de falla de la envolvente lineal de Mohr-Coulomb y describe un cuerpo isotrópico que contiene un plano único o un sistema de planos paralelos de debilidad. La falla de la matriz del material está dado por

$$\tau = Tma - \sigma \tan \Phi \quad (2.42)$$

McLamore y Gray (16) describen la falla en el plano de debilidad por medio de:

$$\tau = Tma' - \sigma \tan \Phi' \quad (2.43)$$

Usando la bien conocida relación del círculo de Mohr, la cual relaciona τ y σ con σ_1, σ_3 y el ángulo de falla θ , la forma final de la teoría del plano único de debilidad puede ser derivada de las ecuaciones (2.42) y (2.43).

Para falla dentro de la matriz, la ecuación es

$$(\sigma_3 - \sigma_1) = \frac{2Tma - 2\sigma_1 \tan \Phi}{(\tan \Phi - \sin 2\theta - \cos 2\theta \tan \Phi)} \quad (2.44)$$

La resistencia a la fractura del material en el plano de debilidad está dada por

$$(\sigma_3 - \sigma_1) = \frac{2Tma' \cos \Phi' - 2\sigma_1 \sin \Phi'}{\sin \Phi' - \sin(2\alpha + \Phi')} \quad (2.45)$$

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

La teoría se evalúa aplicando pruebas a orientaciones de 0° , 90° y 30° para varias presiones de confinamiento, graficando envolventes lineales de Mohr-Coulomb y determinando los valores de Φ , Φ' , θ , T_{ma} y T_{ma}' . Una vez que se han determinado estos valores, la resistencia a la fractura es calculada para unas ciertas presión y orientación usando las dos ecuaciones previas y tomando el valor más bajo como la resistencia del material. El mismo criterio usando en la sección anterior, relativo a la resistencia de la matriz cerca de las orientaciones de 0° y 90° es también aplicable y las resistencias a la fractura deben ser calculadas para estas dos orientaciones para determinar la resistencia de la matriz en ambos lados del área de comportamiento anisotrópico de la resistencia.

Teoría de la Resistencia de Cohesión Variable.

Jaeger (17) también propuso la teoría de la resistencia de cohesión variable para describir un cuerpo que falla al corte y tiene una resistencia cohesiva variable T_{ma} , y un valor constante de fricción interna, $\tan \Phi$. La ecuación principal que describe la falla para este caso, en términos de $\tan \Phi$, σ_1 y T_{ma} , es:

$$(\sigma_3 - \sigma_1) = \frac{2T_{ma} - 2\sigma_1 \tan \Phi}{(\tan \Phi - \sqrt{\tan^2 \Phi + 1})} \quad (2.46)$$

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

$$T_{ma} = A - B[\cos 2(\xi - \alpha)] \quad (2.47)$$

y $\tan \Phi \approx$ constante.

En la ecuación (2.47) A y B son constantes y ξ representa la orientación de α que tiene un valor mínimo de T_{ma} . Usualmente, $\xi = 30^\circ$.

-McLamore y Gray (16) notaron que la variación de T_{ma} puede ser descrita por la siguiente relación:

$$T_{ma} = A_{1,2} - B_{1,2}[\cos 2(\xi - \alpha)]^n \quad (2.48)$$

donde A_1 y B_1 son constantes que describen la variación en el rango de $0^\circ \leq \xi \leq \alpha$, y A_2 y B_2 describen la variación en el rango de $\alpha \leq \xi \leq 90^\circ$. El factor n indica el "tipo de anisotropía" y tiene el valor de 1 ó 3 para anisotropía "planar" (clivaje y posiblemente esquistosidad) y el valor de 5 ó 6 (o mayor) para el tipo "lineal" de anisotropía asociada con los planos de estratificación.

Teoría del Esfuerzo Octahédrico de Corte.

Esta teoría, derivada por Nadai (12) es explicada como un estado límite de la resistencia mecánica. Basicamente, la teoría de Mohr establece que el esfuerzo principal intermedio no tiene influencia sobre la falla y que ésta ocurre en el plano del esfuerzo principal intermedio. La teoría del esfuerzo octahédrico de corte supone que este esfuerzo, al límite de ruptura, es una función del esfuerzo normal octahédrico. Además el esfuerzo normal octahédrico es la media de los tres esfuerzos principales, lo que implica que el esfuerzo principal intermedio sí tiene influencia sobre la falla. Esto contradice la teoría de Mohr en la cual el esfuerzo principal intermedio no tiene influencia sobre la falla.

Nadai. (12) realiza una derivación del esfuerzo octahédrico de corte. Esta teoría mide la intensidad del esfuerzo responsable de llevar una sustancia sólida a un estado plástico.

b) Material en Estado Plástico.

Si se supone que el material en un cilindro de pared gruesa falla a la ruptura, resulta una completa redistribución de esfuerzos. El material puede romperse (fallar a la ruptura) sólo parcialmente, de manera que haya una región plástica rodeada por una región sometida a esfuerzo por abajo del límite de plasticidad (Fig. (2.12)). En la porción exterior del cilindro las ecuaciones deben satisfacer las condiciones de esfuerzo y deformación de un cuerpo perfectamente elástico.

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

$$P_i = \sigma_e \frac{\frac{r_e^2}{r_i^2} - 1}{\sqrt{3 \frac{r_e^4}{r_i^4} + 1}} \quad (2.51)$$

Fenner (8), en su estudio de un pozo perforado en un medio plástico, permitió que la formación fluyera dentro del pozo. Las partículas se movieron hacia el centro del pozo, y la zona del flujo se expandió hasta que los esfuerzos de frontera fueron tales que ya no fue posible un mayor incremento en la zona de flujo. Los esfuerzos radial y tangencial se incrementaron, extendiéndose hacia afuera hasta que la suma de estos esfuerzos se volvió constante en la frontera externa de la zona de flujo.

Westergaard (9) razonó que los esfuerzos alrededor del pozo, determinados de acuerdo a los cálculos de Lamé para un medio elástico, serían tan grandes que la combinación de esfuerzos no podría ser mantenida a grandes profundidades. Este razonamiento sugirió la existencia de un anillo plástico rodeado al pozo. Westergaard estableció que la relación entre los esfuerzos tangencial y radial es:

$$(b/r) K = \frac{2(K\sigma_{ir} + \sigma_c)}{(K\lambda 2)(K\sigma_i + \sigma_c)} \quad (2.53)$$

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

La extensión de la zona de plasticidad "b" puede ser calculada a partir de:

$$\sigma_t - (K+1)\sigma_r = \sigma_c \quad (2.52)$$

La extensión de la zona de flujo es similar cuando se calcula por cualquiera de los métodos de Fenner o de Westergaard. En este caso particular, la extensión es eaproximadamente 80 veces el radio del pozo.

2.4. EL EFECTO DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES SOBRE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.

Antes de que se hiciera algún intento para aplicar las teorías del comportamiento de cilindros de pared gruesa de material homogéneo, - isotrópico e impermeable, al comportamiento de formaciones rocosas adyacentes agujeros, se les dió consideración a la relación entre la presión de sobre-carga y los esfuerzos horizontales naturales en el rango normal de profundidades del pozo.

Existe alguna diversidad de opiniones acerca de la distribución de esfuerzos (tal como el esfuerzo que trata de colapsar al pozo o que actúa contra la presión aplicada a un pozo), resultantes de la sobrecarga de la Tierra. Se puede demostrar que el esfuerzo sobre la corteza de la tierra ejecutando en una dirección horizontal, teóricamente sería squal, en su valor mínimo, al esfuerzo axial (sobrecarga efectiva) multiplicando por la expresión $\nu/1-\nu$, donde ν es la relación de Poisson,

para la roca, y donde la sobrecarga efectiva se define como la presión neta por mitad de área a cualquier profundidad dada. Esta es la presión que resulta de cambios geológicos tales como afallamientos y ondulaciones geológicas y que controla la orientación de una fractura. El otro límite o esfuerzo confinante horizontal máximo sería --- igual a la sobrecarga efectiva.

Sea σ_v el esfuerzo vertical y σ_x y σ_y los otros esfuerzos principales. Sea W igual al peso por arriba de cualquier punto de la masa suprayacente por unidad de área. Entonces en una formación, in situ, $\sigma_v = W$.

Supóngase que a cualquier profundidad los esfuerzos horizontales son iguales en todas direcciones y se denotan por σ_h ; Entonces

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h \quad (2.54)$$

(σ_h será referido como el "esfuerzo de confinamiento").

El valor de σ_h depende de cual de las siguientes suposiciones se haga:
Caso I - Los esfuerzos elásticos han desaparecido a través de largos períodos geológicos de tiempo.

Caso II - Mientras que la sobrecarga se ha incrementado con la deposición, las formaciones rocosas no se han movido horizontalmente y han permanecido perfectamente elásticas.

En el Caso I, los esfuerzos son hidrostáticos y, por tanto, iguales - en todas direcciones.

$$\sigma_h = \sigma_v = P_{ob} \quad (2.55)$$

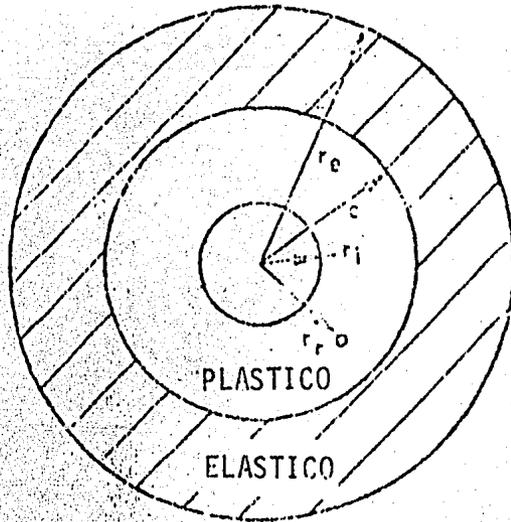


FIG. 2.12 RUPTURA PARCIAL DE UN CILINDRO DE PARED GRUESA⁽⁷⁾.

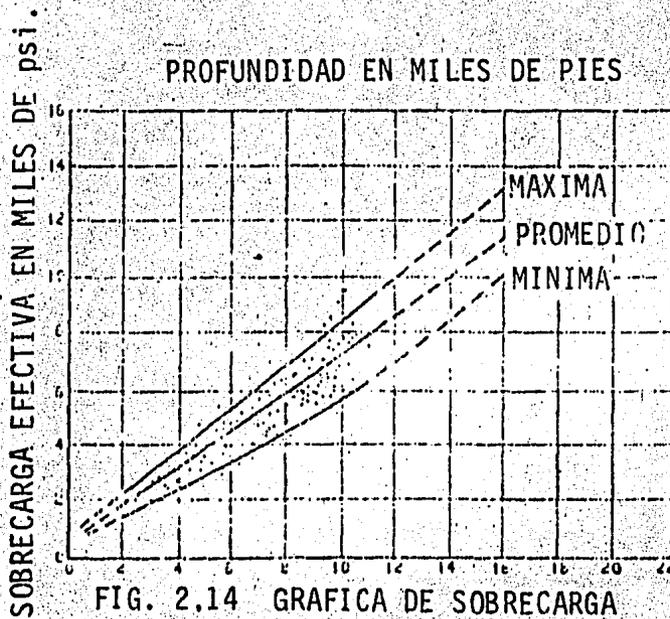


FIG. 2.14 GRAFICA DE SOBRECARGA CONTRA PROFUNDIDAD⁽⁷⁾.

En el Caso II, como no ha ocurrido movimiento horizontal, la de formación horizontal, ϵ_H , es igual a cero. De acuerdo a la ley de Hooke, la deformación horizontal se expresa como

$$\epsilon_H = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu (\sigma_y + \sigma_z)] \quad (2.56)$$

Como $\epsilon_H = 0$

$$\text{y } \sigma_H = \sigma_x = \sigma_y,$$

$$\sigma_x = \nu (\sigma_y + \sigma_z) = \sigma_H = \nu (\sigma_H) + \nu (\sigma_z) = 0, \text{ ó}$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z = \frac{\nu}{1-\nu} (\omega) \quad (2.57)$$

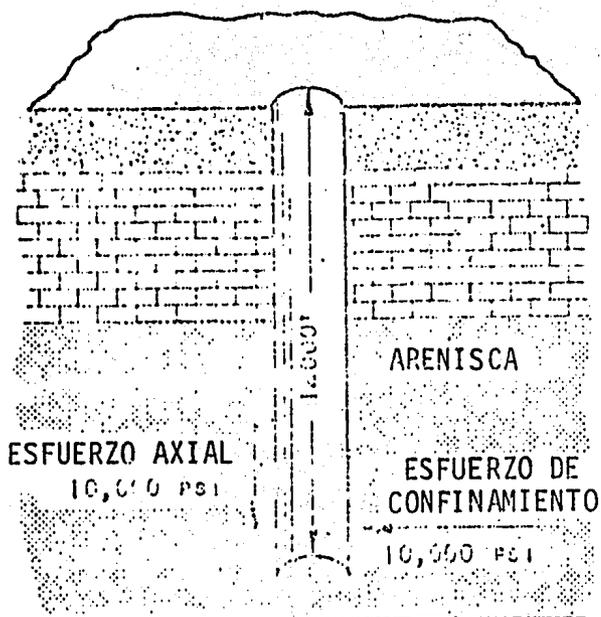
Estas teorías pueden clasificarse por medio de una ilustración. En un pozo con profundidad de 12,000 veces el gradiente de presión de -- fractura de 0.83, aproximadamente 10,000 psi (Caso I. Fig. 2.13).

El valor mínimo del esfuerzo de confinamiento para un pozo de -- la misma profundidad se muestra en el Caso II (Fig. 2.13). La presión de sobrecarga efectiva de 10,000 $\times \nu / (1-\nu)$ ó 0.21 cuando $\nu = 0.17$, da un valor de esfuerzo de confinamiento de 2,100 psi.

Una evidencia de los límites reales del esfuerzo de confinamiento alrededor de los pozos se puede encontrar analizando las curvas en la Fig. 2.14. Las curvas muestran los valores máximo, mínimo y promedio de la sobrecarga efectiva, o presión de extensión de fractura graficados contra la profundidad para 276 pozos localizados en las áreas de "La Costa -- del Golfo" "Continente Medio" y "Oeste de Texas", en los E.E.U.U. Estos datos fueron obtenidos a partir de trabajos de cementación forzada antes del advenimiento del fracturamiento hidráulico. La tendencia de las curvas ha sido sostenida por datos subsecuentes acumulados durante el tratamiento de pozos con fracturamiento hidráulico. La tendencia de las curvas definen la presión de fondo requerida para inyectar un fluido dentro de -- fracturas inducidas. En otras palabras, las curvas muestran el esfuerzo -- de confinamiento que debe ser vencido por la presión del fluido del pozo con objeto de mantener separados los planos de fractura y permitir la entrada del fluido.

En el caso de fracturas horizontales, hay un acuerdo generalizando en que el esfuerzo de confinamiento que mantiene juntos los planos de fractura es igual a la sobrecarga efectiva a la profundidad de la fractura. En el caso de fracturas verticales, el esfuerzo de confinamiento -- que mantiene juntos a los planos de fractura es igual a una función de la sobrecarga efectiva.

Es probable que cierto número de los 276 pozos, graficados en -- la fig. 2.12 hayan sido fracturados en planos verticales. Suponiendo ésto podemos entonces aproximar las razones mínima y máxima de esfuerzo vertical (sobrecarga efectiva) con respecto al esfuerzo horizontal (esfuerzo -- de confinamiento) a partir de estas curvas. Por ejemplo, a una profundidad de 4,000 ft la sobrecarga efectiva en la curva mínima es igual a --- 2,200 psi. Si se supone que esta fractura en particular es vertical, entonces el esfuerzo de confinamiento u horizontal es igual a 2,200 psi. A esta misma profundidad, el esfuerzo vertical máximo es igual a 4,000 psi (1 psi/ft \times 4,000 ft). Entonces la razón mínima del esfuerzo horizontal -- con respecto al esfuerzo vertical es 2,200/4,000, ó 0.55.



CASO I: ESFUERZO DE CONFINAMIENTO IGUAL A LA PRESION DE SOBRECARGA EFECTIVA.



CASO II: ESFUERZO DE CONFINAMIENTO IGUAL VARIAS VECES LA PRESION DE SOBRECARGA EFECTIVA.
RAZON DE POISSON / (1 - RAZON DE POISSON)

FIG. 2.13 DOS CASOS EXTREMOS DEL ESFUERZO DE CONFINAMIENTO ALREDEDOR DE UN POZO.

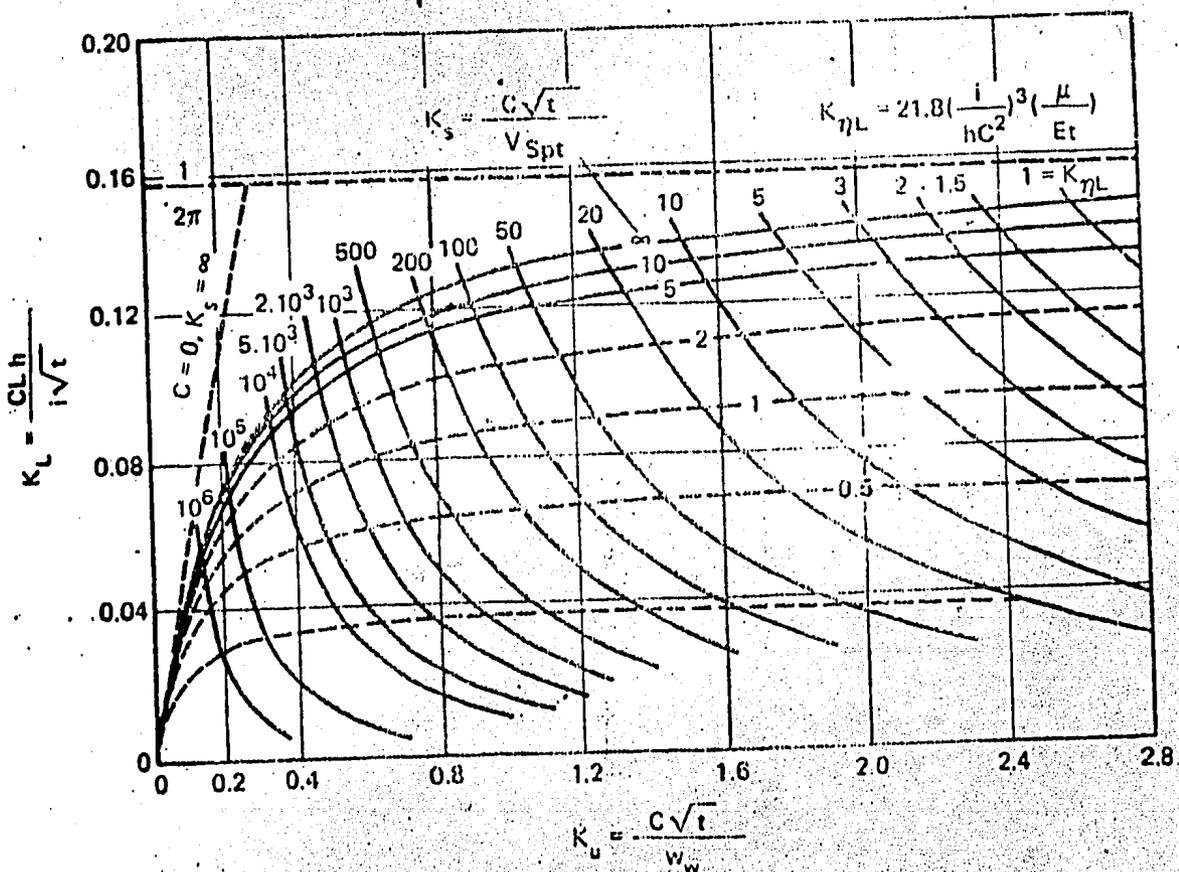


FIG. 2.16 GRAFICA DE GEERTSMA-DE KLERK PARA EL CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE FRACTURA

Sin embargo, una razón más representativa sería aquélla obtenida comparando la sobrecarga máxima (1 psi/ft) con la sobrecarga efectiva promedio, la cual en el caso del pozo de 4,000 ft de profundidad, sería $3,100/4,000$, ó 0.78; y a 10,000 ft sería $7,100/10,000$ ó 0.71. A una profundidad de 10,000 de razón de la sobrecarga efectiva mínima con respecto a la máxima es $5,800/10,000$ ó 0.58.

Si un pozo se fracturara verticalmente a una presión de 1.0 - psi/ft o más, esto sugeriría que en la corteza superior de la tierra una columna de roca puede actuar como una columna de fluido con su sobrecarga actuando en la misma magnitud tanto en el plano horizontal como en el vertical. Otros investigadores han sugerido que las diferencias en los esfuerzos en la corteza terrestre, excepción hecha de las capas superiores, se igualan gradualmente a través de los largos períodos geológicos. En otras palabras, la razón del esfuerzo horizontal al esfuerzo vertical se acerca al valor de 1.0 al incrementarse la profundidad. Por tanto en pozos profundos la razón del esfuerzo de confinamiento horizontal a la sobrecarga efectiva lógicamente puede esperarse que sea mayor y acercarse a 1.0 en los pozos más profundos.

Entonces resumiendo, este estudio de la presión de sobrecarga de la tierra muestra que la presión mínima requerida para inyectar un fluido dentro de una fractura puede ser tan baja como 0.5 veces el peso real de la sobrecarga a esa profundidad, y la presión máxima es igual al peso efectivo de la sobrecarga de aproximadamente 1 lb/in² por pie de profundidad.

Se ha observado que la presión del fluido que satura una formación recosa tiene un marcado efecto sobre requerida para iniciar y extender una fractura en la roca. Las formaciones con altas presiones generalmente requieren presiones más altas para iniciar fracturas que las que requieren las formaciones con presiones menores debido a que la presión requerida en el agujero para alcanzar una presión diferencial lo suficientemente grande para partir la formación. Se ha observado también que al declinar la presión en un yacimiento dado, la presión de fracturamiento también declina. Contrariamente, en proyectos de inyección de agua la presión de abertura de fracturas se encuentra mientras se inyecta más y más agua y mientras la presión de yacimiento se incrementa.

2.5. COMPARACION DE LA PRESION DE ROMPIMIENTO CALCULADA Y OBSERVADA EN CILINDROS DE ROCA DE PARED GRUESA.

Scott y otros autores (7) realizaron pruebas bajo dos juegos de condiciones. En un tipo de prueba, cilindros de roca de pared gruesa fueron fracturados inyectando lodo de perforación que tenía un gasto de filtración de cero; por tanto, se obtuvo una penetración de fluido relativamente pobre. En el otro tipo de prueba, formaciones de roca similares fueron fracturadas inyectando un aceite mineral de penetración. Bajo condiciones de flujo en estado estable. Cuando las pruebas de rompimiento se completaron, las presiones de ruptura teóricas fueron calculadas. Se puso que en estos cálculos que la falla ocurriría poco tiempo después de que cualquier presión excediera el límite elástico de la roca. El valor de la última resistencia fué usado como el valor del esfuerzo al límite elástico.

La tabla 2.2 muestra las presiones de ruptura observadas calculadas y donde no existe evidencia de alguna relación entre las presiones de rompimiento calculadas y observadas, lo cual indica que la no homogeneidad la anisotropía y la permeabilidad de la roca no permiten el uso de las ecuaciones para cilindros de pared gruesa en el cálculo de la presión de ruptura.

Todos los cilindros que fueron fracturados por un fluido no penetrante se fracturaron en planos verticales a través de los planos de estratificación horizontales o cercanamente horizontales. Los núcleos que fueron fracturados con un fluido penetrante se fracturaron paralelamente a los planos de estratificación, sin importar su posición con respecto a los ejes longitudinales de los cilindros. A partir de estas pruebas, Scott concluyó que, debido a la heterogeneidad de la roca no se puede hacer una comparación válida de la magnitud de la presión de ruptura entre cilindros fracturados con fluido penetrante y aquellos fracturados con fluido no penetrante, a partir de la Tabla 2.2 Sin embargo, si un fluido penetra una roca, la presión de ruptura es baja comparada con la presión cuando el fluido no penetra la roca.

