

BIBLIOTECA



T
622.3382
MAL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**Departamento de Geología,
Minas y Petróleos**

**“APLICACION DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
PARA RESTAURAR LA PRODUCTIVIDAD
DE LAS FORMACIONES”**

**TESIS DE GRADO
EN
INGENIERIA DE PETROLEO**

**Presentado por:
Kleber G. Malavé T.**

Guayaquil - Ecuador

1975



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

DECLARO QUE:

"Hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis de grado son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL).



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

DEDICATORIA

A mis queridos padres

LUIS ALBERTO MALAVE
ZOVEIDA T. DE MALAVE

*Como reconocimiento a
sus sacrificios y es-
fuerzos.*



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

A mis hermanas:

MELIDA GEOVANNINA
BELGICA AMARILIS
BONNIE MAGALY
JULY ZOVEIDA

*Como muestra de