En su trabajo experimental sobre 4 rocas de Green River, Mc.Lamore y Gray demostraron que la teoría de Walsh-Brace (la teoría del plano único de debilidad) y la teoría de la resistencia de cohesión variable se ajustaban a los datos observados en todo el rango de α (donde α es el ángulo de orientación entre el plano de anisotropía y la carga aplicada).

Las tres teorías fueron derivadas para describir el comportamiento de la resistencia de materiales frágiles que fallan por fracturamiento. Sin embargo si se considera la resistencia máxima análoga a la resistencia a la fractura, estas también pueden ser usadas para describir el comportamiento de la resistencia de materiales que se comportan de una manera "no-fragil".

TABLA 2.2 COMPARACION ENTRE PRESIONES INTERNAS DE RUPTURA OBSERVADAS Y CALCULADAS EN CILINDROS DE ROCA.

Radios de Cilindro (in)		Tipo de Roca de Formación	Resistencia a la Tensión (psi) paralela al plano de estratificación.	Resist. al Corte (psi)	Presiones internas de Rompimiento (psi)					Observadas
					Calculadas					
Interno (r _i)	Externo (r _e)			Esfuerzo Principal Máx. (Ec. 2.7)	Corte Máx. (Ec. 2.9)	Deformación Máx. (Ec. 2.10)	Energía de deformación Máx. (Ec. 2.11)	Plástico $\sigma_r = 0$ (Ec. 2.12)		
Fluido no-penetrante										
0.19	2.0	Cemento	182	1400	179	1390	143	115	494	700
0.19	1.75	Arenisca	504	3000	495	2960	396	342	1290	4200

0.19	1.75	Arenisca	378	2000	368	1970	298	240	968	5560
0.19	2.13	Lutita	20	500	20	20	16	13	56	926
3.0	Infinito	Arenisca	360	1800	360	1800	288	228	Infinito	>3500
Fluido Penetrante										
0.19	1.0	Arenisca	200	850	186	820	151	122	386	258
0.19	1.0	Arenisca	120	400	112	385	91	73	232	166

Los datos de resistencia de este estudio indican - - que la teoría de Walsh-Brace y la teoría del plano único de de - bilidad describen muy bien el comportamiento de resistencia de - rocas que tienen un tipo de anisotropía lineal, pero que estos - datos deben ser usados con precaución en rocas que poseen un tipo de anisotropía planar. La modificación e la teoría de la variable T_0 y $\tan \Phi$ puede ser aplicada a rocas con ambos tipos de anisotropía considerando el "factor" de anisotropía adecuado y evaluando el comportamiento anisotrópico de T_0 (resistencia de cohesión del material) y de $\tan \Phi$ (fricción interna).

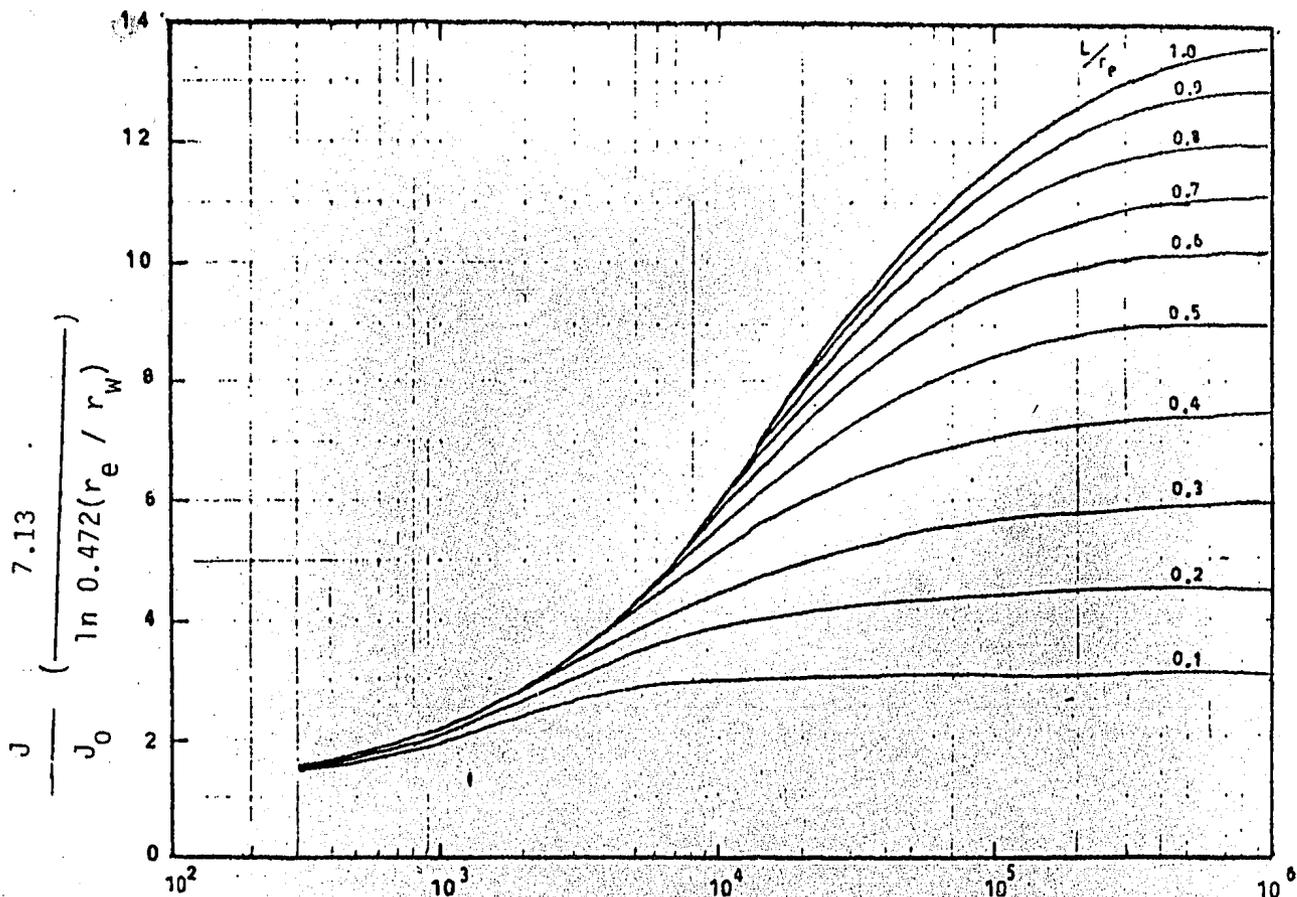
2.6 INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD.

La Figura 2.15 muestra el incremento en la productividad que puede obtenerse con una fractura vertical. Esta figura, derivada por McGuire y Sikora (18), muestra que el incremento en la productividad depende principalmente de la conductividad -- de la fractura relativa a la permeabilidad de la formación. Se observa también que la longitud de la fractura tiene poco efecto cuando puede obtenerse un contraste sustancial en la permeabilidad, la longitud de la fractura es muy importante. En la Figura 2.15 se considera que la altura de la fractura es igual a la del yacimiento.

Tinsley (19) obtuvo en forma similar un juego de gráficas aplicables cuando la altura de la fractura no abarca el espesor total del yacimiento.

2.7 GEOMETRIA DE LA FRACTURA

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



Conductividad Relativa, $\frac{W K_f}{K} \sqrt{\frac{40}{A}}$

FIG. 2.15 RELACION DE ESTIMULACION PARA FRACTURAS VERTICALES (CORRELACION DE MCGUIRE-SIKORA)

- K = Permeabilidad de la Formación, (md)
- L = Longitud de la Fractura, (ft)
- r_e = Radio de drene, (ft)
- A = Espaciamiento del pozo, (Acres)
- W = Amplitud de la Fractura, (in)
- K_f = Permeabilidad de la Fractura, (md)
- r_w = Radio del pozo, (ft)

$\frac{J}{J_0}$ = Relación de índices de productividad

a) La geometría de la fractura. Estas ecuaciones relacionan la longitud y la amplitud de la fractura con el volumen de la misma, interviniendo el módulo de Young, la relación de Poisson para la roca de la formación, la presión en la fractura, y el esfuerzo de la formación que debe vencerse para producir la fractura.

b) Volúmen de la fractura. Las ecuaciones que relacionan el volúmen de fluido perdido en la formación con las propiedades de la formación y el fluido, permiten predecir el volúmen de la fractura conocida su longitud.

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

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

A continuación se indica el procedimiento de cálculo desarrollados por Geertsmany Klerk (20), que permite predecir con precisión razonable la geometría de la fractura sin utilizar una computadora.

Geerstman y Klerk (20), resolvieron simultáneamente las ecuaciones que relacionan:

a) La relación de la amplitud de la fractura y la longitud de sus extremos.

b) La longitud de la fractura con las propiedades de la formación y el fluido fracturante. Para simplificar la solución de estas ecuaciones, los resultados fueron combinados y presentados en forma gráfica, como se muestra en la Figura 2.16. Esta gráfica relaciona la amplitud adimensional de la fractura, k_u , con tres parámetros adimensionales, que están definidos por las siguientes ecuaciones:

$$K_L = \frac{cLh}{i\sqrt{t}} \dots (2.58) ; K_u = \frac{c\sqrt{t}}{W_w} \dots (2.59)$$

$$K_s = \frac{c\sqrt{t}}{V_{spt}} \dots (2.60) ; K_{\eta L} = 21.8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right) \dots (2.61)$$

Los siguientes términos corresponden a dichos grupos adimensionales:

C= Coeficiente total de pérdida de fluido.

E= Módulo de Young de la roca.
 h= Altura de la fractura
 i= Gasto de inyección
 t= tiempo total de inyección
 Vspt= Volúmen del fluido perdido rápidamente por unidad de área, cuando se crea una nueva área en la fractura.
 Ww= Amplitud de la fractura en el pozo.
 μ = Viscosidad del fluido fracturante a la temperatura existente durante el flujo a lo largo de la fractura.

Rearreglando las ecuaciones (2.58) y (2.59), la longitud de la fractura y su amplitud pueden relacionarse con K_L y K_u , mediante las ecuaciones:

$$L = K_L \frac{i\sqrt{t}}{hC} \quad (2.62)$$

$$W_w = \frac{C\sqrt{t}}{K_u} \quad (2.63)$$

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

a) Sustituyendo el tiempo de interés y los valores calculados de las variables involucradas en las ecuaciones (2.60);
 b) entrando en la Fig. 2.16 con los valores calculados de K_s y K_{hL} ; c) leyendo valores de K_u y K_L ; d) calculando la amplitud y la longitud de la fractura con las ecuaciones (2.62) y (2.63)
 Estos cálculos se resumen, para un juego de datos supuestos, en la Tabla 2.3 para tiempos de 15, 30, 45, y 60 minutos. Los valores calculados de la amplitud y la longitud de la fractura pueden graficarse contra el tiempo, en un papel doble logarítmico, para obtener la predicción continua de la geometría de la fractura.

TABLA 2.3 PREDICCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.

Tiempo (min)	K_s	K_{hL}	K_L	K_u	L (ft)	Ww (in)	\bar{W} (in)
15	8.29	720	0.108	0.58	235	0.16	0.13
30	11.72	360	0.116	0.70	357	0.19	0.15
45	14.35	240	0.120	0.75	453	0.21	0.17
60	16.58	180	0.123	0.81	536	0.23	0.18

Donde el valor de la amplitud promedio de la fractura-

ra (\bar{W}), se calcula con:

$$\bar{W} = \frac{\pi W_w}{4} \quad (2.64)$$

Los datos supuestos usados en el cálculo fueron:

- Altura vertical de la fractura = 50 pies
- Módulo de Young = 6.45×10^6 lb/pg²
- Gasto de tratamiento = 10 bl/min.
- Viscosidad del tratamiento = 60 cp
- Pérdida de fluido de tratamiento inicial = 0.000935 ft³/ft²
- Coeficiente de pérdida de fluido de tratamiento = 0.002 ft/min

Es importante recalcar que se deben utilizar unidades consistentes al realizar los cálculos.

COEFICIENTE DE PERDIDA DE FILTRADO

Como las propiedades del fluido fracturante que intervienen en el cálculo de la geometría de la fractura se reflejan sólo a través del coeficiente de pérdida de filtrado, debe establecerse un procedimiento para determinar el valor de este factor para cualquier tipo de fluido fracturante.

En un sistema de flujo dado, el coeficiente del fluido fracturante depende de las características del fluido usado, y de las características de la roca y fluidos del yacimiento. Un coeficiente bajo significa una fractura mayor para un gasto de inyección y un volumen dados. El coeficiente del fluido fracturante define los tres tipos de mecanismos de flujo lineal que se encuentran al fracturar una formación; estos son:

- a) La resistencia al flujo debida a la viscosidad del fluido fracturante y su permeabilidad relativa.
- b) La resistencia al flujo debida a la viscosidad de los fluidos del yacimiento y a los efectos de compresibilidad de la formación generados al ser desplazados los fluidos de la cara de la fractura.
- c) La resistencia que ofrece el enjarre formado por el fluido fracturante sobre la cara de la fractura.

El valor de los dos primeros coeficientes (C_1 y C_2)

puede calcularse a partir de las propiedades del yacimiento y la viscosidad del fluido fracturante, usando fórmulas ya conocidas. El tercer coeficiente debe determinarse experimentalmente ya que su valor depende de los aditivos de pérdida de fluido utilizados. Los valores de C_1 y C_2 pueden determinarse mediante las ecuaciones siguientes:

$$C_1 = 0.0469 \left(\frac{K \Delta P \phi}{\mu_f} \right)^{1/2} \quad (2.65)$$

$$C_2 = 0.0374 \Delta p \left(\frac{K \phi C_e}{\mu_r} \right)^{1/2} \quad (2.66)$$

Donde:

- K = Permeabilidad (Darcies)
- ΔP = presión diferencial entre la fractura y el yacimiento (lb/in^2)
- ϕ = Porosidad (Fracción)
- μ_f = Viscosidad del fluido fracturante (cp)
- μ_r = Viscosidad del fluido del yacimiento (cp)
- C_e = Compresibilidad del fluido del yacimiento (in^2/lb)

El valor de C_3 se determina (junto con el de la pérdida inicial de fluido) en un filtro-prensa. Si la pérdida de fluido acumulativo se grafica contra la raíz cuadrada del tiempo se obtiene una recta, cuya pendiente determina el valor de C_3 . Si la recta se extrapola hacia atrás, su ordenada al origen es la pérdida inicial del fluido. Las unidades generalmente usadas para C_1 , C_2 y C_3 son $\text{ft}/\sqrt{\text{E}}$. Este coeficiente puede determinarse usando, un papel filtro o, preferentemente, un núcleo de la formación.

El coeficiente de pérdida de fluido que controla el filtrado del fluido fracturante a la formación es en realidad una combinación de los tres mecanismos que actúan para evitar la pérdida de fluido. El coeficiente total debe obtenerse usando la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} \quad (2.67)$$

2.8 AREA DE LA FRACTURA

La importancia del área de la fractura creada por fracturamiento hidráulico estriba en el hecho de que la efectividad de éste depende de la extensión de aquella; esto es, mientras mayor sea la extensión de la fractura, mayor producción se obtiene a partir de ella.

Se ha derivado una ecuación que relaciona aquellos factores que controlan la extensión de una fractura creada hidráulicamente, y ésta es:

$$A = \frac{iW}{4\pi c^2} \left(e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} x - 1 \right) \quad (2.68)$$

donde:

$$x = \frac{2c\sqrt{\pi t}}{W} \quad (2.69)$$

Existen tres mecanismos de flujo que controlan la extensión de una fractura creada por fracturamiento hidráulico: (1) El resultado del efecto combinado de la viscosidad del fluido fracturante y la permeabilidad efectiva de la formación al mismo, (2) El resultado de los efectos de viscosidad y de compresibilidad de los fluidos del yacimiento, y (3) Efectos de la utilización de aditivos para evitar la pérdida de fluido.

Un coeficiente "compuesto" de fluido fracturante, el cual toma en cuenta los tres mecanismos de flujo, se calcula con la ecuación:

$$\frac{1}{C_t} = \frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}} \quad (2.70)$$

o bien:

$$\frac{1}{C_t} = \frac{1}{0.0469 \sqrt{\frac{K \Delta p \beta'}{\mu}}} + \frac{1}{0.0374 \Delta p \sqrt{\frac{K \beta c'}{\mu}}} + \frac{1}{0.0164 \frac{m}{A_c}} \quad (2.71)$$

Este coeficiente mide directamente la efectividad de un fluido fracturante; cuando el coeficiente es bajo refleja los fluidos más eficientes. Para reducir el valor de este coeficiente se deben agregar agentes reductores de pérdida de fluido o bien incrementar la viscosidad.

Los beneficios que se pueden obtener al variar la composición del fluido fracturante para reducir el coeficiente del fluido fracturante, pueden ser reducidos o hasta eliminados por factores, tales como pérdidas de presión por fricción, requerimientos de bombeo y costo de fluido.

El fluido ideal debe tener un coeficiente de fluido fracturante bajo y suficiente viscosidad para permitir la -

colocación exitosa del agente sustentante, y debe ser capaz -- de ser bombeado a la cara de la formación con un mínimo de potencia hidráulica.

Los efectos de un gasto de bombeo alto y de un coeficiente bajo son la obtención de fracturas con áreas mayores.

La anchura de la fractura puede ser calculada mediante las ecuaciones:

$$\bar{W}_F = 0.25 \left[\frac{i_D (\mu) (L)}{E} \right]^{1/4} \quad (2.72)$$

(Fluidos Newtonianos en flujo laminar en una fractura vertical)

$$W_F = 0.4 \left[\frac{(i)^2 (\gamma) (L)}{(E) (h_f)} \right]^{1/4} \quad (2.73)$$

(Fluidos Newtonianos en flujo turbulento en una fractura vertical)

$$\bar{W}_F = 8 \left[\left(\frac{2}{3\pi} \right) (n'+1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9175}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} \left(\frac{i^{n'} K' L h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \dots (2.74)$$

(Fluidos No-Newtonianos en flujo laminar en una fractura vertical)

$$\bar{W}_F = 0.15 \left(\frac{(i)(\mu)(r_f)}{E} \right)^{1/4} \quad (2.75)$$

(Fluidos Newtonianos en flujo laminar en una fractura horizontal, durante el tratamiento).

Por otro lado, la experiencia indica que para asegurar la colocación del agente sustentante durante la inyección, la anchura de la fractura debe ser de dos a tres veces el diámetro del grano sustentante. Esto ha llevado a muchos investigadores a asumir una anchura de fractura de 0.1 in. durante la inyección de fluido.

2.9 COMENTARIOS

La mayoría de las investigaciones sobre mecánica de rocas ha sido realizada en materiales homogéneos e isotrópicos. El fracturamiento en pozos petroleros toma lugar en formaciones que contienen aceite de origen básicamente sedimentario. Algunas formaciones fueron depositadas como estratos -- por ejemplo las areniscas -- mientras que otras no muestran planos de estratificación, como las calizas masivas. Donde las lutitas estén involucradas en la estratificación, muy frecuentemen

temente resulta un clivaje muy marcado. Si los estratos de sedimentos fueran depositados y después no fueran distorsionados a través del tiempo geológico, no habría otras anisotropías. Sin embargo, muchas formaciones sedimentarias han sido sometidas a movimientos orogénicos que provocaron grietas de todos tamaños, así como fallas y juntas.

Estas anomalías afectan el comportamiento mecánico de las rocas. Muchos investigadores han mostrado que las propiedades de resistencia y afallamiento tanto en tensión como en compresión son funciones de la orientación con respecto a los planos de estratificación, así como de la presión de confinamiento.

La mayoría de los investigadores creen que la teoría de Griffith se aplica bastante bien a materiales isotrópicos. Sin embargo, para materiales anisotrópicos, una modificación a la teoría de Griffith, o a la teoría de Walsh-Brace o a la de Coulomb-Navier parece ser el mejor ajuste a los datos experimentales disponibles. Parece ser sin embargo, que muchos de los datos experimentales en la teoría de la envolvente lineal fueron obtenidos a partir de pruebas hechas en lutitas y pizarras, con menor trabajo hecho en areniscas y calizas, mientras que el trabajo experimental de Scott usó solamente areniscas.

Un aspecto interesante del fracturamiento consiste en que si la formación actúa como un material elástico, frágil, dúctil o plástico. Se han realizado algunos trabajos de laboratorio a presión atmosférica, mientras otros trabajos han sido realizados bajo esfuerzo triaxial. El estado general del esfuerzo subterráneo de acuerdo a Hubbert y Willis(3), es aquel en el que los tres esfuerzos principales son diferentes entre sí. En áreas tectónicamente relajadas, el esfuerzo menor debe ser horizontal y debe producir afallamiento normal. Entonces si una fractura se forma perpendicular al eje del menor esfuerzo podría ser vertical, en cuyo caso probablemente sería igual al esfuerzo de sobrecarga efectiva y resultarían fracturas horizontales.

La presión de inyección durante la formación de una fractura vertical es menor que la presión de sobrecarga teórica ($1.0 p^s/ft$). Teóricamente, por lo menos, para crear una fractura horizontal la presión de inyección debe ser igual a o mayor que la presión de sobrecarga efectiva. En algunas áreas limitadas, Scott teorizó que el esfuerzo vertical puede ser menor que la presión de sobrecarga debido a que las capas sedimentarias suprayacentes fuertes, competentes, aceptan la sobrecarga, haciendo posible que se forme una fractura horizontal a presiones menores que la presión de sobrecarga teórica.

CAPITULO 3

**DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO
HIDRAULICO**

3.1 SELECCION DE POZOS CANDIDATOS A TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO. (1)

3.1.1 GENERALIDADES

Para poder producir gas o líquidos de un pozo a un mayor -gasto después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, el yacimiento necesariamente debe contener suficientes fluidos en él y también debetener gradientes potenciales adecuados para mover los fluidos al pozo, después de la creación de una fractura de alta permeabilidad. Para conocer -la disponibilidad de un pozo para someterlo a un tratamiento de fracturamiento hidráulico se debe analizar la causa de la baja productividad actual o en el caso de un pozo recién terminado, se deben estudiar los datos disponibles, tanto del pozo como del yacimiento, para determinar el posible contenido de fluidos y la presión del yacimiento.

La baja productividad en un pozo puede ser el resultado de cualquiera o una combinación de las siguientes causas:

1. Puede existir una severa reducción de la permeabilidad cerca del pozo. Debido a que todos los fluidos deben fluir a partir de las formaciones adyacentes al pozo, una reducción de la permeabilidad aquí puede resultar en un pozo no comercial aún cuando permanece una cantidad considerable de aceite recuperable. Al remover esta barrera a la permeabilidad, resultará un gran incremento en la productividad. Los espectaculares resultados de tratamientos de acidificación, operaciones de fracturamiento con volúmenes relativamente bajo y otras medidas similares, las cuales afectan solamente a la roca del yacimiento cercana al pozo, prueban este hecho.

2. Puede haber una cantidad sustancial de aceite recuperable, pero la permeabilidad de la formación es tan baja que el aceite no se puede recuperar a niveles económicos usando métodos convencionales de terminación. Tal como lo han sugerido varios investigadores se pueden obtener grandes incrementos en la recuperación, a partir de este tipo de yacimientos, por medio de la colocación de fracturas de penetración profunda.

3. La presión del yacimiento ha decaído aún en el área del pozo, es decir, no hay suficiente energía propia del yacimiento para expulsar más aceite. En esta situación, la estimulación por fracturamiento, no incrementará la productividad lo suficiente para alcanzar la factibilidad económica, a menos que los gastos de segregación gravitacional puedan ser incrementados drásticamente.

La clave para determinar si un pozo debe o no ser fracturado, es poder asegurar si alguna de estas condiciones es la causa de la baja productividad.

Un método recomendado para esta evaluación es el análisis de datos de pruebas de presión. Estos datos pueden ser obtenidos cerrando el pozo, o en el caso de una terminación nueva, usando un probador de cable eléctrico.

3.1.2 CRITERIO GENERAL PARA LA SELECCION DE POZOS PARA TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO.

Muchos autores han publicado criterios para seleccionar pozos para tratamientos de fracturamiento hidráulico. Los siguientes criterios son aplicables en la mayoría de los casos. Sin embargo, no se debe usar ninguna regla general cuando los datos disponibles sean a partir de pruebas de incremento o decremento de presión, análisis de núcleos, etc.

ESTADO DE DEPRESIONAMIENTO DE LA FORMACION PRODUCTORA.

Los tratamientos de fracturamiento incrementan exitosamente los gastos de producción de aceite y gas porque incrementan la permeabilidad en las vecindades del agujero. Si la formación está depresionada y la energía del yacimiento ha decaído, el fracturamiento por lo general no incrementará la producción lo suficiente como para justificar el gasto del tratamiento. Pueden esperarse producciones mayores y más duraderas si se aplican tratamientos de fracturamiento en etapas tempranas de la vida del yacimiento. Sin embargo, resultados de campo han mostrado que se pueden llevar a cabo tratamientos exitosos en campos viejos donde las presiones son comparativamente bajas, siempre y cuando se puedan alcanzar aceptables gastos de segregación gravitacional por medio del fracturamiento mismo.

COMPOSICION Y CONSOLIDACION DE LA FORMACION

Las formaciones de calizos, dolomitas, areniscas y conglomerados pueden ser fracturadas exitosamente; y aún cuando los tratamientos generalmente no son considerados aplicables en formaciones no consolidadas, ha habido algunos que han sido exitosos.

PERMEABILIDAD DE LA FORMACION

Conforme la permeabilidad de la formación se acerca al valor de la fractura inducida, el incremento posible en la producción se acerca a cero. De aquí que se pueda esperar un incremento mayor en la producción al fracturar zonas de baja permeabilidad que el que se puede esperar en zonas de permeabilidad alta.

ESPESOR DE LA FORMACION

Los cálculos y las primeras experiencias indicaban que se pueden esperar mejores resultados en zonas productoras delgadas que en gruesas. El fracturamiento vertical, el fracturamiento múltiple, los tratamientos a gran escala y los altos gastos de inyección han reducido la importancia del espesor de la formación al grado de que ya no es un factor importante en la selección de pozos para fracturamiento hidráulico.

OPERACIONES Y TRABAJOS PREVIOS

A partir del estudio de los primeros tratamientos de fracturamiento se pensó que un pozo en el cual la permeabilidad ya había sido mejorada por algún tipo de tratamiento no respondería suficientemente bien como para hacer que el trabajo valiera la pena. Pozos de los cuales se obtuvieran incrementos en su producción a partir de tratamientos menores de fracturamiento son buenos candidatos para un "re-tratamiento", y pozos que han sido acidificados o disparados pueden también ser fracturados exitosamente. Las nuevas técnicas, los tratamientos a gran escala los altos gastos de inyección, y los agentes transportadores mejorados y más económicos son responsables de tratamientos de fracturamiento altamente exitosos en pozos que han sido tratados perviamente con otros métodos de estimulación.

CONFINAMIENTO DE LA ZONA A TRATAR

Los fluidos de tratamiento inyectados seguirán el camino de menor resistencia. No se puede esperar ningún incremento en la producción si se crea una fractura en cemento o lutita en lugar de hacerla en la zona productora. La práctica de extender las perforaciones algunos pies más allá de los límites superior e inferior de la zona productora para asegurar la perforación de todas las zonas productivas no es compatible con el fracturamiento. Se recomienda que los fluidos de tratamiento y las fracturas resultantes sean confinados a las porciones productoras de la zona.

CONDICIONES DEL EQUIPO DEL POZO

Se deben esperar presiones de tratamiento en el fondo del pozo de 1 psi/ft, por lo que los rangos de presión de operación del equipo del pozo deben ser adecuados para soportar estas presiones.

HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO

Los pozos con curvas de declinación de producción "planas" o de pendiente brusca ofrecen buenas oportunidades para tratamientos de fracturamiento. Una curva de declinación de producción comparativamente plana indica que el pozo está drenando un área extensa y que el gasto de drene puede ser aumentado mejorando la permeabilidad en las vecindades del pozo. Una curva de declinación de producción con pendiente comparativamente brusca indica que el pozo puede estar drenando un área limitada y que el gasto de producción puede ser incrementado extendiendo el radio de drene.

HISTORIA DE PRODUCCION EN POZOS ESTIMULADOS.

Si un pozo produce a un gasto menor que los pozos estimulados con anterioridad, se puede esperar que este pozo tenga un incremento de producción por fracturamiento hidráulico mayor que otros pozos en el campo. Un gasto de producción comparativamente bajo indica que la permeabilidad en las vecindades del pozo es menor que la de áreas adyacentes en el mismo yacimiento. Un tratamiento de fracturamiento muy probablemente incrementará la permeabilidad cercana al pozo y por tanto, incrementará también el gasto de producción.

LOCALIZACION DE LOS CONTACTOS AGUA-ACEITE Y GAS-ACEITE.

La creación o extensión de fracturas en zonas que contienen gas o aceite incrementaría las relaciones agua-aceite o gas-aceite - son incrementar la producción de aceite. No se deben esperar cambios en la RGA o en la RAA después de un fracturamiento hidráulico, a menos que la fractura sea creada en una zona de agua o de gas. La experiencia ha mostrado que se pueden crear fracturas verticales por accidente que pueden extenderse muchos pies dentro de formaciones acuíferas por debajo de la zona productora de aceite. Resultados de fracturamientos en yacimientos con empuje hidráulico y de proyectos de inyección de agua; indican que el peligro de afectar en forma adversa a la RAA es mayor en yacimientos con empuje hidráulico de fondo o cuando hay un acuífero de fondo presente. Se deben hacer esfuerzos para evitar las fracturas verticales que se extienden dentro de la zona del acuífero.

3.2 FLUIDOS FRACTURANTES Y ADITIVOS.

Existen muchos tipos de fluidos en el mercado para su uso en el fracturamiento hidráulico. Para seleccionar el fluido apropiado para un pozo específico, es necesario entender sus propiedades y cómo pueden modificarse tales propiedades para lograr los efectos deseados.

3.2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES.

Las propiedades que debe poseer un fluido fracturante son:

- Bajas pérdidas por filtrado
- Habilidad para acarrear un agente sustentante

- Bajas pérdidas por fricción en el bombeo
- Fácil de remover de la formación
- Compatible con los fluidos naturales de la formación
- Causar un mínimo de daño a la permeabilidad de la formación
- Fácil de Bombear
- De bajo costo
- No peligroso
- Fácil de preparar

El grado en que el fluido cumpla con estas propiedades, será la principal consideración en la selección del fluido fracturante óptimo para el tratamiento.

La propiedad del fluido de tener bajas pérdidas por filtrado le permite al mismo abrir físicamente la fractura y controlar su extensión areal. La pérdida por filtrado hacia la formación depende de las propiedades de viscosidad y de creación de enjarre del fluido. Estas propiedades pueden ser controladas con aditivos apropiados.(1)

La habilidad del fluido para transportar o acarrear el agente sustentante es importante y también puede ser controlada por medio de aditivos. Esencialmente, esta propiedad de los fluidos depende de la viscosidad y la densidad del fluido y de su velocidad en la tubería o en la fractura. La densidad y la velocidad no son difíciles de describir; sin embargo, la viscosidad es difícil de medir y de describir apropiadamente ya que muchos fluidos fracturantes son no-Newtonianos. Dos fluidos diferentes, tales como una emulsión y agua gelatinizada, pueden, aparentemente, tener la misma viscosidad pero pueden tener habilidades de acarreo de agentes sustentantes en suspensión mucho muy diferentes. Este aspecto de suspensión de agentes sustentantes es frecuentemente pasado por alto. La cantidad de movimiento es un factor importante en la habilidad de los fluidos para acarrear el agente sustentante. El agua normal con su baja viscosidad acarreará sustentantes satisfactoriamente a un gasto alto. (1)

Para alcanzar los máximos beneficios del fracturamiento, el fluido fracturante debe ser completamente removido de la formación. Esto es particularmente cierto con los fluidos fracturantes muy viscosos tales como aceites viscosos, geles, o emulsiones. La mayoría de los fluidos fracturantes base agua y de aceites gelatinizados tienen sistemas intrínsecos de rompimiento que reducen los geles a soluciones de baja viscosidad al ser expuestas a las presiones y temperaturas existentes en las formaciones. Cuando la viscosidad es reducida, el fluido fracturante puede ser producido fácilmente de la formación y no quedan restric-

ciones al flujo. Generalmente, aceites viscosos, tales como el combustible residual, son sensibles al calor y a la dilución en el crudo de manera que fluyen fácilmente del pozo. Las emulsiones por lo general son diluidas por los fluidos de la formación, sus agentes emulsificantes se absorben en las superficies de la roca, o son destruidas por contacto con ácido o calor. Esto permite a los líquidos remanentes fluir del pozo. (1)

Se debe cuidar que el fluido fracturante no flocule por efecto de temperatura y presión, que su poder de tixotropía sea mínimo y su viscosidad apropiada para permitir su bombeabilidad (2).

El costo del fluido fracturante determina la economía de la operación. Se pueden obtener buenos resultados de productividad en el fracturamiento pero el costo de la operación puede finalmente hacer antieconómico el tratamiento. (2)

En algunas ocasiones se han usado productos tóxicos e inflamables que ponen en peligro la integridad física del personal, por lo que estos fluidos son poco desables en su uso, aunque en otras propiedades sean excelentes. (2)

En cuanto a la facilidad de preparación, se considerará la disponibilidad de los productos y su facilidad para preparar los fluidos y emulsiones en el campo.

FLUIDOS BASE ACEITE

Los primeros fluidos usados en las operaciones de fracturamiento fueron precisamente fluidos base-aceite, preparados con gasolina y Napalm, una sal ácido-grasa de aluminio. La kerosina, el diesel o el aceite crudo fueron la base de estos fluidos. Posteriormente se fueron usando una gama de aceites viscosos como base del fluido fracturante.

a) Aceites refinados. Los aceites viscosos refinados ofrecieron una serie de ventajas en el fracturamiento y por muchos años fueron el medio más común para fracturar. Las especificaciones típicas de este tipo de aceites son:

Grados API	6-25°
Viscosidad	50-300 cp a 100°F
Filtrado API	25-100ml en 30 min.
Vel. caída de arena	Menos de 7 pies/min.
Asfaltenos	Menos de 0,75 %
Tiempo ruptura emulsión	Menos de 30 min.

Las ventajas de estos fluidos son: su disponibilidad, bajo costo y su fácil remoción de la fractura.

b) Aceite crudo. Tiene la propiedad de que ofrece la apropiada viscosidad de acarreo y se le puede controlar su filtrado.

Una desventaja podría ser su disponibilidad, pero en caso de que se produzca en el área, entonces se convierte en ventaja su disponibilidad, bajo costo, facilidad de remoción, recuperable para su producción y no causa problemas en la batería.

FLUIDOS BASE AGUA

La tendencia, en los últimos años, se ha orientado hacia el uso de los fluidos base agua. Ello a pesar de que se considera generalmente una propiedad bombear agua hacia las formaciones productoras, sobre todo cuando la formación es sensitiva al agua. Sin embargo, se usa el agua por varias razones, entre ellas la económica.

En la actualidad, las dos terceras partes de los pozos, se fracturan con fluidos base agua, debido al gran desarrollo de aditivos que pueden controlar sus propiedades. Además, se tienen algunas ventajas en el uso de este tipo de fluidos, entre las que se pueden mencionar la seguridad en su manejo, su disponibilidad en casi todas las áreas, su bajo costo, su efectivo tratamiento para reducir la fricción y su baja viscosidad, que lo hace fácil de bombear a altos gastos.

FLUIDOS BASE ACIDO

Los fluidos fracturantes base-ácido, en general siguen los patrones de los de base agua; es decir, los factores importantes que se consideran son la pérdida de presión por fricción y la pérdida de filtrado. Otra cuestión importante en este tipo de fluidos es la concentración de ácido y la reacción obtenida con los aditivos.

a) Ácidos viscosos. Para preparar los ácidos viscosos, aparte de las emulsiones, se emplea generalmente una goma natural, tal como Karaya o la goma guar. Los polímeros sintéticos y los derivados de la celulosa no han sido competitivos hasta el momento y por tanto, no se han usado para preparar ácidos viscosos. Las desventajas de los ácidos viscosos son su inestabilidad con la temperatura y su alto costo. Sin embargo, se usan estos ácidos por sus buenas propiedades de control de filtrado y reducción de fricción.

b) Acidos emulsionados. Las emulsiones ácidas, aunque no muy populares, son de gran utilidad en formaciones con altas temperaturas, debido a su estabilidad. Un ejemplo de emulsión es un ácido en aceite con 60-90 % de fase ácida interna. Se usan varios emulsificantes para lograr el grado de estabilidad de la emulsión deseada. Las desventajas de las emulsiones ácidas son su alta viscosidad y alta pérdida de presión por fricción. Una emulsión de baja viscosidad no tiene las propiedades de flujo convenientes y su grado de estabilidad es bajo mientras que las emulsiones de alta viscosidad pueden dificultar el bombeo. Las emulsiones ácidas se usan principalmente en pozos con altas temperaturas de fondo, ya que su propia estructura retarda la velocidad de reacción entre el ácido y la formación.

3.2.2 ADITIVOS PARA FLUIDOS FRACTURANTES.

ADITIVOS PARA FLUIDOS BASE ACEITE

a) Reductores de pérdidas de presión por fricción.- Se usa un aceite ácido-graso que aunque aumenta la viscosidad reduce la fricción de los fluidos que son bombeados a alta velocidad. Otro reductor de caída de presión por fricción es un polímero de cadenas moleculares largas, que tienden a viajar en sentido laminar, reduciendo así los choques de turbulencia.

b) Reductores de filtrado. Un aditivo reductor de filtrado debe ser: 1) efectivo a bajas concentraciones; 2) de fácil remoción; 3) relativamente inerte y compatible con los fluidos de la formación, y 4) aceptable en la línea de producción. La concentración del agente reductor de filtrado se debe determinar, de ser posible, por pruebas de laboratorio sobre la roca de la formación en cuestión, bajo condiciones de temperatura y presión diferencial similares a las del fondo del pozo.

ADITIVOS PARA FLUIDOS BASE AGUA

a) Reductores de fricción. El uso del agua en sí implica reducir las caídas de presión por fricción en comparación con otros fluidos. Los agentes reductores de fricción que se usan en agua son esencialmente poliacrilamidas. Otros materiales como la goma guar actúan en forma similar, pero no en forma tan efectiva, aunque ésta última se prefiere por ser menos cara. Se puede reducir la caída de presión por fricción hasta en un 75% con el uso de reductores apropiados.

b) Viscosificantes. Para incrementar la viscosidad se pueden emplear la goma guar, hidroxietil celulosa o poliacrilamina; todos son altamente efectivos en pozos con temperaturas de 200°F o más.

c) Reductores de filtrado. Los viscosificantes anteriores, al mismo tiempo que dan "cuerpo" al fluido, ayudan a disminuir su pérdida de filtrado. Si además se agregan pequeñas cantidades de sólidos inertes - como pueden ser la harina de sílice, el filtrado se reduce notablemente. Las compañías que prestan sus servicios han desarrollado algunos aditivos que en general son mezclas de almidón, bentonita, harina de sílice, goma guar, surfactantes, etc.

d) Bactericidas. Cuando se hace necesario el uso de un bactericida, se dispone de algunos solubles en agua como las aminas cuaternarias y los fenoles clorinados.

e) Surfactantes y alcohol. Se agregan los surfactantes a los fluidos base agua para reducir la tensión interfacial y la resistencia al flujo al producir el pozo.

ADITIVOS PARA FLUIDOS BASE ACIDO

a) Reductores de fricción. Para fluidos base agua se usa la goma guar, así como en fluidos con bajas concentraciones de ácido. La goma guar es inestable en ácido clorhídrico al 15% a bajas temperaturas. -- Por tanto, en fluidos base ácido, (para altas temperaturas de fondo), se usan las poliacrilamidas, que son más estables con la temperatura y la concentración de ácido.

b) Retardadores de la acción química del ácido. Los retardadores químicos del ácido clorhídrico tienen ciertas ventajas sobre otros retardadores de ácidos, como son bajo costo, reacción lenta y baja viscosidad. Los materiales que se usan para tal efecto son: alquil fosfato, alquil to-rato y alquil sulfato.

3.2.3 SELECCION OPTIMA

Las propiedades de la roca, del yacimiento y de los fluidos del yacimiento afectan la selección de un fluido fracturante. Básicamente la naturaleza química de la roca determinará el tipo de fluido, esto es, base ácido o no-base-acido. Los fluidos base-ácido son generalmente los más efectivos en calizas, dolomitas o variaciones de ellas con altas solubilidades. En areniscas o rocas de baja solubilidad, en cambio, los fluidos base-agua o base-aceite, generalmente son más económicos.

La opción entre fluidos base-agua y base-aceite dependerá del contenido de arcillas o sensibilidad al agua de la roca. Se prefie-

ren los fluidos base-agua porque son más baratos y seguros, y porque generalmente pueden hacerse compatibles con rocas sensibles al agua. Solamente en la minoría de los casos será necesario usar fluidos base-aceite. Este tipo de fluidos se requerirá generalmente en yacimientos de baja presión, preferentemente mojados por aceite donde el uso de agua podría resultar en bloqueo de la formación por agua.

La presencia de minerales indeseables (compuestos de hierro anhidrita, etc.) pueden hacer necesario el uso de ciertos aditivos en el fluido fracturante.. Tales minerales, debido a su reacción con el fluido fracturante, pueden precipitarse y causar obturación en la formación, en cuyo caso, pueden ser necesarios ciertos agentes especiales.

La naturaleza física de la roca (la permeabilidad, porosidad estructura, y si es fracturada o no, etc.) normalmente no afecta en forma directa la selección del tipo de fluido, pero sí afecta la opción de las propiedades del fluido. Por ejemplo, en rocas de alta permeabilidad, pueden ser necesarios fluidos viscosos o fluidos con aditivos para pérdida de fluido. Los fluidos base-ácido, base-agua y base-aceite pueden ser alterados para ajustarse a las propiedades físicas de la roca.

El fluido fracturante seleccionado sobre la base de la naturaleza química de la formación productora generalmente puede ser alterado con los fluidos apropiados, de manera de que sea compatible con los fluidos del yacimiento. Problemas de emulsiones, características de formación de sedimentos y el hecho de que los bloqueos de agua se tienden a formar en pozos de gas deben ser considerados cuando se trata de compatibilizar un fluido fracturante con el fluido del yacimiento.

En aquellos casos en que el fluido fracturante seleccionado sobre la base de la naturaleza química de la roca de yacimiento no sea compatible con los fluidos del yacimiento, deberá ser abandonado y se deberá seleccionar un fluido que sea compatible con los líquidos producidos. Las principales propiedades del yacimiento que deben considerarse son la temperatura y la presión. Estas propiedades también determinan los aditivos requeridos en un fluido fracturante más que el tipo de fluido. Por ejemplo, una presión de yacimiento alta puede determinar fluidos fracturantes pesados de manera que se pueda obtener algún beneficio a partir de la carga hidrostática. La presión alta puede también determinar bajos gastos de inyección los cuales pudieran requerir fluidos viscosos o ácidos de acción retardada. La temperatura pudiera afectar la selección no sólo de los aditivos involucrados, sino también la selección de un tipo secundario de fluido. Temperaturas extremadamente altas, por ejemplo, pudieran prohibir el uso de un fluido de aceite gelatinizado o pudiera restringir seriamente el uso de fluidos base-ácido.

Siempre que sea posible se deberán usar pruebas de laboratorio de la roca y de las propiedades de los fluidos del yacimiento en conjunto con un conocimiento del yacimiento y experiencia de campo en el área en un estudio metódico para la selección de un fluido fracturante. Solamente cuando son tomadas en cuenta todas las propiedades y condiciones existentes en cada pozo individualmente, se puede seleccionar el fluido más efectivo y eficiente para un fracturamiento hidráulico exitoso.

3.3 METODO SIMPLIFICADO DE DISEÑO. (2)

3.3.1 ANTECEDENTES.

En marzo de 1949 se practico, en forma experimental, el primer fracturamiento hidráulico en una formación. Desde entonces este procedimiento, producto de la investigación industrial, ha evolucionado hasta ser el método de estimulación de mayor aplicación en la industria petrolera.

Se estima, en forma conservadora, que el 75% de los pozos fracturados logran incrementar considerablemente su producción y sus reservas de hidrocarburos. De hecho muchos campos deben su existencia a este procedimiento.

El alto grado de desarrollo obtenido en la tecnología del fracturamiento hidráulico es el resultado de innumerables estudios, experimentales, teóricos y de campo, realizados sobre este proceso. El diseño de un fracturamiento ha evolucionado, desde simples reglas prácticas de campo, hasta la formulación de modelos matemáticos que permiten predecir, con alto grado de confiabilidad, los resultados que pueden obtenerse al aplicar un tratamiento de este tipo.

Este capítulo presenta un procedimiento para obtener el diseño óptimo de un fracturamiento hidráulico, para el caso de fracturas verticales. Los cálculos incorporados en el método de diseño y en la predicción de resultados, los cuales pueden ser verificados o refutados por la evaluación de los mismos a través del análisis de pruebas de presión, (considerado el método que arroja resultados más verídicos y confiables), son complejos, laboriosos y de tipo iterativo. Debido a esto se emplea un programa de cómputo para realizar dichos cálculos. El número de alternativas de diseño que se pueden analizar está limitado por las condiciones físicas del pozo, la formación y la disponibilidad de equipo y materiales.

3.3.2 MECANISMO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

Como se ha recalcado anteriormente, la fractura inducida por un tratamiento de fracturamiento hidráulico se inicia y extiende en un plano normal a la dirección del mínimo esfuerzo. Se ha comprobado, asimismo, que las fracturas son generalmente verticales.

La geometría de la fractura queda definida por su altura (HF), su amplitud (W) y su radio de penetración (r_f). El corte transversal en la fractura es de apariencia elíptica, existiendo, para un radio de penetración dado, un valor máximo y un valor medio de la amplitud de la fractura. En la pared del pozo dicha amplitud tiene sus valores máximos, tal como se aprecia en la Fig. 3.1.

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

Junto al fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo. Los sustentantes que se usan generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de nuez arredondados y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante, cuando la fractura en la pared del pozo es lo suficientemente amplia para permitir su introducción libremente, sin que se "arene" el pozo. La velocidad de flujo de la lechada disminuye al penetrar ésta en la fractura, iniciándose la depositación del sustentante. La velocidad máxima que adquiere el sustentante, en su caída en el seno de un fluido, al igualarse la fricción con su peso, se define como la velocidad final de asentamiento (v_s).

El sustentante se acumula en el fondo de la fractura, formando un banco que crece en longitud y en altura, (Fig. 3.2). A medida que la altura del banco aumenta, disminuye el área disponible al flujo de la lechada, aumentando su velocidad hasta alcanzar un valor que permite mantener en suspensión al sustentante, impidiendo su depositación y el crecimiento del banco. La velocidad de la lechada que permite evitar la depositación del sustentante se define como la velocidad de equilibrio (v_{eq}).

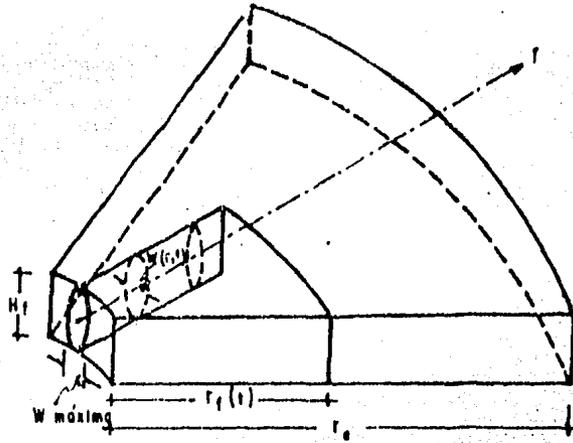


FIG. 3. 1 GEOMETRIA DE LA FRACTURA CONSIDERADA EN EL MODELO MATEMATICO (2).

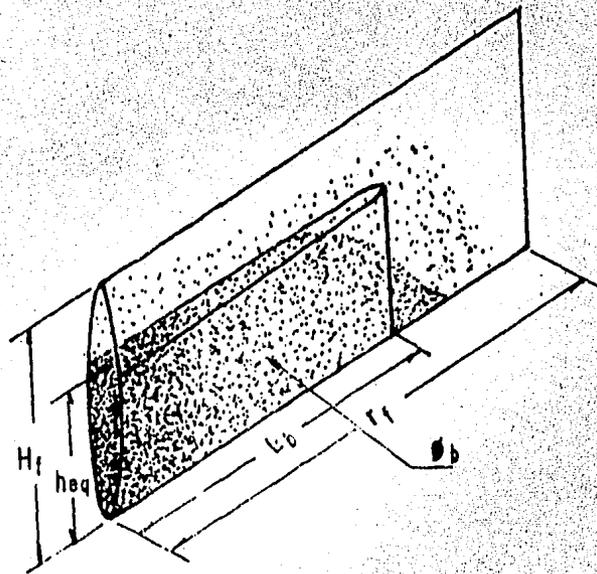


FIG. 3: 2 DISTRIBUCION DEL AGENTE SUSTENTANTE EN UNA FRACTURA VERTICAL (2).

En estas condiciones, el sustentante se deposita a mayor distancia del pozo, incrementando la longitud del banco. La altura máxima del banco a la velocidad de equilibrio se denomina altura del banco en equilibrio (heq). El tiempo correspondiente a esta condición se define como tiempo de equilibrio (teq.).

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

3.3.3 METODO Y PROGRAMA DE COMPUTO.

"Los métodos que se emplean para el diseño y predicción de resultados de un tratamiento de fracturamiento hidráulico se han derivado de la combinación de: (1) la teoría del mecanismo del proceso; (2) los estudios de laboratorio y (3) el análisis de los resultados obtenido en innumerables fracturamientos". El Ing. Francisco Garaicochea P. desarrolló este método de diseño "a partir de diversos modelos matemáticos, que representan varias fases del proceso. Las ecuaciones que constituyen estos modelos están basadas en ciertas suposiciones, inherentes al método" (2).

SUPOSICIONES EN QUE SE BASA EL METODO DE DISEÑO

El método de diseño de un fracturamiento utiliza varias ecuaciones deducidas matemática o empíricamente. Las suposiciones inherentes a cada ecuación y las correspondientes a valores asignados a variables desconocidas, son:

1. La fractura es vertical.
2. La altura de la fractura se supone generalmente igual al espesor de la formación. Su valor puede estimarse considerando la presencia y posición de intercalaciones de zonas densas o lutíticas, que puedan limitar su extensión vertical.
3. La formación es homogénea y de espesor constante.
4. La amplitud de la fractura puede determinarse con las ecuaciones de Perkins y Kern.
5. En el fracturamiento se utilizan fluidos convencionales.
6. El área de la fractura queda determinada por la ecuación de Carter

7. La distribución del agente sustentante en la fractura puede calcularse por el procedimiento propuesto por Babcock
8. El incremento de productividad puede obtenerse a partir de correlaciones establecidas por medio de modelos electrolíticos
9. La producción del pozo declina exponencialmente*
10. Las reservas producibles por el pozo no se incrementan por efecto del fracturamiento*

*Estas suposiciones pueden modificarse si se dispone de información al respecto.

La información requerida para procesar el programa de computo comprende datos del pozo, del yacimiento, del laboratorio, (obtenidos de nuestras representaciones de la formación por estimular u obtenidos de correlaciones), de las características de los materiales por utilizar y de costos. A continuación se presenta una lista de los datos necesarios para procesar el programa de cálculo aludido.

DATOS REQUERIDOS PARA PROCESAR EL PROGRAMA DE COMPUTO

La confiabilidad de los resultados de la predicción proporcionados por el método de diseño depende en gran parte de la exactitud - de los datos suministrados.

Datos del Pozo:

1. Nombre, campo, formación y localización del pozo.
2. Presión de fracturamiento de la formación por estimular. Puede proporcionarse un valor estimado de acuerdo con el conocimiento del área.
3. Presión máxima permisible en el cabezal del pozo.
4. Indicar si el tratamiento se desea por tubería de producción por tubería de revestimiento, por espacio anular o por tubería de producción y espacio anular.
5. Diámetros nominales y tipos de tubería de revestimiento y -producción.
6. Profundidad del intervalo a tratar
7. Número de perforaciones
8. Diámetro de las perforaciones
9. Radio de drene
10. Gasto actual del pozo o su índice de productividad
11. Gasto de abandono.

Datos de la formación por fracturar:

1. Espesor
2. Permeabilidades
3. Relación de daño
4. Saturaciones de fluidos
5. Porosidad
6. Presión estática
7. Viscosidad de los fluidos
8. Compresibilidad de los fluidos
9. Temperatura
10. Módulo de elasticidad

Algunos parámetros, tales como la porosidad y la permeabilidad, deben obtenerse en el laboratorio, utilizando una muestra representativa de la formación por estimular. Las saturaciones de fluidos, sus viscosidades, compresibilidades y el módulo de elasticidad de la formación pueden estimarse si no se dispone de información precisa.

Una vez suministrados el programa los datos necesarios, y considerando un tipo de sustentante y de fluido fracturante, se seleccionan varias combinaciones de gastos de inyección, volúmenes de fluido fracturante y concentraciones de agente sustentante. El número de combinaciones queda limitado por las características del equipo y material disponible para el tratamiento. Para cada una de las combinaciones seleccionadas se efectúa la predicción de sus resultados y se determinan, a partir de un balance de ingresos y egresos, varios factores económicos de decisión, a fin de seleccionar la combinación óptima desde el punto de vista económico. El programa es aplicable para todo tipo de fluido fracturante convencional y de agente sustentante disponibles.

En algunos casos los resultados que se obtengan en la aplicación de campo pueden diferir ligeramente de los calculados con esta predicción. Esto se debe a tres causas principales: (1) el modelo matemático utilizado está formado por modelos parciales basados en ciertas suposiciones; (2) los valores de los parámetros y de las variables utilizados en los cálculos no pueden obtenerse con precisión absoluta, ya que en realidad presetan una distribución de probabilidad; y (3) las condiciones de operación en el campo pueden diferir de las establecidas en el diseño.

El procedimiento de diseño desarrollado por el Ing. Garajcochea (2) es aplicable cuando la fractura es vertical o aproximadamente vertical, que es el caso más general. Además, incluye los casos en que se utilice un fluido fracturante convencional, Newtoniano o no Newtoniano, y los casos en que el tratamiento se efectúe a través de la tubería de revestimiento, a través de la tubería de producción, por el espacio anular, o por el espacio anular y la tubería de producción.

En la fig. 3.3 se presenta, en forma de diagrama de flujo, la secuencia de cálculo establecida para el diseño óptimo del fracturamiento y la predicción de resultados. Los cálculos iniciales están dirigidos a la obtención de los datos básicos, que funcionan como parámetros en las ecuaciones utilizadas. A continuación se determina el volumen de fluido fracturante que debe inyectarse para obtener una fractura lo suficientemente amplia para intriducir con facilidad el agente sustentante. Enseguida, se calcula la amplitud y la longitud finales de la fractura para el volumen total de fluido fracturante considerado. En el siguiente paso se determina la altura del banco de arena para el tiempo total de inyección. Con ésta altura y la amplitud final de la fractura se obtiene la longitud de la fractura sustentada. Estos cálculos proporcionan los valores de las variables necesarios para determinar el incremento de productividad correspondiente. Enseguida se calculan, para las condiciones fijadas, la potencia hidráulica y la presión en la superficie necesarias para efectuar el tratamiento. Si esta presión resulta mayor que la permisible para las condiciones mecánicas del pozo, el diseño se desecha. A continuación se obtienen varios índices de tipo económico, que permiten evaluar la alternativa considerada. Los resultados obtenidos para este diseño, se almacenan en la computadora y el programa -- selecciona otra combinación de las variables iniciales. En esta forma, se efectúan cálculos correspondientes a un conjunto de combinaciones de volúmenes de fluidos fracturantes, gastos de inyección y concentraciones de sustentantes. Al terminar los calculos de todas las comibanciones -- prefijadas, se imprimen los resultados de esta predicción. De estos resultados se selecciona el diseño que proporciona los optimos índices --- económicos. Variando el tipo de fluido fracturante y el tipo de agente sustentante, se tendrá otro conjunto de datos con el cual se podrá correr nuevamente el programa, a fin de seleccionar el tratamiento óptimo de todas las combinaciones factibles de efectuarse en el campo.

CALCULO DE LOS DATOS BASICOS

Coeficiente total del fluido fracturante, C_{tff} .

Este coeficiente es el único parámetro que indica la efectividad de un fluido fracturante. Fué introducido por Howard y Fast(1) refiriéndolo al efecto de la pérdida del fluido hacia la formación por las caras de la fractura. Esta pérdida es controlada por tres tipos de mecanismos.

El primer mecanismo se refiere al efecto combinado de la viscosidad el fluido fracturante y la permabilidad efectiva de la formación al mismo. Para cuantificar este efecto, se utiliza la siguiente -

ecuación:

$$C_1 = 0.0469 \left[\frac{K_{ff} (P_e - P_{ws}) \phi_e}{1000 \mu_{ff}} \right] \quad (3.1)$$

siendo C_1 el coeficiente del fluido fracturante controlado por su movilidad.

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

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

$$\phi_e = \phi [1 - S_{or} - S_{wr}]$$

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

$$C_2 = 0.0374 (P_e - P_{ws}) \sqrt{\frac{K_r \phi C_t}{1000 \mu_r}} \quad (3.2)$$

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

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

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

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

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

$$C_{3exp} = \frac{0.0164 m}{a} \quad (3.3)$$

Siendo C_{3exp} el coeficiente de pérdida de fluido experimental.

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

$$C_3 = C_{3exp} \sqrt{\frac{(P_t - P_{ws}) K_{ff} T_y}{\Delta p_{exp} K_{exp} T_{exp}}} \quad (3.4)$$

La prueba experimental de la que se obtiene el valor de C_3 , debe efectuarse siguiendo los lineamientos propuestos por Howard y Fast(1)

En un tratamiento de fracturamiento, los mecanismos mencionados, que dan origen a las ecuaciones (3.1), (3.2) y (3.4), actúan simultáneamente, en tal forma que la combinación de los mismos se complementa para incrementar la efectividad del fluido. Sin embargo, la ecuación en que se utiliza este concepto, para el cálculo del área de la fractura, considera separadamente cada mecanismo; por lo que se selecciona como coeficiente total del fluido fracturante, C_{tff} , el menor valor obtenido de los tres coeficientes. En el caso de no disponer de datos suficientes para calcular los coeficientes C_1 y C_2 , el que se considera es el determinado experimentalmente.

Densidad de la mezcla fluido fracturante-agente sustentante,

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

$$\rho_m = \frac{8.345 \rho_{ff} + C_g}{1 + \frac{C_g}{8.345 \rho_s}} \quad (3.5)$$

Viscosidad de la mezcla fluidofracturante-agente sustentante,

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

$$\mu_m = \left(1 + \frac{C_g}{8.345 \rho_s} \right) \quad (3.6)$$

VOLUMEN INICIAL DE INYECCION

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

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

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

$$r_f = \frac{q_i W_1}{301.59 H_f (C_{Tff})^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + 1.128 x - 1 \right] \quad (3.7)$$

donde:

$$x = \frac{24 C_{Tff} \sqrt{\pi t}}{W_1} \quad (3.8)$$

siendo:

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^{\infty} e^{-t^2} dt \quad (3.9)$$

conocida como función error complementaria.

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

A continuación se calcula la amplitud de la fractura, en función del valor de r_f obtenido con la ecuación (3.19). Para ello se utilizan las siguientes expresiones, desarrolladas por Perkins y Kern(20).

Para flujo laminar en la fractura:

$$W_c = 0.38 \left[\frac{q_i \mu_{ff} r_f}{5.615 E} \right]^{0.25} \quad (3.10)$$

Para flujo turbulento en la fractura:

$$W_c = 0.60 \left[\frac{q_i S G_{ff} r_f}{(5.615)^2 H_f E} \right]^{0.25} \quad (3.11)$$

Las ecuaciones (3.22) y (3.23) se utilizan para fluidos Newtonianos. Para fluidos no-Newtonianos se emplea la siguiente ecuación, para el caso de flujo laminar:

$$W_c = 12 \left[\left(\frac{2^7}{3\pi} \right) (n'+1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \left(\frac{q_i^{n'} K' r_f H_f^{1-n'}}{5.61^{n'} E} \right)^{1/2n'+2} \right] \dots (3.12)$$

En la ecuación (3.24), n' y k' son las constantes reológicas del fluido que interviene en el modelo matemático empírico conocido como Ley de Potencia. Los valores de n' y K' pueden determinarse con un viscosímetro Fann.

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

CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA DURANTE EL TRATAMIENTO.

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

En el programa de cómputo se emplean las mismas ecuaciones establecidas en la sección anterior. Sólo que el punto de partida en los cálculos, para este caso, es el volumen total de fluido fracturante previamente fijado. Con este volumen y el gasto de inyección se obtiene el tiempo total de inyección del fluido fracturante. Con este tiempo y suponiendo una amplitud de fractura, se calcula su radio de penetración, ecuación (3.7), con el cual y mediante las ecuaciones (3.10), (3.11) o (3.12), se determina la amplitud correspondiente. Este valor se compara con el supuesto de la amplitud de la fractura. En el caso de que estos valores no sean iguales, se supone una nueva amplitud. Los cálculos se repiten hasta que la amplitud y el radio de penetración de la fractura durante el tratamiento.

DIMENSIONES DE LA FRACTURA SUSTENTADA

Se considera que únicamente la fractura sustentada permanece abierta al flujo después que la presión hidráulica del tratamiento ha sido liberada. De aquí, la necesidad de determinar las dimensiones de la fractura sustentada. Este cálculo se basa en un módulo matemático, obtenido a partir de estudios experimentales sobre la distribución de agentes sustentantes en fracturas verticales simuladas. El procedimiento de cálculo está basado en las dimensiones de la fractura sustentada. Este cálculo se basa en un modelo matemático, obtenido a partir de estudios experimentales sobre la distribución de agentes sustentantes en fracturas verticales simuladas. El procedimiento de cálculo está basado en los lineamientos indicados por Babcock, Prokóp y Kehle (21) y comprende la determinación de:

a) El coeficiente de correlación de arrastre:

$$C_{oRep} = \frac{2.14 \times 10^8 D_p^3 f_{ff} (P_s - f_{ff})}{\mu_{ff}^2} \quad (3.13)$$

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

b) El número de Reynolds de la partícula, Rep . Su valor se obtiene en función de la raíz cuadrada del coeficiente de correlación de arrastre, usando la Fig. 6 de la Referencia 21.

c) La velocidad final de asentamiento del sustentante:

$$v_s = \frac{0.1292 \times 10^{-3} Rep \mu_{ff}}{f_{ff} D_p} \quad (3.14)$$

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

Para flujo turbulento:

$$v_{eq} = \left(\frac{U_{weq}}{0.2} \right)^{1.143} \left(\frac{15482 W f_{ff}}{\mu_{ff}} \right)^{0.143} \left(\frac{f_m}{8.345 f_{ff}} \right)^{0.571} \quad (3.15)$$

Para flujo laminar:

$$v_{eq} = (0.289 U_{weq})^2 \left(\frac{1855.04 W f_m}{\mu_{ff}} \right) \quad (3.16)$$

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

$$U_{weq} = \frac{\sqrt{s}}{0.054 [Re_p \sqrt{2W/D_p}]^\beta} \quad (3.17)$$

Donde:

$\beta = 0.5$ para fluidos Newtonianos

y $\beta = 0.7$ para fluidos no-Newtonianos

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

$$h_{eq} = H_f - \frac{0.09973 q_i}{W v_{eq}} \quad (3.18)$$

f) La constante de formación del banco, k' . Esta constante permite obtener la velocidad de depositación del agente sustentante, cuando ésta es menor que la velocidad de equilibrio. Se utiliza para determinar el tiempo necesario para alcanzar la altura del banco a condiciones de equilibrio.

Su valor se calcula con la ecuación:

$$K' = 0.216 \left(\frac{0.1198 C_g}{\rho_s} \right)^{0.12} \left(\frac{\beta_{ff}}{\rho_s - \beta_{ff}} \right)^{0.45} \left(\frac{h_{eq}}{H_f - h_{eq}} \right)^{0.19} \left(\frac{\sqrt{s}}{v_{eq}} \right)^{0.86} \quad (3.19)$$

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

El tiempo de equilibrio se determina con la siguiente ecuación:

$$t_{eq} = \frac{0.95 + 3 \left(\frac{H_f h_{eq}}{h_{eq}} \right) (H_f - h_{eq}) (h_{eq}) (w)}{6 K' q_i} \quad (3.20)$$

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

$$L_b = \frac{0.71894 V_{fm} C_g}{\rho_s h_f W (1 - \phi_b)} \quad (3.21)$$

INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD

El incremento de productividad se obtiene a partir de la relación de los índices de productividad del pozo, después y antes del fracturamiento (J/J_0).

La determinación de esta relación es esencial para establecer el análisis económico de un tratamiento por fracturamiento. El incremento de productividad depende principalmente de la capacidad de flujo de la fractura, de las dimensiones de la fractura, del espesor de la formación, del radio de drenaje del pozo, de la permeabilidad de la formación y el radio del pozo (19).

La capacidad de flujo de la fractura, $K_f W$, es la permeabilidad de la fractura sustentada multiplicada por su amplitud. Su valor depende de las características de la formación y del agente sustentante, de las presiones de confinamiento y de la concentración de sustentante en la fractura. El único procedimiento que garantiza una determinación confiable de la capacidad de flujo de la fractura es mediante pruebas de laboratorio que simulen condiciones de la fractura en el yacimiento. Además estas pruebas permiten seleccionar el sustentante que proporcione la mayor capacidad de flujo. En caso de carecer de los medios requeridos para su evaluación experimental, se puede obtener este parámetro mediante correlaciones, como las presentadas por Dunlap (22), Raymond (23), o las presentadas en la Referencia (24).

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

La relación de índices de productividad, J/J_0 , se determina a partir de expresiones matemáticas derivadas de modelos electro-líticos:

$$X = \frac{5 K_f W h_f}{\pi K_o H_f} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \sqrt{\frac{10}{A}} \quad (3.22)$$

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

$$J/J_0 = B/C \left\{ 0.785 \left[\tan(1.83 L_b/r_e - 1.25) + 4.28 \right] - C \times D \right\} + D \quad (3.23)$$

Si $X > 3$:

$$J/J_0 = \frac{F \left[\tan(Y+Z) - \tan Z \right] + 1}{C} \quad (3.24)$$

En estas ecuaciones:

$$B = \frac{3.334 X - 0.334}{9.668} \quad (3.25)$$

$$C = 0.08 \frac{H_f}{h_f} + 0.92 \quad (3.26)$$

$$D = 1 + 0.75 (hf/H_f) \quad (3.27)$$

$$F = 4.84 X^{-2} - 6.40 X^{-1} + 2.38 \quad (3.28)$$

$$Y = (2.27 - 1.32 X^{-1}) L_b/r_e \quad (3.29)$$

$$Z = 1.24 X^{-2} - 1.64 X^{-1} - 0.84 \quad (3.30)$$

Cuando la formación por fracturar está dañada, la relación de productividad se calcula con las expresiones desarrolladas por Raymond (23). Cuando el pozo ha sido previamente fracturado, el valor obtenido de J/J_0 se corrige de acuerdo con el criterio propuesto por Martin (25).

Las ecuaciones usadas par determinar la relación de producti vidades en estos casos se indican a continuación:

-Si la formación por fracturar está dañada en la vecindad del pozo, el incremento teórico de productividad puede determinarse por medio de la expresión:

$$\frac{J}{J_0} = \frac{\frac{K_0}{K_d} \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) + \ln \left(\frac{r_e}{r_d} \right)}{\frac{K_0}{K_d} \ln \frac{r_d + \frac{W}{\pi} \left(\frac{K_f}{K_d} - 1 \right)}{r_w + \frac{W}{\pi} \left(\frac{K_f}{K_d} - 1 \right)} + \ln \frac{r_f + \frac{W}{\pi} \left(\frac{K_f}{K_0} - 1 \right)}{r_d + \frac{W}{\pi} \left(\frac{K_f}{K_0} - 1 \right)} + \ln \frac{r_e}{r_f}} \quad (3.31)$$

-Si por alguna razón se efectúa un tratamiento en un pozo -- previamente fracturado, el incremento de productividad puede calcularse apli cando el siguiente criterio:

$$\frac{J}{J_0} = \frac{\left(\frac{J}{J_0} \right) \text{ Calculada}}{\left(\frac{J}{J_0} \right) \text{ Obtenida en el tratamiento anterior}} \quad (3.32)$$

CALCULO HIDRAULICO

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

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

$$p_s = p_t + \Delta p_f + \Delta p_p - \Delta p_b \quad (3.33)$$

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

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

$$\Delta p_f = \frac{f D \rho_m v^2}{2.8 (d_o^2 - d_i^2)} \quad (3.34)$$

En esta ecuación, f es el factor de fricción de Fanning que se obtiene en función del número de Reynolds. Este factor puede determinarse de la correlación presentada en la figura 3.4.

La pérdida de presión por fricción a través de los disparos se calcula con la expresión:

$$\Delta p_p = \frac{0.00836 \rho_m q_i^2}{d_p^4 N_p^2} \quad (3.35)$$

Finalmente la presión hidrostática se obtiene con la ecuación:

$$\Delta p_b = 0.1706 \rho_m D$$

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

$$Hh = 0.00436 p_s q_i$$

En caso contrario el diseño correspondiente se desecha.

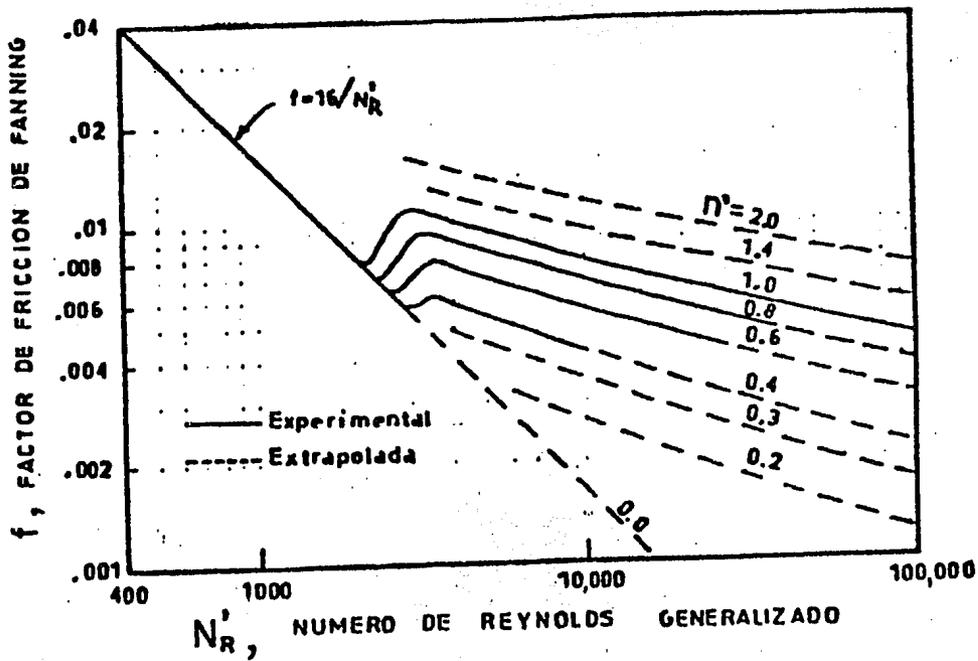


Fig. 3.4 Factores de fricción para fluidos no newtonianos en general.

CAPITULO 4
TECNICAS DE EVALUACION

CAPITULO 4 "TECNICAS DE EVALUACION".

4.1. INTRODUCCION.

El medio más efectivo, veraz y confiable para la evaluación de la efectividad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico es - a través del análisis de pruebas de presión, ya que las mismas aportan información directa del comportamiento del sistema roca-fluidos - asociado al pozo tratado, a diferencia de otros métodos como son aquellos que utilizan información de registros, relaciones de productividades antes y después del tratamiento, etc, los cuales, a pesar de basarse en la comparación de parámetros de producción principalmente, - no dejan de adolecer de un alto grado teórico, por lo cual deben tomarse únicamente como indicadores del posible estado actual del pozo, y no como definidores absolutos del mismo.

Las pruebas de presión, por el contrario, obtienen información más real y confiable del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos a partir de variaciones de presión generadas y medidas en ellos, ya que prácticamente es la formación misma quien aporta los datos necesarios para conocer sus características. La información que se puede obtener a partir de dichos datos incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, radio efectivo del pozo, discontinuidades, barreras, etc, la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

Se hace patente, asimismo, la necesidad de realizar pruebas de presión antes y después de la aplicación de un tratamiento de fracturamiento hidráulico por dos importantes razones:

1. La realización de pruebas de presión antes del tratamiento, proporciona una valioso ayuda al ingeniero de producción respecto a la conveniencia, tamaño y diseño del tratamiento mismo, pudiendo evitar así gastos innecesarios y proporcionando mejores resultados.
2. La información de pruebas de presión después del tratamiento, permite evaluar la efectividad del mismo al compararla con el estado del pozo anterior al fracturamiento.

Entonces, la aplicación de pruebas de presión antes y después del fracturamiento es necesaria en su conjunto, ya que la información aislada de sólo una de ellas puede llevar a conclusiones y/o decisiones equivocadas respecto a la necesidad de la realización del fracturamiento hidráulico, cuando existe ésta solo en proyecto, y respecto a la supuesta mejoría en las condiciones del pozo posteriores al tratamiento en caso de contar sólo con la prueba de presión llevada a cabo después del mismo.

4.2 DETERMINACION DE REDUCCIONES DE LA PERMEABILIDAD CERCA DEL AGUJERO A PARTIR DE INCREMENTO DE PRESION.

Se ha demostrado (27,28) que la permeabilidad promedio del área de drene de un pozo puede ser determinada analizando el comportamiento del incremento, en la presión cuando el pozo se cierra. La permeabilidad promedio del yacimiento no es afectada por la permeabilidad en las vecindades del pozo y la permeabilidad promedio en el área del drene pueden ser determinadas a través de una prueba de índice de productividad.

INCREMENTO DE PRESION EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS INFINITOS.

La teoría para el comportamiento del incremento de presión de un pozo que produce un solo fluido ligeramente compresible a partir de un yacimiento homogéneo e infinito fué desarrollada por Horner (29). De acuerdo a este autor, la ecuación para el incremento de presión cuando la única fase fluyente es el aceite, es:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6 q B \mu}{K h} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (4.1)$$

donde p_{ws} es la presión en el pozo durante el tiempo de cierre, en psi.

La Fig. 4.1 muestra una gráfica de esta ecuación, junto con datos reales de campo para un pozo nuevo en un yacimiento de aceite. Para este caso, la teoría y la práctica coinciden. Al realizar esta curva nótese que la pendiente de la curva es igual al coeficiente del término logarítmico en la ecuación (4.1). Por tanto:

$$K h = \frac{162.6 q B \mu}{m} \quad (4.2)$$

Tal como se muestra en la misma figura, al extrapolar la porción de la línea recta hasta un tiempo de cierre infinito, $[(t + \Delta t) / \Delta t] = 1$, se obtiene el valor de p^* .

YACIMIENTO HOMOGENEOS FINITOS.

El comportamiento del incremento de presión de un pozo en un yacimiento homogéneo, finito, está dado por:

$$p_{ws} = p^* - 162.6 \frac{q B \mu}{K h} \log \left[\frac{(t + \Delta t)}{\Delta t} \right] + \frac{Y(t + \Delta t) - Y(\Delta t) - Y(t)}{2.303} \quad (4.3)$$

Esta ecuación difiere de la (4.2) solamente por la adición de los términos $Y(t)$ los cuales toman en cuenta el efecto de frontera y son funciones de la forma del límite de drene del pozo y del tiempo de producción. Para un límite de drene cuadrado el efecto de frontera causa que la curva de incremento se doble, como se muestra en la Fig. 4.2. El valor extrapolado a partir de la porción recta se llama

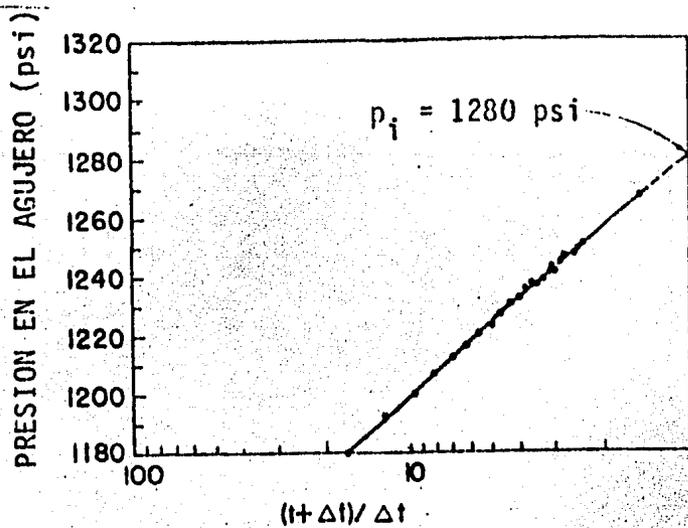


FIG. 4.1 INCREMENTO DE PRESION PARA UN YACIMIENTO INFINITO. (29)

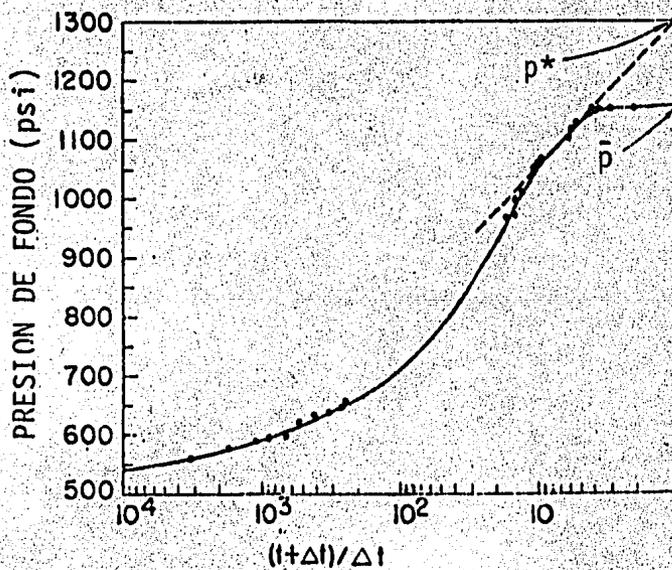


FIG. 4.2 INCREMENTO DE PRESION MOSTRANDO EL EFECTO DE FRONTERA (17)

p^* , en un yacimiento finito (o limitado) la mejor definición de p^* es esta presión extrapolada. El valor estático final de la presión se denomina \bar{p} , la presión media. Una gráfica de $(p^* - \bar{p}) / (c\mu B/kh)$ está dada por la Fig. 4.3 para un pozo en el centro de un área de drene cuadrada. Nótese que la diferencia entre p^* y \bar{p} se incrementa al aumentar el tiempo de producción.

La función $Y(t)$ está relacionada con la función gráfica-dada en la Fig. 4.3 por medio de:

$$Y(t) = \frac{0.00931 K t}{\phi \mu c A} - \frac{p^* - \bar{p}}{70.6 q \mu B / kh} \quad (4.4.)$$

Si hay otros pozos en el yacimiento, la producción en estos pozos provoca que cada pozo esté rodeado por un límite de drene. De un lado de este límite, el fluido fluye hacia un pozo, y el otro lado hacia otro pozo. Para cierto tiempo después de su cierre, un pozo puede ser tratado como si su límite (o frontera) todavía existiera. Por tanto, un pozo rodeado por otros pozos tendrá una curva de incremento cualitativamente similar a la de un pozo en un yacimiento limitado. Esto no se cumple para tiempos de cierre muy largos (30).

DAÑO AL POZO.

El daño al pozo causado por la invasión de lodo, filtrado de cemento, etc. distorcionará la curva de incremento de presión a tiempos de cierre cortos, tal como lo muestra la Fig. 3.4. El daño al pozo causará una caída de presión adicional en la distribución de presión en el agujero. Esta caída adicional de presión ha sido llamada "efecto de daño". Para tiempos de cierre cortos, la presión en el pozo se debería de incrementar en una cantidad igual a P_s mostrada en la Fig. 3.5. Entonces la magnitud del efecto de daño debe ser evidente a partir de la diferencia entre la presión fluyente y la presión a tiempos de cierre cortos. Cuantitativamente, el efecto de daño S , tal como lo definieron van Everdingen y Hurst puede ser calculado con:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{iHR} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots (4.5.)$$

y la caída de presión en la zona dañada en las vecindades del pozo puede ser calculada con:

$$\Delta p_s = 0.87 m s \quad (4.6.)$$

La presión p_{wf} se mide antes del cierre, y el valor para p_{1hr} debe ser tomado de la porción recta de la curva de incremento una hora después del cierre. Si la curva de incremento no es recte después de una hora, la porción recta debe ser extrapolada - en sentido inverso (hacia atrás), como se muestra en la Fig. 4.4 . Nótese que una escala para $(t+\Delta t)/\Delta t$, y también una escala para Δt son usadas en esta figura para facilitar la extrapolación a -- p_{1hr} . La eficiencia de la terminación puede ser determinada comparando el índice de productividad real, J , con el ideal (sin daño). La relación entre estas dos cantidades es:

$$\text{Eficiencia de Flujo} = \frac{J_{\text{real}}}{J_{\text{ideal}}} = \frac{p_i - p_{wf} - p_s}{p_i - p_{wf}} \dots (4.7)$$

Aunque el uso de p_i en esta ecuación es estrictamente correcto sólo para un yacimiento infinito, sí se introduce un error si se usa en este caso, pero es muy pequeño.

4.3 DETERMINACION DE LAS CONDICIONES DEL POZO.

La mayoría de los métodos de análisis de datos de pruebas de presión, para determinar la causa de una baja productividad, requieren que los pozos puestos a prueba estén cerrados hasta que el flujo de fluidos hacia el agujero sea pequeño comparado con el gasto de producción anterior al cierre. En algunos casos, los períodos de cierre para pruebas exceden a las 48 horas. El aspecto económico frecuentemente prohíbe cerrar los pozos por tanto tiempo.

Si existe una reducción de permeabilidad en las cercanías del pozo, la permeabilidad determinada a partir de una prueba de índice de productividad será menor que aquella medida a partir de una prueba de incremento de presión. Por tanto, una relación de las permeabilidades determinadas a partir de una prueba de índice de productividad (K_{pI}) y a partir de una prueba de incremento (K_{pU}), revelará una reducción en la permeabilidad en las vecindades del pozo. Una expresión que indica las condiciones de flujo cerca del pozo puede ser: $CR = K_{pI}/K_{pU}$. Cuando exista una reducción en la permeabilidad cerca del pozo, esta expresión será menor que uno. Si existe un incremento en la permeabilidad efectiva cerca del agujero, como la que puede resultar de una acidificación o un tratamiento de fracturamiento anterior, la relación será mayor que uno.

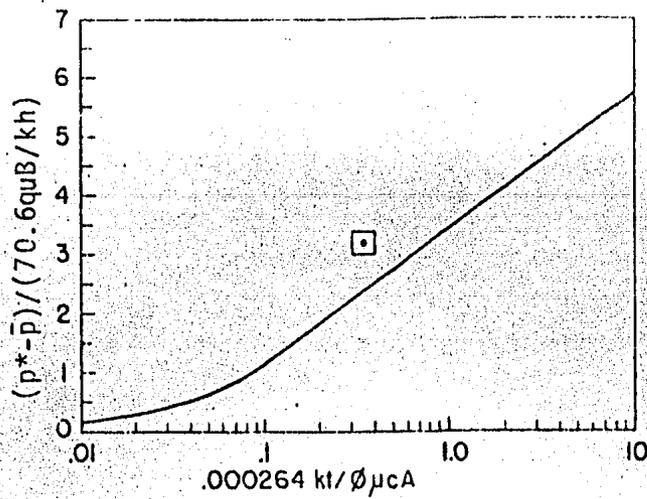


FIG. 4.3 CORRECCION A p^* PARA UN POZO EN UN AREA DE DRENE CUADRADA (28)

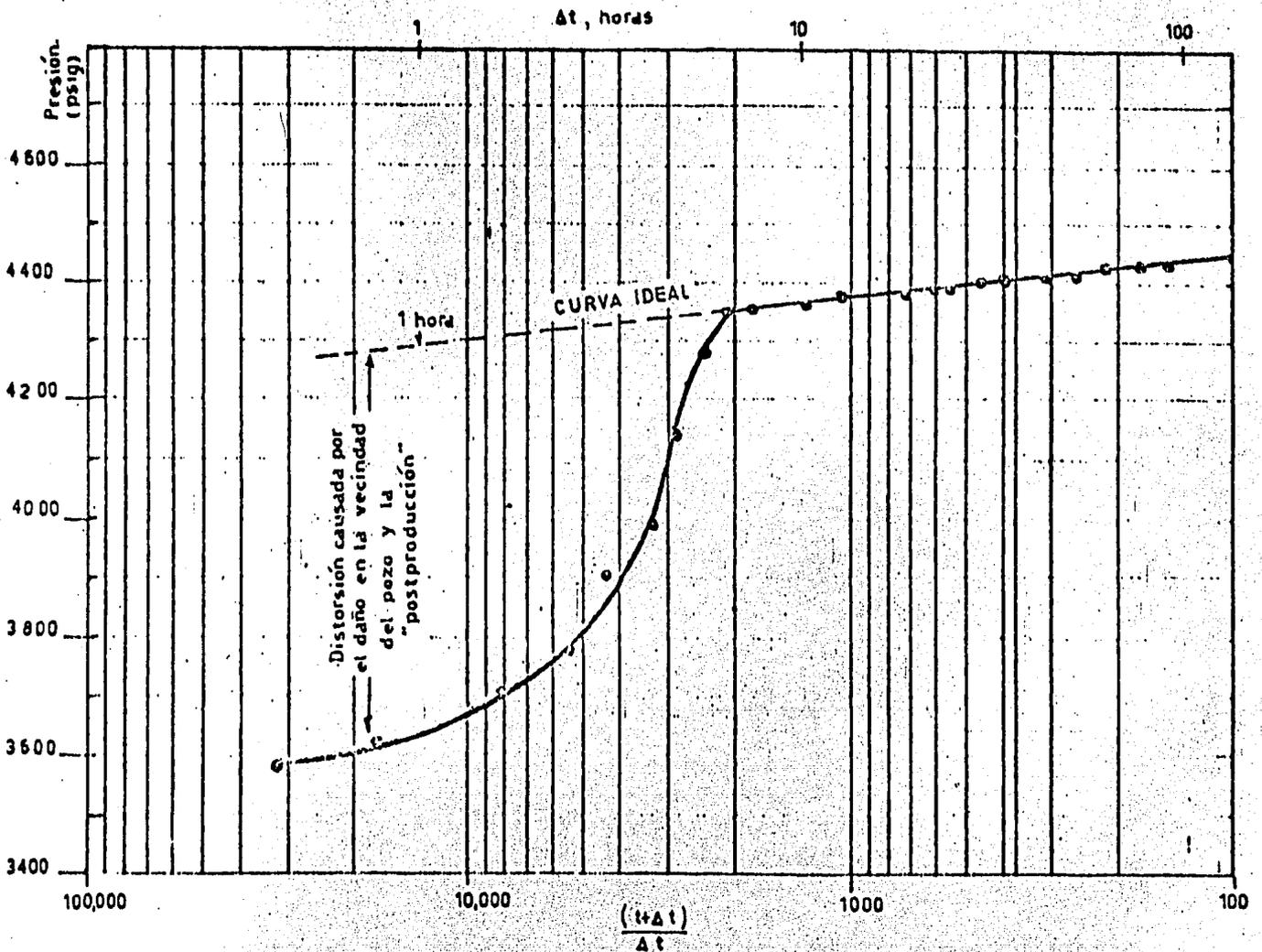


FIG. 4.4 INCREMENTO DE PRESION MOSTRANDO LOS EFECTOS DEL DAÑO AL AGUJERO Y LA POST-PRODUCCION (ALMACENAMIENTO) (28)

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE PRUEBAS DE INCREMENTO.

Desafortunadamente, para determinar la permeabilidad promedio de la formación a partir de pruebas de incremento sin corregir, es necesario esperar hasta que el flujo de fluidos hacia el pozo se vuelva pequeño comparado con el gasto de producción anterior al cierre. De otra manera, los datos de incremento deben ajustarse para tomar en cuenta el flujo de fluidos dentro del pozo. Este ajuste esta dado por:

$$\Delta p_n' = \Delta p_n \left(\frac{q}{q - \bar{q}_n} \right) = m \log \Delta t_{ws,n} \quad (4.8)$$

Al analizar la ecuación (4.8), podemos ver que la pendiente del incremento de presión corregida contra el logaritmo del tiempo de cierre está directamente relacionada con la permeabilidad promedio de la formación (K_{BU}) y que esta permeabilidad puede ser determinada por medio de:

$$K_{BU} = \frac{162.6 q \mu B}{m h} \quad (4.9)$$

La Fig. 4.6 da un ejemplo de cálculo de K_{BU} a partir de datos de incremento medidos durante las primeras 5 horas -- después de que el pozo se ha cerrado

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE PRUEBAS DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

La permeabilidad puede ser determinada a partir de una prueba de índice de productividad poniendo un pozo a producción a un gasto tan constante como sea posible, por un tiempo tan largo como sea posible, o hasta que la presión de fondo fluyendo ya no tenga cambios significativos. Bajo estas condiciones, la permeabilidad combinada (permeabilidad entre los pozos, más efectos del agujero) puede ser aproximada por:

$$K_{PI} = \frac{q \mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{0.007073 h (p_{ws} - p_{wf})} \quad (4.10)$$

donde p_{ws} es la presión estática del yacimiento en psia.

La presión estática, p_{ws} , se calcula usando los datos de incremento de presión como ya se mencionó. Si usamos datos de incremento de presión tomados justo después del cierre del pozo,

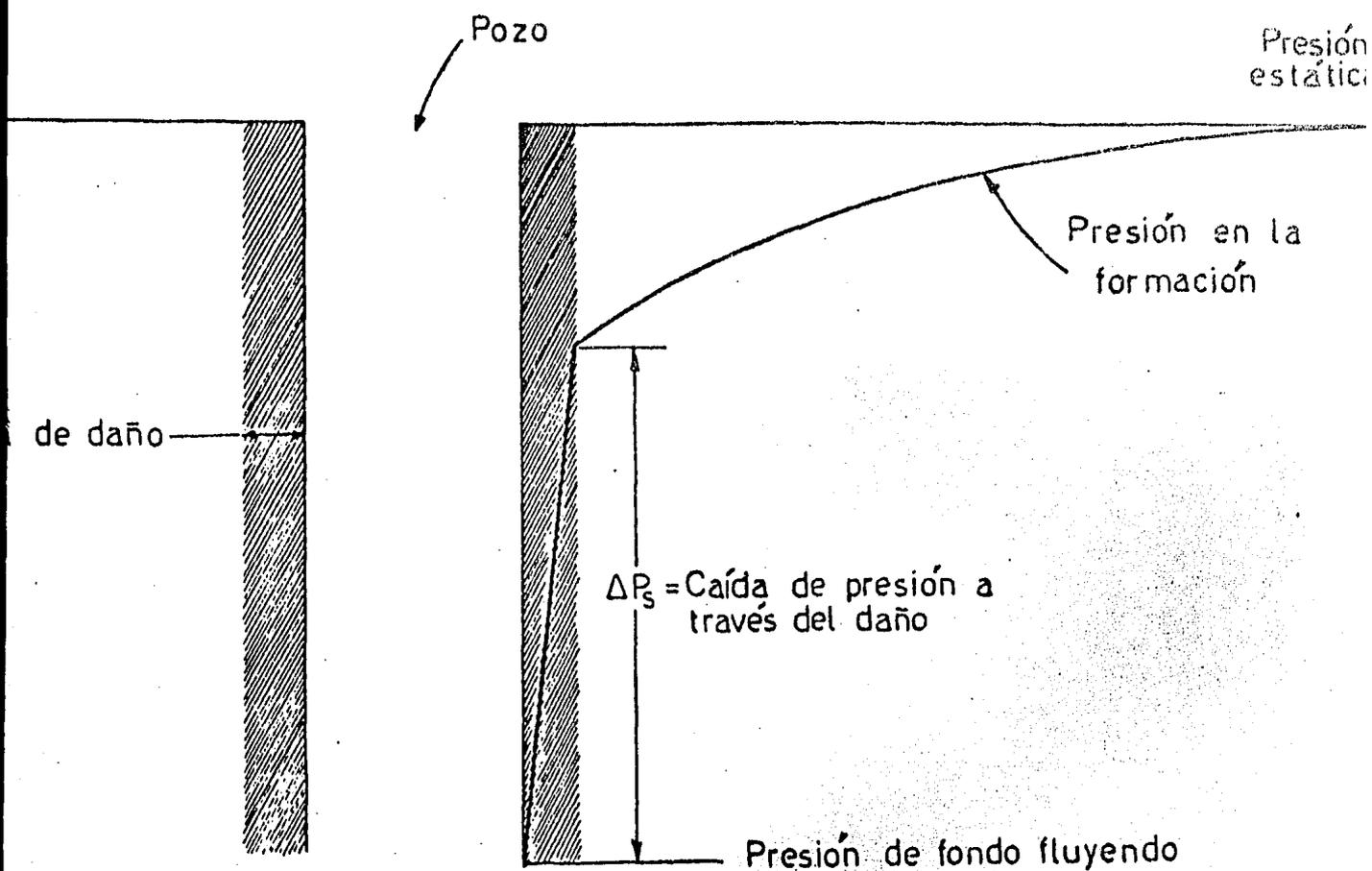


FIG. 4.5 DISTRIBUCION DE PRESIONES EN UN YACIMIENTO CON DAÑO.

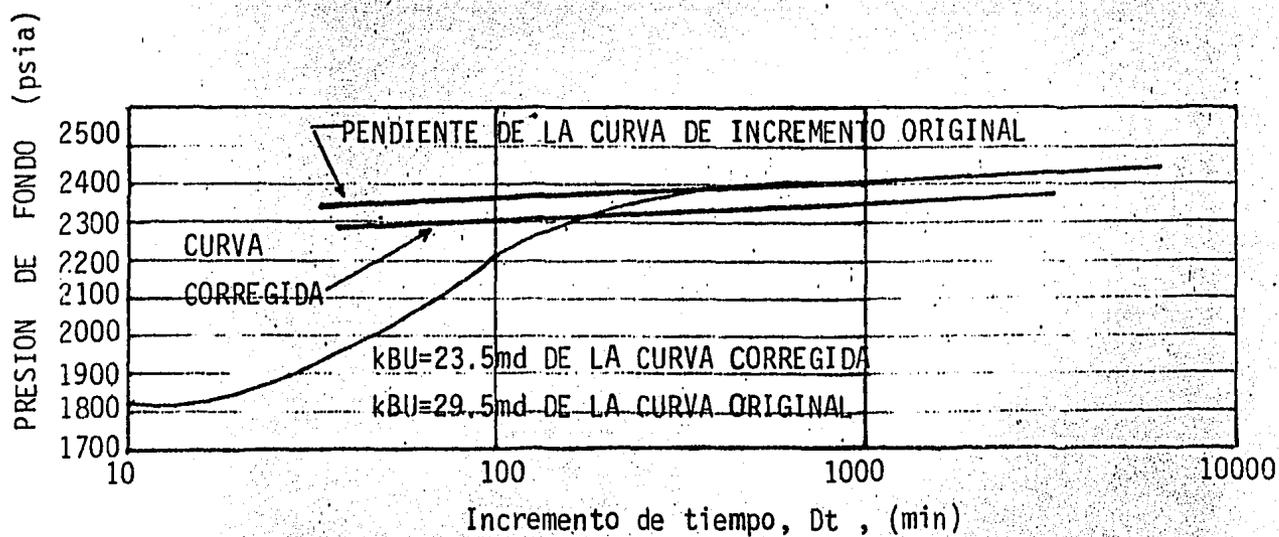


FIG. 4.6 GRAFICA DE PRESION DE FONDO CONTRA INCREMENTO DE TIEMPO MOSTRANDO EL CALCULO DE kBU .

estos métodos pueden modificarse. Para tomar en cuenta el flujo de fluidos dentro del pozo, las presiones deben ajustarse graficando $\Delta p_n'$ de la ecuación (4.8) contra $\log(t+\Delta t)/\Delta t$ y procediendo entonces de la manera descrita anteriormente. Para obtener tanto la permeabilidad promedio como la presión estática, se grafica p_n' contra $\log(t+\Delta t)/\Delta t$, donde t es el tiempo desde el último cierre. La Fig.4.7 da un ejemplo de la presión estática determinada por este método. Aunque esta figura muestra que p^* (que es la presión extrapolada a un tiempo de cierre infinito) es aproximadamente igual a la presión estática, esto no siempre será así.

La presión estática del yacimiento determinada por este método puede tener error debido a la falta de información específica acerca de la forma del área de drene del pozo. Este error no será lo suficientemente grande, sin embargo, como para ser significativo al medir la relación de las condiciones del pozo.

En formaciones altamente permeables donde la baja-productividad es debida a una gran reducción en la permeabilidad adyacente al pozo, puede resultar práctico medir la presión estática del yacimiento aproximada cerrando el pozo. Sin embargo, esto no puede hacerse en muchas formaciones a causa del periodo de cierre requerido, el cual puede ser muy largo. El tiempo requerido para obtener la presión estática del yacimiento se incrementa con los siguientes factores: (1)formaciones delgadas de baja permeabilidad, (2)aceite de alta viscosidad, (3)altos gastos de producción antes del cierre, (4)radio de drene grande y (5)tiempo de producción largo anterior al cierre.

El cambio en la presión de incremento en un pozo puede ser muy lento, y al mismo tiempo la presión de fondo puede diferir grandemente de la presión estática del yacimiento. Una causa frecuente de error es que el cambio en la presión en un periodo de pocas horas es menor que la exactitud del instrumento medidor de la presión de fondo. Por esta razón, y debido a que es un tanto impráctico el cierre de pozos por periodos de tiempo muy largos con objeto de medir la presión estática, el siguiente método debe usarse para estimar dicha presión.

METODO PARA DETERMINAR LAS CONDICIONES DE UN POZO (1).

Para poder aplicar la ecuación (4.8) a los datos de campo, se deben seguir los siguientes pasos para facilitar el análisis de los datos:

1. Graficar sobre papel cartesiano la presión de fondo real medida en el pozo (psi) contra el tiempo en horas, y trazar una línea suave. Esto minimiza la dispersión resultante de errores de observación, Fig. 4.8 .

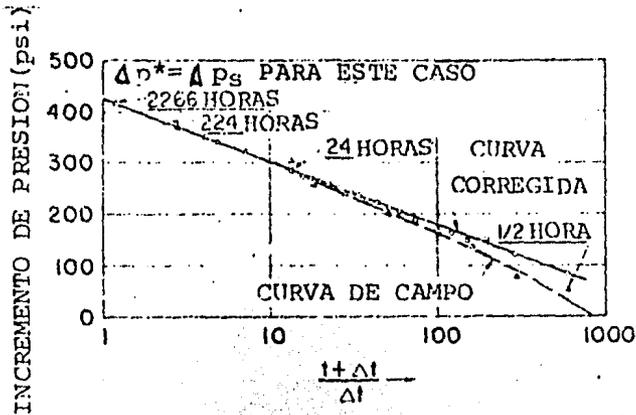


FIG. 4.7 GRAFICA DE INCREMENTO DE PRESION MOSTRANDO LA ESTIMACION DE p_s .

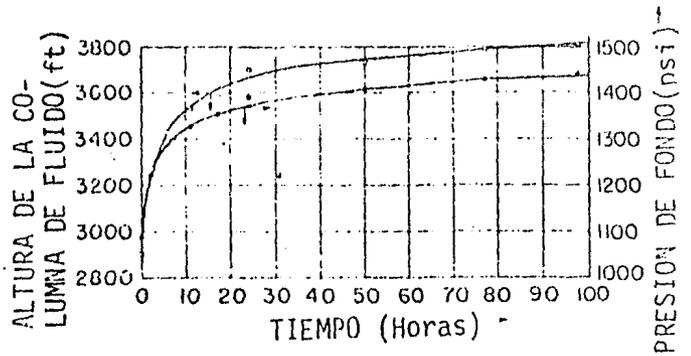


FIG. 4.8 GRAFICA INICIAL DE LOS PASOS 1 Y 2 PARA DATOS DE CAMPO.

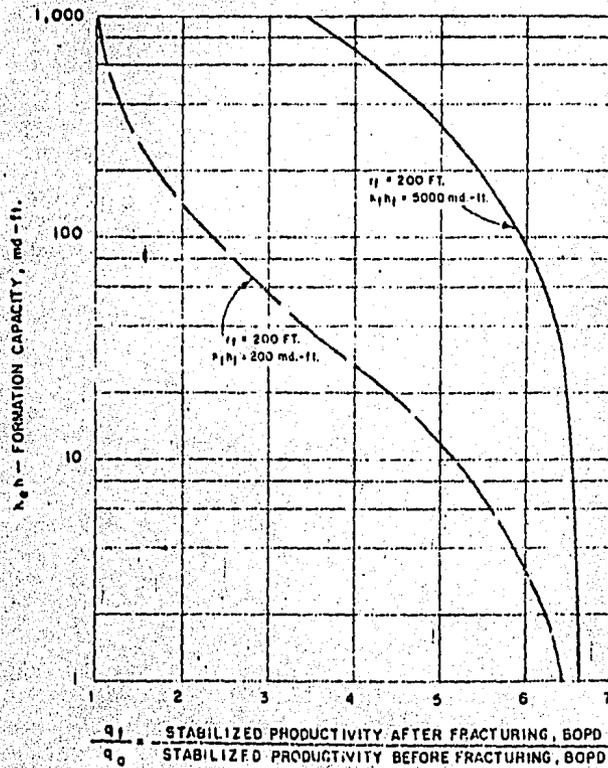


FIG. 4.9 EFECTO DE LA CAPACIDAD DE LA FRACTURA SOBRE LA PRODUCTIVIDAD POST-FRACTURAMIENTO.

2. Graficar el peso de la columna de fluidos en el pozo contra el tiempo en papel cartesiano y trazar una línea suave. Si no se pueden tomar datos confiables del nivel de fluido debido a la presencia de espuma en el espacio anular, es necesario calcular la altura de la columna de fluido y sus cambios con el tiempo mediante la expresión:

$$\text{Altura del fluido} = \frac{(\text{Presión de fondo} - \text{Presión en la T.R.})}{\text{Gradiente del fluido}} \quad (4.11)$$

3. Empezando desde el tiempo de cierre igual a cero leer valores de la presión de fondo y de la altura de fluido de cada curva, de los pasos 1 y 2, a intervalos de una hora, y tabular estos valores. Se pueden usar intervalos de tiempo mayores o menores de una hora dependiendo de la rapidez con que la presión se incrementa en el pozo (Fig. 4.8).

4. Evaluar la razón de cambio, o incremento de la columna de fluido en ft/hr a cada intervalo de tiempo, n . Esto es ahora q_n .

5. convertir el gasto de producción original, q , de b1/dfa a ft de incremento en el espacio anular por hora, o sea:

$$q(\text{ft/hr}) = q(\text{b1/dfa}) \left[\frac{1}{24(\text{Capacidad del espacio anular, b1/ft})} \right] \quad (4.12)$$

6. Calcular $q - q_n$ a cada intervalo de tiempo sucesivo, es decir, Paso 5 menos Paso 4.

7. Calcular $q/(q - q_n)$ a cada intervalo de tiempo sucesivo, o sea Paso 5 entre Paso 6.

8. Restar la presión de fondo al tiempo de cierre - cero de la presión de fondo a cada intervalo de tiempo, esto es, los valores como fueron leídos en el Paso 3. Esto da Δp_n , la presión de incremento, como una función del tiempo de incremento, t_n .

9. Multiplicar el Paso 7 por el Paso 8, esto es --- $[q/(q - q_n)](\Delta p_n)$, para cada intervalo sucesivo de tiempo, lo cual dará el incremento de presión corregida, $\Delta p_n'$, como una función de el incremento de tiempo, t_n .

10. Graficar $\Delta p_n'$ (paso 9) contra el logaritmo del tiempo de cierre en papel semi-log.

11. Medir la pendiente de la curva del Paso 10 en -- psi/ciclo. Esto dará el valor de m a usarse para obtener K_{BU} .

12. Calcular K_{BU} usando la ecuación (4.9) con el va lor de m obtenido en el Paso 11.

13. La relación de condiciones puede calcularse di-
vidiendo la $K_{PI}(md)$ de la prueba de índice de productividad, ecua-
ción (4.10), entre la K_{BU} a partir de los datos de incremento, (Pa
so 12); esto es, Relación de Condiciones = K_{PI} / K_{BU} .

Pueden haberse introducido algunos errores al calcu lar la relación de condiciones. Para calcular tanto K_{PI} como K_{BU} , -
debemos suponer los valores de q , μ , B y h . Afortunadamente, cual---
quier error introducido al calcular estas cantidades se cancela, -
siempre y cuando se use el mismo valor al calcular tanto K_{PI} como-
 K_{BU} .

Como no es posible conocer r_e/r_w con precisión, el-
valor sustituido por $\ln(r_e/r_w)$ al calcular K_{PI} puede ser un error-
significativo si solamente se corre una prueba corta. Sin embargo,
si el gasto de producción ha sido fijado por un período de varios-
días antes de que la presión del pozo sea medida, $\ln(r_e/r_w)$ puede-
ser aproximado por $\ln(2 \times \text{distancia promedio de separación de po-}$
zos). Si no se produce un pozo por un tiempo lo suficientemente --
largo cuando se mide el índice de productividad, ésto provoca que-
la relación de condiciones, CR , sea demasiado alta.

4.4 DETERMINACION DE LAS CONDICIONES DE LOS POZOS A PARTIR DE DATOS DE INCREMENTO Y DE LA RELACION DE CONDICIONES.

EFFECTO DE LA BAJA PERMEABILIDAD SOBRE LA RESPUESTA AL FRACTURAMIENTO.

Un pozo puede no producir a gastos atractivos aún-
cuando exista una presión de yacimiento alta y no exista una reduc-
ción en la permeabilidad en las vecindades del pozo. El bajo gasto
de producción puede deberse a una permeabilidad del yacimiento dema
siado densa (baja) como para producir a gastos económicamente atrac
tivos, si no se le aplica alguna estimulación especial
tal como fracturamiento del yacimiento. Basándose en datos experi-
mentales se encontró que si la pendiente de la curva de incremento
de presión es mayor de aproximadamente 50 (psi/ciclo)/(b/día) de
gasto de producción (con la curva graficada sobre papel semi-log),
y si existe una presión sustancial del yacimiento, un pozo dará --
una respuesta aceptable a un tratamiento de penetración profunda o
de fracturamiento del yacimiento.

DETERMINACION DEL ESTADO DE DECAIMIENTO DE LA PRESION.

Analizando los datos de incremento de presión de un pozo para encontrar la presión estática, se puede determinar si el yacimiento ha sido agotado en su presión de explotación primaria o no. Si la presión del yacimiento es muy baja, la mayoría del aceite original ha sido ya recuperado y no tiene caso estimular este tipo de pozos. Los tratamientos de fracturamiento en pozos de baja presión de yacimiento pueden resultar en un incremento temporal -- del gasto de producción, pero éste declinará pronto y el tratamiento de estimulación puede no ser un éxito económico.

ESTIMACION DE POSIBLES INCREMENTOS EN LA PRODUCTIVIDAD POR FRACTURAMIENTO USANDO LA RELACION DE CONDICIONES DEL POZO.

El incremento en la productividad de un pozo esperado de un tratamiento de estimulación en particular puede encontrarse comparando la relación de condiciones medida antes del tratamiento con la que normalmente resulta de trataminetos similares. - Por ejemplo, si se puede esperar una relación de condiciones de 2- después de un tratamiento de estimulación, y la relación de condiciones de un pozo es de 0.2 antes del tratamiento, se puede esperar un incremento de 10 veces el gasto de producción estabilizado de este pozo como resultado del tratamiento de estimulación.

La relación de condiciones resultante de tratamientos de estimulación, tales como inyección forzada de aceite, tratamientos con surfactantes, etc. puede ser cuando mucho de 1.0. Relaciones de condiciones mayores de 1.0 requieren que la roca del yacimiento sufra un cambio físico tal como el que puede resultar de la disolución de parte de la roca o de la ruptura de la formación durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

En formaciones de permeabilidad moderadamente alta, la relación de condiciones más alta que se puede esperar a partir de tratamientos de estimulación ordinarios es de aproximadamente 2.0. En formaciones de baja permeabilidad, pueden resultar relaciones de condiciones mucho mayores que esta a partir de tratamientos de fracturamiento, dependiendo de las condiciones del yacimiento.

En formaciones de baja permeabilidad, son comunes las relaciones de condiciones de aproximadamente 5.0. A pesar de que esta variación en la relación de condiciones puede resultar de los tratamientos de estimulación, la experiencia ganada al medir este factor en algunos pozos estimulados proveerá información que-

indique la relación de condiciones que puede esperarse. El uso de la relación de condiciones para estimar incrementos en la productividad que deben esperarse de un tratamiento de estimulación esta sujeto a los errores que pueden surgir al tratar de determinar cual será ésa relación de condiciones. Sin embargo, el uso de ésta elimina el error más importante resultante del desconocimiento de las condiciones del pozo antes del tratamiento. Por tanto, un mínimo de experiencia en un área, hace posible predecir los incrementos en la productividad que resultarán de un tratamiento de estimulación.

ESTIMACION DE LA PRESION ESTATICA DEL YACIMIENTO.

La estimación de la presión estática del yacimiento a partir de los primeros datos de incremento de presión se ilustra en la Fig. 4.7. Se usaron los datos obtenidos durante las primeras 24 horas posteriores al cierre del pozo para encontrar la misma presión estática obtenida 2266 horas después del cierre del pozo.

Como se mencionó anteriormente, la presión estática del yacimiento puede usarse para determinar la posibilidad de un tratamiento de fracturamiento exitoso.

4.5 EFECTO DE LA CAPACIDAD DE LA FORMACION (Kh) SOBRE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO (1).

La capacidad de flujo de los fluidos de la formación (Espesor de formación, h , X Permeabilidad, K) tiene un efecto importante sobre la respuesta que puede esperarse de varios tipos y tamaños de tratamientos de fracturamiento hidráulico. La Fig. 4.9 es una gráfica de la capacidad de flujo de la formación contra la razón de productividad estabilizada después del fracturamiento dividida por la productividad antes del fracturamiento. Esta gráfica muestra una fractura circular horizontal con un radio de 200 ft para una fractura con una capacidad de flujo de fluidos de 200 md-ft y una de 5000 md-ft. Los datos para estas gráficas fueron calculados con la ecuación de Darcy para flujo radial de un fluido homogéneo fluyendo a través de una formación con variaciones radiales continuas de permeabilidad. Se hicieron las siguientes suposiciones para los cálculos: (1) La formación es homogénea e isotrópica, (2) los fluidos son incompresibles y homogéneos, (3) el sistema está en un estado estacionario de flujo, (4) no existe discontinuidad en

el agujero y (5) no existen efectos gravitacionales.

Estas curvas demuestran que con formaciones de alta capacidad, se requieren fracturas de mayor capacidad para producir resultados satisfactorios de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

La Fig. 4.10 (construída como la Fig. 4.9 y utilizando las mismas suposiciones) es una gráfica del incremento en la producción estimado a partir del fracturamiento; los parámetros -- son la penetración de la fractura y el contraste de la capacidad de flujo de la formación. La interrelación entre el área de fractura (penetración) y la capacidad de la fractura se detecta claramente en estas gráficas. Nótese que mientras la relación de la capacidad de la fractura a la capacidad de la formación se incrementa, -- las fracturas más penetrantes aportan incrementos en la capacidad de flujo del pozo estabilizada mucho mayores. Nótese también que -- si se debe obtener el máximo beneficio del sistema de fracturas de mayor penetración, el contraste de la capacidad de flujo de la formación a partir de la fractura debe ser alto; esto es, se deben alcanzar fracturas de alta capacidad. La combinación óptima del área de fractura (penetración) y la capacidad de la fractura es básica en cualquier diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico.

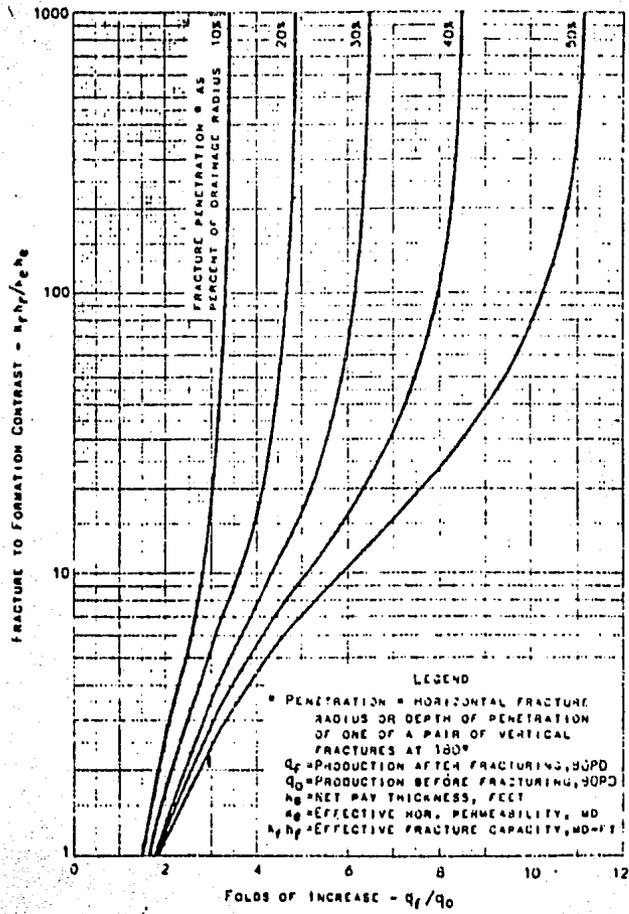


FIG. 4.10 MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD ALCANZADO MEDIANTE FRACTURAMIENTO.

CAPITULO 5

EJEMPLO DE APLICACION

5.1 INTRODUCCION

Con el objeto de ilustrar la aplicación de los métodos de análisis de pruebas de presión para la evaluación de fracturamientos hidráulicos, se presentan a continuación dos casos: en el primero se analizan los datos teóricos de un pozo utópico al que se supone se le aplicó un tratamiento de fracturamiento hidráulico y en el que se realizaron pruebas de incremento de presión antes y después del mismo; el segundo es un caso real de un pozo del campo Jujo, perteneciente al área Huimanguillo, en el Estado de Tabasco, el cual presenta la misma situación, es decir, es un pozo con fracturamiento hidráulico y con pruebas de presión antes y después de éste.

Para el primer caso, se siguió un proceso de análisis "a mano", calculándose los parámetros necesarios y trazándose las gráficas correspondientes. Para el caso real, en cambio, se utilizó un programa de cómputo que procesó los datos de las pruebas de incremento de presión, aportando los resultados automáticamente, así como las gráficas requeridas para el análisis, con el objeto de mostrar las posibilidades que el analista de pruebas de presión tiene de realizar su actividad manualmente si lo desea o bien automáticamente, mediante el uso de computadoras, cuando así lo desee, o bien cuando el grado de complejidad del análisis así lo requiera.

5.2 CASO TEORICO (31)

5.2.1 ANTECEDENTES Y DATOS

Supóngase la siguiente información: Se realizó una prueba de incremento de presión en el primer pozo de un campo. Al tiempo de cierre del pozo la producción acumulativa era de 1484 BBL., producidos a un gasto promedio de 124 bl/día. La presión del pozo fluyendo, P_{wf} , antes de cerrarse era de 1432 psia. Después de la prueba de incremento se decidió fracturar el pozo. Después del fracturamiento, el pozo fluyó con un gasto de 175 bl/día por un período de 10 días y se cerró nuevamente. La presión del pozo fluyendo antes de cerrarse por segunda ocasión era de 3214 psia. Supóngase que se alcanzaron condiciones de estabilización de presión durante el primer periodo de cierre del pozo.

Algunos datos adicionales son:

Espesor de la formación, h , = 8.4 ft.

Factor de volumen del aceite, B_o , = 1.21

Viscosidad del aceite, μ_o , = 3.2 cp.
 Porosidad de la formación, ϕ , = 20%
 Compresibilidad del aceite, C_o , = 12×10^{-6} psi⁻¹
 Radio del pozo, r_w , = 0.33 ft
 Radio de drene, r_e , = 660 ft

DATOS DE PRESIONES DE LAS PRUEBAS DE INCREMENTO

TIEMPO(hrs) (Δt)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	Presion (psia) (antes)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	Presion (psia) (despues)
0	0	1432	0	3214
4	72.80	2857	11.88	3318
8	36.90	3027	56.14	3330
12	24.93	3144	37.96	3340
16	18.95	3252	28.72	3351
20	15.36	3283	23.18	3363
24	12.96	3298	19.48	3373
28	11.25	3308	16.84	3382
32	9.97	3315	14.86	3390
36	8.97	3323	13.32	3395
40	8.18	3331	12.09	3400
44	7.52	3332	11.08	3405
48	6.98	3392	10.24	3408

5.2.2 ANALISIS

a) Cálculo del tiempo de producción, t_p .

$$t_p \text{ (antes)} = \frac{1484}{124} [\text{días}] = \frac{1484}{124} \times 24 [\text{hrs}] = \underline{287.22 \text{ horas}}$$

$$t_p \text{ (despues)} = \left(\frac{1484}{175} + \frac{175 \times 10}{175} \right) \times 24 = \underline{443.52 \text{ horas}}$$

$$\text{Para } \Delta t = 1: \frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} = \frac{287.22 + 1}{1} = \underline{288.22}$$

$$\frac{t_{p2} + \Delta t}{\Delta t} = \frac{443.52 + 1}{1} = \underline{444.52}$$

Para $\Delta t = 10$:

$$\frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} = \frac{287.22 + 10}{10} = \underline{29.722}$$

$$\frac{t_{p2} + \Delta t}{\Delta t} = \frac{443.52 + 10}{10} = \underline{45.352}$$

Para $\Delta t = 100$:

$$\frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} = \frac{287.22 + 100}{100} = \underline{3.0722}$$

$$\frac{t_{p2} + \Delta t}{\Delta t} = \frac{443.52 + 100}{100} = \underline{5.4352}$$

b) Determinación de p^* y la pendiente de la recta.

Mediante la gráfica semi-log de la Fig. 5.1, se encontró que:

$$p_1^* = 3483 \text{ psia} \quad \text{y} \quad m_1 = 166 \text{ psia/ciclo}$$

De igual manera, usando la Fig. 5.2, se determinaron:

$$p_2^* = 3538 \text{ psia} \quad \text{y} \quad m_2 = 129 \text{ psia/ciclo}$$

c) Cálculo de la permeabilidad de la formación antes y después del fracturamiento.

-Para antes del fracturamiento:

$$K_1 = \frac{162.6 q_1 B \mu}{m_1 h} = \frac{162.6 (124) (1.21) (3.2)}{(166) (8.4)} = \underline{55.987 \text{ md}}$$

-Para después del fracturamiento:

$$K_2 = \frac{162.6 q_2 B \mu}{m_2 h} = \frac{162.6 (175) (1.21) (3.2)}{(129) (8.4)} = \underline{101.677 \text{ md}}$$

d) Determinación de la eficiencia de flujo y el factor de daño para antes y después del fracturamiento.

-De la Fig. G-5 (Mathews-Russell) (28);

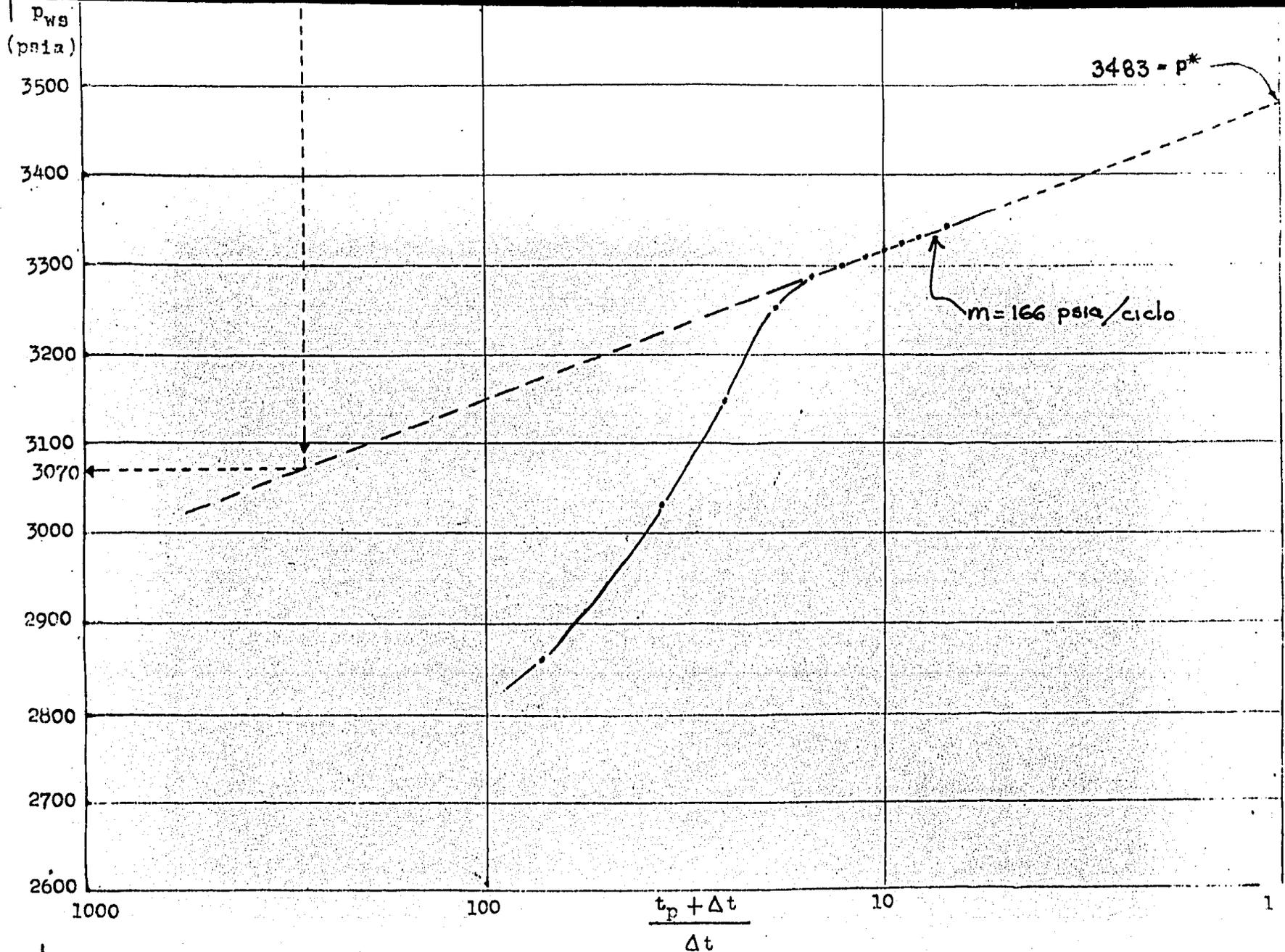


FIG. 5.1 GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL EJEMPLO TEORICO. (ANTES DEL FRACTURAMIENTO)

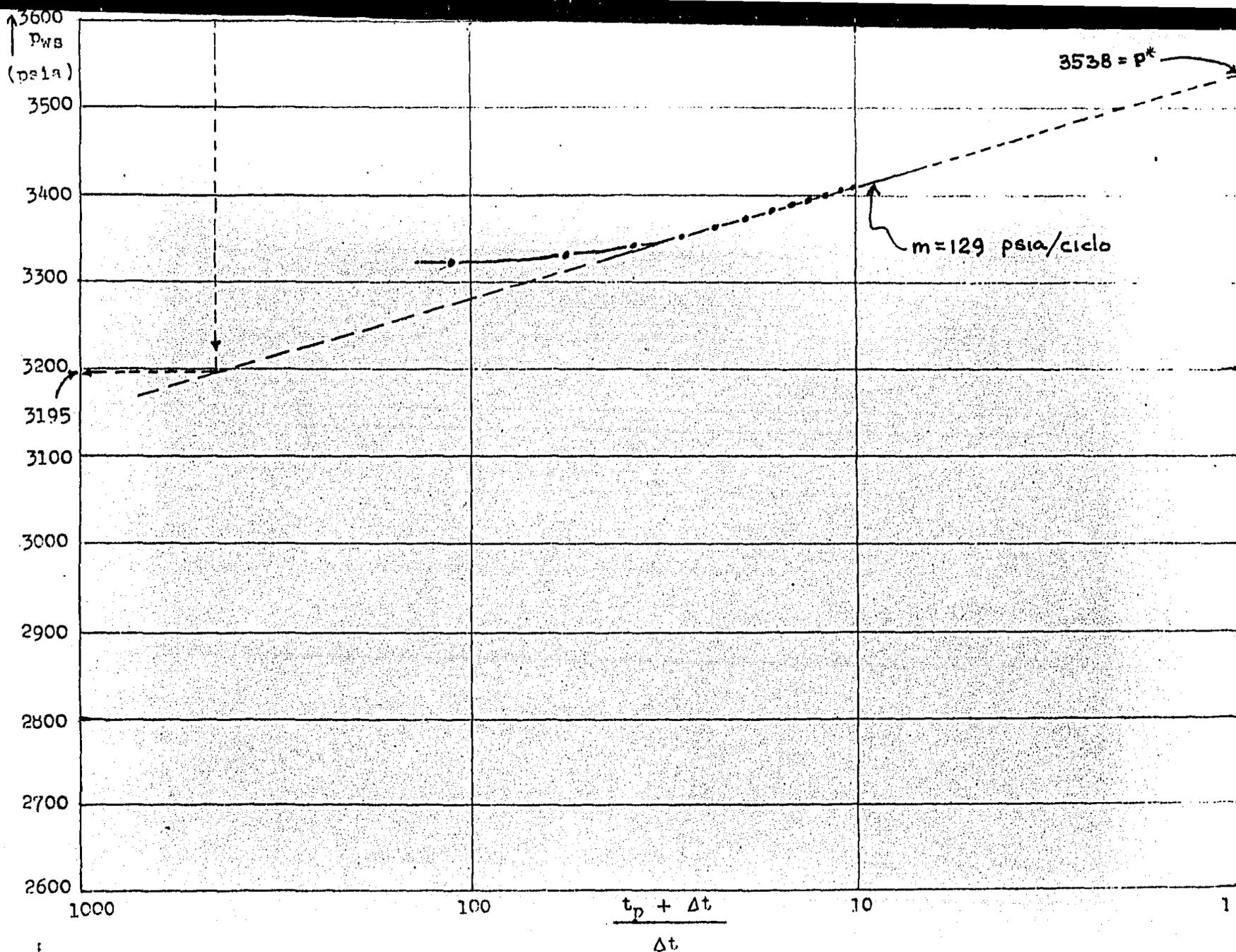


FIG. 5.2 GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL EJEMPLO TEORICO. (DESPUES DEL FRACTURAMIENTO)

$$C_f = 3.7 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \text{ para } \phi = 20\%$$

$$C_t = C_o + C_f \Rightarrow C_t = 15.7 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{iHR} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S(\text{antes}) = 1.1513 \left[\frac{3070 - 1432}{166} - \log \left(\frac{55.99}{(0.2)(3.2)(15.7 \times 10^{-6})(1/9)} \right) + 3.23 \right] = \underline{5.41}$$

$$S(\text{después}) = 1.1513 \left[\frac{3195 - 3214}{129} - \log \left(\frac{101.68}{(0.2)(3.2)(15.7 \times 10^{-6})(1/9)} \right) + 3.23 \right] = \underline{-5.62}$$

$$(\Delta p)_s = 141.2 \frac{q B \mu}{k h} S$$

$$(\Delta p)_s (\text{antes}) = 141.2 \frac{(124)(1.21)(3.2)(5.41)}{(55.99)(8.4)} = \underline{779.828}$$

$$(\Delta p)_s (\text{después}) = 141.2 \frac{(175)(1.21)(3.2)(-5.62)}{(101.68)(8.4)} = \underline{-629.549}$$

$$\text{Eficiencia de flujo} = E.F. = \frac{p^* - p_{wf} - (\Delta p)_s}{p^* - p_{wf}}$$

$$E.F. (\text{antes}) = \frac{(3483 - 1432 - 779.82)}{3483 - 1432} = +0.6197$$

$$E.F. (\text{antes}) = \underline{+61.97\%}$$

$$E.F. (\text{después}) = \frac{(3538 - 3214 + 629.55)}{3538 - 3214} = +2.943$$

$$E.F. (\text{después}) = \underline{+294.3\%}$$

e) Comparación de parámetros antes y después del fracturamiento.

	k (md)	S	(Δp)s, (psia)	Eficiencia de flujo (%)
antes	55.99	5.41	779.82	+62
despues	101.68	-5.62	-629.55	+294

En base a los resultados de la tabla anterior puede concluirse que el tratamiento de fracturamiento hidráulico aplicado a este pozo utópico fué exitoso, ya que se incrementó la permeabilidad en un 81.6%, el daño cambió de un valor positivo a uno negativo (formación estimulada) y la eficiencia de flujo mejoró notablemente (356%).

5.3 CASO REAL (32)

5.3.1 Antecedentes

Se presenta a continuación el análisis computarizado de las pruebas de incremento de presión realizadas al pozo Jujo # 42 del área de Huimanguillo, en el estado de Tabasco realizadas, la primera el día 24 de Julio de 1982 y la segunda los días 27-28 del mismo mes de julio de 1982, es decir, antes y después del tratamiento de fracturamiento hidráulico practicado a este pozo.

5.3.2 Análisis Computarizado. (32),(33)

CORRECCION AL N.M.D. = 2.08 KG/CM2
 INTERVALO DISPARADO M.N.M.R. = 5600.00 - 5655.00
 TIEMPO DE PRODUCCION =

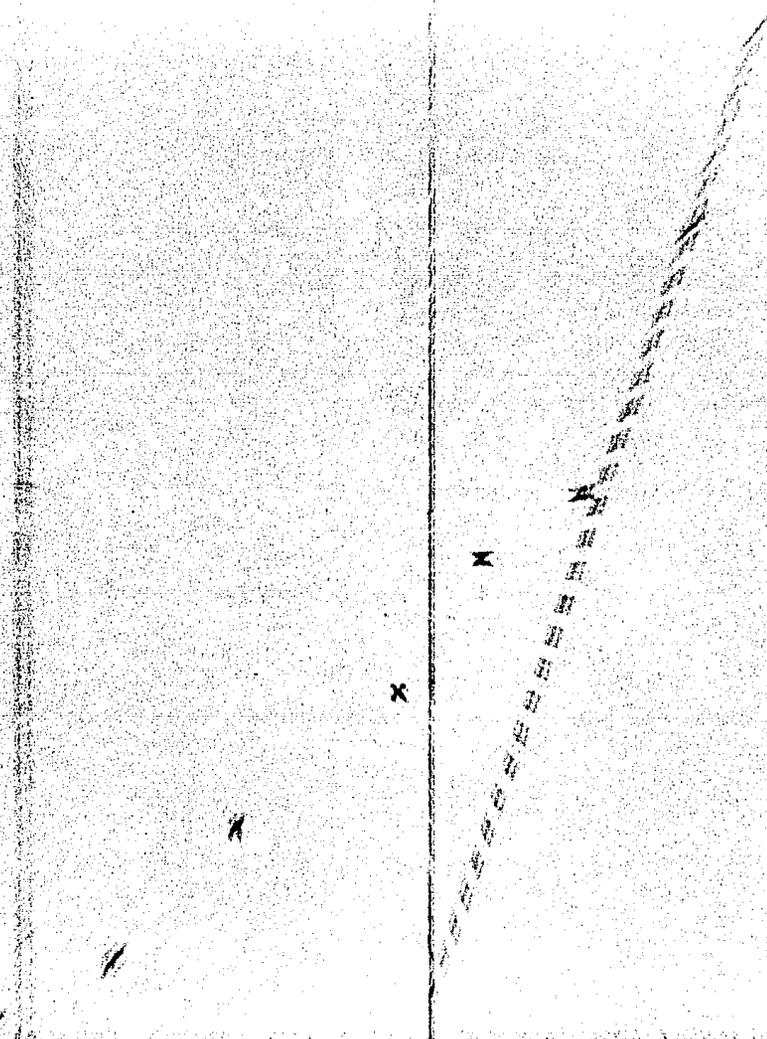
DT HRS	DT/(1+DT)	P W S		DP	
		KG/CM2	PSI	KG/CM2	PSI
.00		675.171	9600.932	.000	.000
.08		675.275	9602.411	.104	1.479
.17		675.375	9603.832	.204	2.901
.33		675.575	9606.676	.404	5.745
.53		675.775	9609.521	.604	8.589
1.33		675.975	9612.364	.804	11.433
2.33		676.075	9613.786	.904	12.855
4.33		676.475	9619.474	1.304	18.543
6.33		676.775	9623.740	1.604	22.809
8.33		676.975	9626.584	1.804	25.653
10.33		676.975	9626.584	1.804	25.653
12.33		676.975	9626.584	1.804	25.653
14.33		676.975	9626.584	1.804	25.653
16.33		676.975	9626.584	1.804	25.653
18.33		676.975	9626.584	1.804	25.653
19.33		676.975	9626.584	1.804	25.653

=====
 DATOS ADICIONALES DE LA PRUEBA
 =====

```

*****
*                                     *
* COMPRESIBILIDAD TOTAL              * .2531-004 * 1/PSIA *
* ESPESOR                             * 289.00  * FT *
* FACTOR DE VOLUMEN                   * .2299+001 * RB/ST B*
* GASTO                               * 753.60  * BRL/D *
* POROSIDAD                           * .02     * FRACCION*
* PRESION INICIAL                     * 9600.93 * PSIA *
* RADIO DEL POZO                      * .21     * FT *
* TIEMPO DE PRODUCCION                * -1.00  * HORAS *
* VISCOSIDAD                          * .3900  * CP *
*                                     *
*****
  
```

Handwritten notes on the left side of the page, including a bracketed section and several lines of illegible text.



Handwritten notes on the right side of the page, consisting of several lines of illegible text.

Handwritten notes at the bottom of the page, consisting of several lines of illegible text.

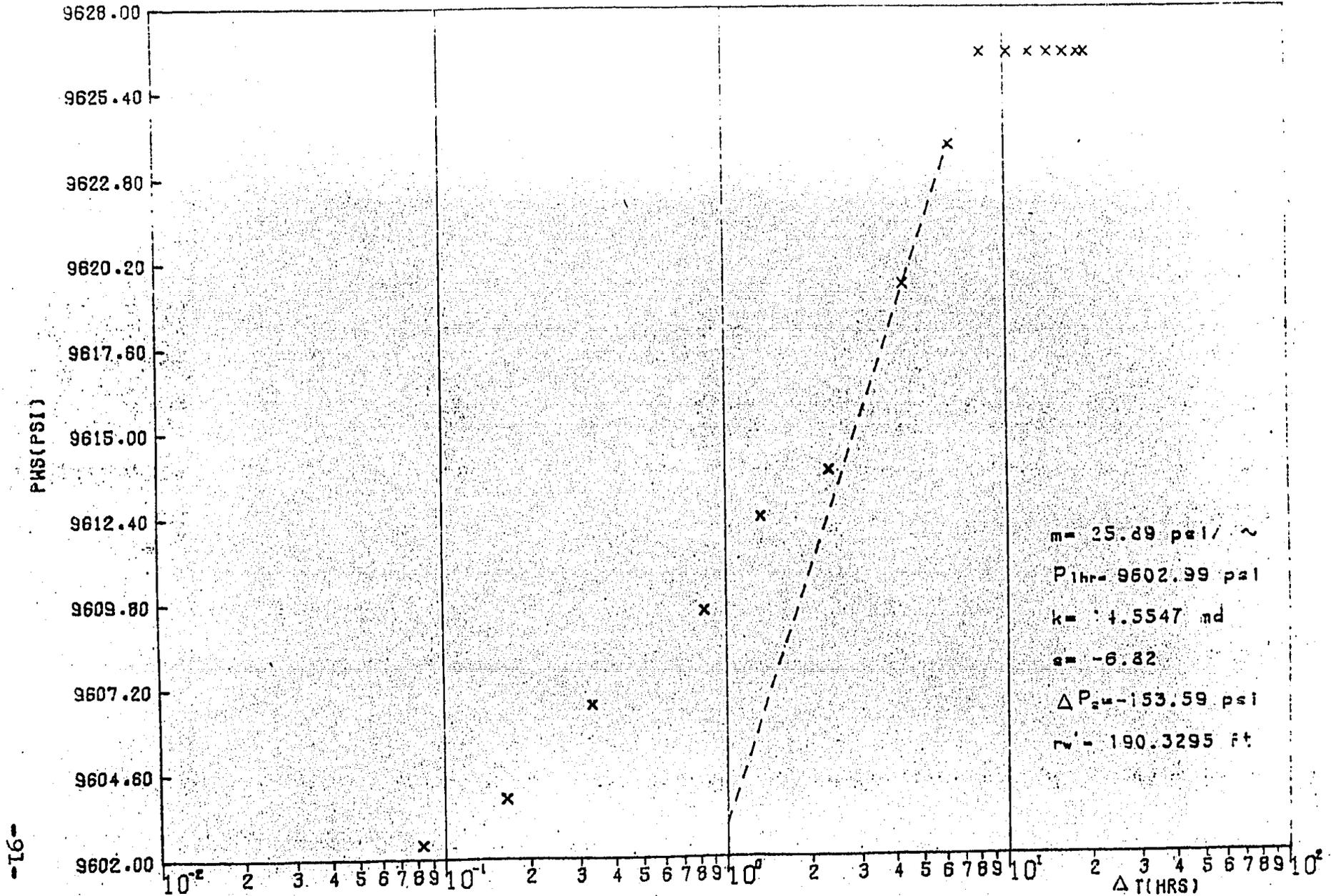


FIG. NO 5.3 --GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION
 DEL POZO JUJO NO. 42 (24/07/82)

-16-

K= .1455+002	MILIDARCYS
S= -.6818+001	EL FACTOR DE DAÑO ES MENOR QUE CERO
DPS= -.1536+003	PSI
RW= .1903+003	PIES
P1H= .9603+004	PSI
E.F.= 567.29	%
m = 25.89	PSI/CICLO

EN LA PRUEBA DEL JUBO NO. 42 DEL (24/07/82)

LOS VALORES CONSIDERADOS PARA OBTENER LA PENDIENTE VERDADERA SON 2

TIEMPO	PRESION
--------	---------

4.333	9619.474
6.333	9623.740

VALORES CALCULADOS PARA LAS SIGUIENTES CONDICIONES

FACTOR DE DAÑO= .000
 PENDIENTE VERDADERA= 3.010
 PERMEABILIDAD= 126.318
 TIEMPO DE INTERSECCION = 4.305

TIEMPO	PRESION	TOLERANCIA MINIMA	PRESION CALCULADA	TOLERANCIA MAX
4.333	9619.474	9523.280	9620.430	9715.669
6.333	9623.740	9527.503	9620.926	9719.978

-DATOS DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO
 JUJO No. 42 (27,28/07/82)

CORRECCION AL N.M.D. = 48.09 KG/CM2
 INTERVALO DISPARADO M.B.M.P. = 5600.00 - 5655.00
 TIEMPO DE PRODUCCION =

DT HRS	DT/(T+DT)	P.W.S		DP	
		KG/CM2	PSI	KG/CM2	PSI
.00		611.343	8693.297	.000	.000
.50		625.205	8890.415	13.862	197.118
1.00		631.504	8979.987	20.161	286.689
1.25		633.974	9015.110	22.631	321.813
1.50		636.189	9046.607	24.846	353.310
1.75		638.207	9075.303	26.864	392.006
2.00		640.080	9101.938	28.737	408.640
2.25		641.840	9126.965	30.497	433.667
2.50		643.465	9150.357	32.142	457.059
2.75		645.048	9172.583	33.705	479.285
3.00		646.534	9193.713	35.191	500.416
3.25		647.932	9213.593	36.589	520.296
3.50		649.282	9232.790	37.939	539.493
3.75		650.560	9250.963	39.217	557.666
4.00		651.783	9268.354	40.440	575.057
4.25		652.939	9284.792	41.596	591.495
4.50		654.058	9300.705	42.715	607.407
4.75		655.117	9315.764	43.774	622.466
5.00		656.131	9330.183	44.788	636.885
5.25		657.098	9343.933	45.755	650.636
5.50		658.043	9357.371	46.700	664.074
5.75		658.922	9369.970	47.586	676.673
6.00		659.787	9382.171	48.444	688.874
6.25		660.623	9394.059	49.280	700.762
6.50		661.418	9405.364	50.075	712.067
6.75		662.176	9416.143	50.833	722.845
7.00		662.886	9426.239	51.543	732.942
7.25		663.579	9436.093	52.236	742.796
7.50		664.242	9445.521	52.899	752.224
7.75		664.890	9454.736	53.547	761.438
8.00		665.482	9463.154	54.139	769.857
8.25		666.080	9471.657	54.787	778.360
8.50		666.642	9479.649	55.299	786.352
8.75		667.175	9487.228	55.832	793.931
9.00		667.687	9494.509	56.344	801.212
9.25		668.177	9501.477	56.834	808.179
9.50		668.650	9508.203	57.307	814.906

CONTINUA

...DATOS

9.75	669.093	9514.573	57.755	821.276
10.00	669.529	9520.792	58.166	827.405
10.25	669.943	9526.589	58.600	833.292
10.50	670.355	9532.164	58.992	838.866
10.75	670.714	9537.553	59.371	844.256
11.00	671.084	9542.814	59.741	849.517
11.25	671.725	9551.901	60.380	858.604
11.50	671.761	9552.441	60.418	859.144
11.75	671.785	9552.763	60.442	859.485
12.00	672.387	9561.343	61.044	868.046
12.25	672.679	9565.495	61.336	872.198
12.50	672.943	9569.249	61.600	875.952
12.75	673.296	9572.989	61.663	879.692
13.00	673.442	9576.345	62.099	883.048
13.25	673.677	9579.687	62.334	886.389
13.50	673.910	9583.000	62.567	889.703
13.75	674.117	9585.944	62.774	892.646
14.00	674.338	9589.086	62.995	895.789
14.25	674.529	9591.788	63.185	898.491
14.50	674.721	9594.533	63.378	901.235
14.75	674.909	9597.206	63.566	903.909
15.00	675.083	9599.680	63.740	906.383
15.25	675.266	9602.282	63.923	908.985
15.50	675.424	9604.529	64.081	911.232
15.75	675.580	9606.747	64.237	913.450
16.00	675.724	9608.795	64.381	915.498
16.25	675.873	9610.914	64.530	917.617
16.50	676.001	9612.734	64.658	919.437
16.75	676.134	9614.625	64.791	921.328
17.00	676.263	9616.460	64.920	923.162
17.25	676.398	9618.379	65.055	925.082
17.50	676.506	9619.915	65.163	926.618
17.75	676.629	9621.664	65.266	928.367
18.00	676.727	9623.058	65.384	929.760
18.25	676.841	9624.679	65.498	931.382
18.50	676.986	9626.741	65.643	933.443

DATOS ADICIONALES DE LA PRUEBA

=====

```

*****
*
* COMPRESIBILIDAD TOTAL * .2531-004 * 1/PSIA *
* ESPESOR * 289.00 * FT *
* FACTOR DE VOLUMEN * .2299+001 * RB/ST B*
* GASTO * 5503.00 * BRL/D *
* POROSIDAD * .02 *FRACCION*
* PRESION INICIAL * 8693.30 * PSIA *
* RADIO DEL POZO * .21 * FT *
* TIEMPO DE PRODUCCION * -1.00 * HORAS *
* VISCOSIDAD * .3900 * CP *
*
*****

```

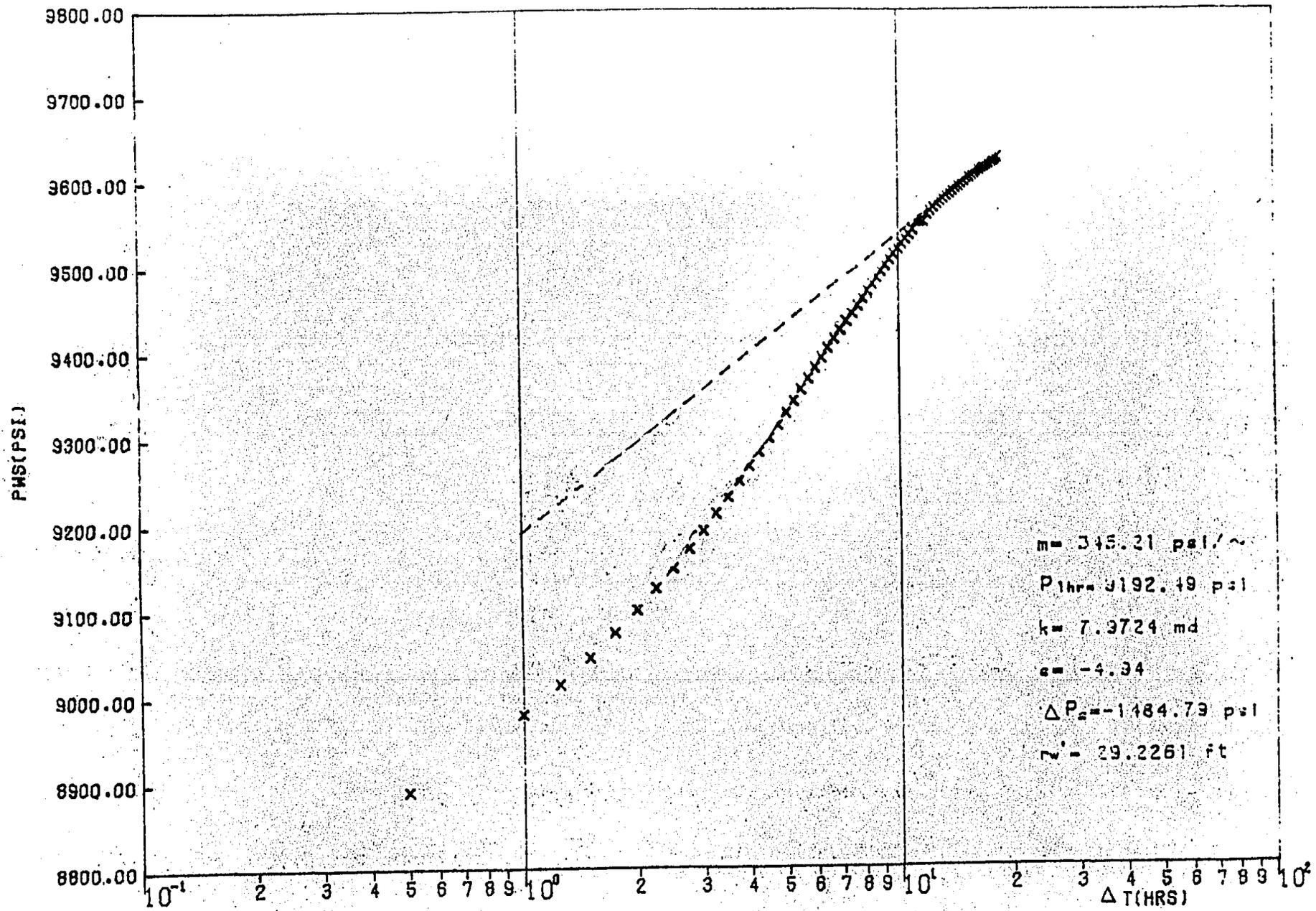


FIG. NO.5.4 .-GRÁFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO JUJO NO. 42 (27,28/07/82)

$K = .7972 \times 10^{-1}$ MILIDARCYS
 $S = -.4944 \times 10^{-1}$ EL FACTOR DE DAÑO ES MENOR QUE CERO
 $DPF = -.1485 \times 10^{-4}$ PSI
 $r_w = .2923 \times 10^{-2}$ PIES
 $PIH = .9192 \times 10^{-4}$ PSI
 $E.F. = 246.29$ %
 $m = 345.21$ PSI/CICLO

COMPARACION DE PARAMETROS ANTES Y DESPUES DEL FRACTURAMIENTO:

	K (md)	S	$(\Delta p)_s$ (psia)	r_w' (ft)*	E.F. (%)
ANTES	14.55	-6.818	-153.6	190.3	567.29
DESPUES	7.972	-4.944	-1485	29.23	246.29

* r_w' = Radio efectivo del pozo

CAPITULO 6

CONCLUSIONES

C O N C L U S I O N E S

Los tratamientos de estimulación de pozos son un arma muy importante para "ayudar" a los mismos a mejorar sus condiciones físicas y como resultado de ello, aumentar su producción y los beneficios aportados por ésta. Sin embargo, Su aplicación implica inversiones de dinero bastante altas, por lo que se debe cuidar que sean oportunos y que su diseño sea el adecuado.

Como se puede notar en el capítulo anterior el ejemplo teórico muestra cuán beneficioso puede ser un tratamiento de fracturamiento hidráulico si su diseño y aplicación aportan una mejora a las condiciones del pozo, como en este caso, en el cual efectivamente se estimuló el pozo, aumentando la permeabilidad de la formación de 55.99 md a 101.68 md, es decir en un 81.6% y modificando su eficiencia de flujo de 62% a 294%.

Sin embargo, puede presentarse el caso contrario, tal como desafortunadamente sucedió en el caso -- real analizado, donde se le había efectuado una prueba de incremento de presión al pozo Jujo #42 antes de ser fracturado hidráulicamente y que, al analizar dicha prueba -- por el método de MDH se definió un daño negativo, lo cual indica la existencia de un sistema fracturado y por consiguiente una alta eficiencia de flujo, que resultó ser del 567%. De acuerdo con esto, no era necesario realizar Tratamiento alguno al pozo; sin embargo, se le aplicó aún -- así un tratamiento de fracturamiento hidráulico y posteriormente otra prueba de incremento de presión que mostró una disminución de la permeabilidad del orden del 45.22% (de 14.55 md a 7.97 md), un aumento del daño (de -6.82 a -4.94), y además una considerable reducción de la eficiencia de flujo (de 567.29% a 246.29%). Por tanto, el fracturamiento causó un grave daño al pozo en lugar de mejorar sus condiciones de flujo.

Basándonos en lo anteriormente expuesto, se recomienda, para apoyar la realización de algún tratamiento de estimulación, efectuar previamente una prueba de incremento de presión, analizarla y, de acuerdo a ese análisis, determinar la necesidad de tal tratamiento, su tamaño y tipo para, de esta manera evitar situaciones como la de este pozo.

Se puede argumentar que el tratamiento fue exitoso si se considera que el gasto aumentó en un 630% - aproximadamente, pero esta situación puede ser engañosa, ya que, aunque se haya aumentado la producción del pozo - en una proporción muy alta, al mismo tiempo se propició - un considerable aumento de la caída de presión por daño, $(\Delta p)_s$, del orden del 867%, lo cual redundará en un incremento acelerado del depresionamiento de yacimiento. Cabe entonces pensar en si vale la pena aumentar el gasto - de producción a costa de una drástica reducción en la vida productiva del yacimiento.

Como recomendación adicional, es conveniente diseñar las pruebas de presión que se programen, para evitar falta de información y alcanzar un desarrollo completo de las mismas, es decir, que su duración sea suficiente con lo cual se logrará una mejor interpretación de ellas y por tanto, resultados de calidad y más confiables.

Se concluye entonces que:

1) Se deben diseñar, tomar y analizar pruebas de presión con el objeto de decidir la necesidad de la aplicación de tratamientos de fracturamiento hidráulico.

2) Si es necesario realizar el fracturamiento hidráulico, su diseño debe basarse en los datos de la prueba de incremento previa y auxiliándose con información de otras fuentes como son Registros, Análisis PVT, Geología y Geofísica.

3) Una vez efectuado el fracturamiento hidráulico, su efectividad debe evaluarse mediante la toma y análisis de otra prueba de incremento de presión.

4) Habiéndose adquirido suficiente experiencia en el análisis de pruebas de presión y el diseño de fracturamientos hidráulicos, el uso de programas de cómputo es de gran ayuda cuando se tiene una gran cantidad de trabajos por realizar.

CAPITULO 7

NOMENCLATURA.

- a Area transversal expuesta al flujo en la prueba convencional de pérdida de fluido, (cm²).
- A_b Area de una barra de acero empotrada sujeta a tensión, (in²).
- A Area de drene del pozo, (Acres).
- c_f Compresibilidad de la roca de formación, (psi⁻¹).
- c_g Compresibilidad del gas, (psi⁻¹).
- c_o Compresibilidad del aceite, (psi⁻¹).
- c_t Compresibilidad total, (psi⁻¹).
- c_w Compresibilidad del agua, (psi⁻¹).
- C Coeficiente total de pérdida de fluido, (ft/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C_g Concentración del agente sustentante en el fluido fracturante, (lb/gal).
- C_{Tff} Coeficiente de pérdida de fluido fracturante, (ft/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C₁ Coeficiente de pérdida de fluido controlado por su movilidad, (ft/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C₂ Coeficiente de pérdida de fluido controlado por la viscosidad y la compresibilidad de los fluidos del yacimiento, (ft/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C₃ Coeficiente de pérdida de fluido controlado por aditivos, (ft/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C_{3exp} Coeficiente de pérdida de fluido experimental controlado por aditivos, (ft/ $\sqrt{\text{min}}$).
- C_{DRep} Coeficiente de correlación de arrastre.
- d Diámetro interior de la tubería de producción, (in).
- d_i Diámetro exterior de la tubería interior, (in).
- d_o Diámetro interior de la tubería exterior, (in).
- D Profundidad del intervalo a tratar, (ft).
- D_p Diámetro promedio del sustentante, (in).
- erfc(x) Función complementaria de error.
- E Módulo de Young de la roca, (psi).

Eh	Deformación unitaria transversal de una barra de acero empotrada sujeta a tensión,(Adim).
Ev	Deformación unitaria longitudinal vertical de una barra de acero empotrada sujeta a tensión,(Adim).
f	Factor de Fanning (Factor de fricción de Fanning)
F	Fuerza,(lb).
h	Altura de la fractura,(ft).
h _{eq}	Altura del banco en equilibrio,(ft).
h _f	Altura del banco de sustentante en la fractura,(ft).
H _f	Altura de la fractura durante el tratamiento,(ft).
H _h	Potencia hidráulica,(hp).
i	Gasto de inyección,(bl/dfa).
J	Indice de productividad después del fracturamiento,(bl/dfa/psi).
J ₀	Indice de productividad antes del fracturamiento,(bl/dfa/psi).
k'	Constante de formación del banco.
k _d	Permeabilidad de la zona dañada,(md).
k _{exp}	Permeabilidad del medio de prueba,(md).
k _f	Permeabilidad de la fractura,(md).
k _{ff}	Permeabilidad efectiva al fluido fracturante,(md).
k _{fW}	Capacidad de flujo de la fractura,(darcy-ft)
k _g	Permeabilidad efectiva al gas,(md).
k ₀	Permeabilidad efectiva al aceite,(md).
K _r	Permeabilidad efectiva a los fluidos móviles del yacimiento,(md).
k _w	Permeabilidad efectiva al agua,(md).
K'	Indice de consistencia,(lb seg ^{n'} /ft ²).

K_L, K_S, K_L Parámetros adimensionales de la gráfica para la determinación de la amplitud adimensional de la fractura.

- K_u Amplitud adimensional de la fractura.
- L_b Longitud del banco, (ft).
- n' Índice de comportamiento de flujo.
- N_p Número de perforaciones.
- p_c Presión de confinamiento, (psi).
- p_i Presión instantánea de cierre en la superficie, (psi).
- p_r Presión del yacimiento, (psi).
- p_s Presión superficial, (psi).
- p_t, p_{ts} Presión de tratamiento en la superficie, (psi)
- p_{tw} Presión de tratamiento en la formación (presión de propagación de la fractura), (psi).
- p_{ws} Presión estática del pozo, (psi).
- q_i Gasto de inyección, (ft³/min).
- q_1 Gasto necesario para iniciar la inyección, (ft³/min).
- r_d Radio de la zona dañada, (ft).
- r_e Radio de drene del pozo, (ft).
- r_f Radio de penetración de la fractura, (ft).
- r_w Radio del pozo, (ft).
- r_w' Radio efectivo del pozo, (ft).
- Rep Número de Reynolds de la partícula de sustentante.
- S_g Saturación de gas.
- SG_{ff} Densidad relativa del fluido fracturante.
- S_o Saturación de aceite.
- S_{or} Saturación residual de aceite.

S_w	Saturación de agua.
S_{wr}	Saturación residual de agua.
t	Tiempo, (min).
t_i	Tiempo total de inyección para la predicción de la geometría de la fractura, (min).
t_{eq}	Tiempo de equilibrio, (min).
U_{weq}	Velocidad de fricción, (ft/seg).
v	Velocidad de flujo promedio, (ft/seg).
v_{eq}	Velocidad de equilibrio, (ft/seg).
v_s	Velocidad final de asentamiento de la partícula de sustentante en el fluido fracturante, (ft/seg).
V_{spt}	Volúmen de fluido perdido rápidamente, por unidad de área, cuando se crea una nueva área en la fractura, (ft ³ /in ²).
V_{fm}	Volúmen de fluido fracturante disponible para la mezcla, (ft ³).
W	Amplitud de la fractura, (in).
W_c	Amplitud calculada de la fractura, (in).
W_w	Amplitud de la fractura en el pozo, (in).
W_1	Amplitud de la fractura necesaria para iniciar la inyección del agente sustentante, (in).
x	Parámetro dado por la ecuación (3.20).
X	Capacidad relativa, (ft).
β	Exponente para el cálculo de la velocidad de fricción.
δ	Deformación longitudinal de una barra de acero empotrada sujeta a tensión, (Adim).
Δp	Presión diferencial en la fractura y el yacimiento, (psi).
Δp_f	Pérdidas de presión por fricción a través de la tubería, (psi).
Δp_p	Pérdidas de presión por fricción a través de los disparos, (psi).
Δp_s	Presión debida a la carga hidrostática, (psi).
μ_g	Viscosidad del gas a condiciones de yacimiento, (cp).

μ_m	Viscosidad de la mezcla fluido fracturante-sustentante,(cp).
μ_o	Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento,(cp).
μ_r	Viscosidad de los fluidos móviles del yacimiento,(cp).
μ_w	Viscosidad del agua a temperatura de yacimiento,(cp).
μ_{ff}	Viscosidad del fluido fracturante a condiciones de yacimiento,(cp).
ρ_m	Densidad de la mezcla,(lb/gal).
ρ_s	Densidad del agente sustentante,(gr/cm ³).
ρ_{ff}	Densidad del fluido fracturante,(gr/cm ³).
ϵ	Deformación vertical de una barra de acero empotrada sujeta a tensión,(Adim).
ϕ	Porosidad de la formación,(Fracción).
ϕ_b	Porosidad del banco sustentante,(Fracción).
ϕ_e	Porosidad efectiva de la formación,(Fracción).
ν	Relación de Poisson
σ_t	Esfuerzo tangencial(de tensión).
σ_r	Esfuerzo radial(de compresión).

BIBLIOGRAFIA

B I B L I O G R A F I A.

- 1) Howard, G.C. y Fast, C.R.
"Hydraulic Fracturing"
SPE of AIME, New York (1970).
- 2) Garaicochea, Francisco
"Estimulación de Pozos (Apuntes)"
Fac. de Ingeniería, U.N.A.M.
México (1982)
- 3) Hubert y Willis
"Fracture Mechanism"
Transactions of AIME (1957).
- 4) Miles, A.J. y Topping, A.D.
"Stress Around a Deep Well"
Transactions of AIME (1949)
- 5) Teplitz, A.J. y Hassebroek, W.E.
"An Investigation of Oil Well Cementing"
Drilling and Production Practice, API (1946)
- 6) McGuire, W.J. Jr., Harrison, E. y Kieschnick, W.F.
"The Mechanics of Fracture Induction and Extension"
Transactions of AIME (1954)
- 7) Scott, P.P. Jr., Bearden, W.G. y Howard, G.C.
"Rock Rupture as Affected by Fluid Properties"
Transactions of AIME (1953)
- 8) Fenner, R.
"Untersuchung zur Erkenntnis des Gebirgsdrucks: Glueckauf"
(August-September 1938)
- 9) Westergaard, H.M.
"Plastic State of Stress Around a Deep Well"
J. Boston Society of Civil Engineering (Jan 1940).
- 10) Lamé & Clapeyron
"Memoire sur l'équilibre interieur des corps solides homogenes:
Memoirs presents par divers savans." (1833)
- 11) Timoshenko, S.
"Strength of Materials"
Dvan Nostrand Co. Inc., New York (1941)
- 12) Nadai, A.
"Theory of Flow and Fracture of Solids"
McGraw-Hill Book Co. Inc., New York (1950)

- 13) Seely, F.B.
"Resistance of Materials"
John Wiley & Sons Inc., New York (1947)
- 14) Kirsch, G.
"Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der
Festigkeitslehre"
Zeitschr., des Vereines Deutscher Ingenieure (1898)
- 15) Orowan, E.
"Fatigue and Fracturing of Materials"
Artículo presentado en el Simposium de la MIT en Boston, Mass. (Jun/1950)
- 16) McLamore, R. y Gray, K.E.
"The Mechanical Behavior of Anisotropic Sedimentary Rocks"
Artículo #66-pet-2 presentado en la Conferencia de Ingeniería Mecá-
nica del Petróleo, ASME, N.Orleans, La. (Sept. 18-21, 1966)
- 17) Jaeger, J.C.
"Shear Failure of Anisotropic Rocks"
Geologic Magazine (1960)
- 18) McGuire, W.J. y Sikora, N.
Journal of Petroleum Technology
October (1960)
- 19) Tinsley, J.M., Williams, J.R., Tiner, R.L. y Malone, W.T.
"Vertical Fracture Height- Its Effects on Steady-State Production
Increase"
Journal of Petroleum Technology (May 1969)
- 20) Geertsman, N. y Klerk, N.
"Fracture Geometry Calculations without Computers"
Journal of Petroleum Technology (Dec 1969)
- 21) Babcock, R.E., Prokop, C.L. y Kehle, R.O.
"Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures"
Producers Monthly (Nov 1967)
- 22) Dunlap, I.R.
"How Propping Agents Affect Packed Fractures"
Petroleum Engineering (Nov 1965)
- 23) Raymond, L.R. y Blinder, G.G.
"Productivity of Wells in Vertically Fractured Damaged Formations"
Journal of Petroleum Technology (Jan 1967)
- 24) Frac Guide Data Book
Dowell Co. Tulsa, Oklahoma (1965)

- 25) Martin, F.G.
 "Mechanics and Control in Hydraulic Fracturing"
 Petroleum Engineering (Dec 1967)
- 26) Rodríguez N., Rafael
 "Evaluación de la Producción (Apuntes)"
 Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
 México (Sep 1982)
- 27) Miller, C.C., Dyes, A.B. y Hutchinson, C.A. Jr.
 "Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from
 Bottom Hole Pressure Build-Up Characteristics"
 Transactions of AIME (1950)
- 28) Matthews, C.S.
 "Analysis of Pressure Build-Up and Flow Test Data"
 Journal of Petroleum Technology (Sep 1961)
- 29) Horner, D.R.
 "Pressure Buildup in Wells"
 Proc., Third World Petroleum Congress,
 E.J. Brill. Leiden (1951)
- 30) Matthews, C.S., Brons, F. y Hazebroek, P.
 "A Method for Determination of Average Pressure in a
 Bounded Reservoir"
 Transactions of AIME (1954)
- 31) Samaniego V., Fernando
 "Explotación Avanzada de Yacimientos (Apuntes)"
 División de Estudios de Posgrado, F.I., U.N.A.M.
 México (1977)
- 32) Sánchez T., Antonio y León V., Raúl
 "Estudio de Evaluación de las Formaciones Productoras
 del Area de Huimanguillo, Tab."
 Campo Jujo.- Evaluación de la Formación
 (Tercer Reporte, 2a Edición Aumentada)
 Departamento de Pruebas en Pozos, I.M.P.
 México (1984)
- 33) Lira S., Carlos y León V., Raúl
 "Instructivo Del Programa 'Hormiga' para el Análisis de
 las Pruebas de Incremento de Presión"
 (Horner-MDH-García-Raghaván)
 División de Evaluación de Formaciones, I.M.P.
 México (1983)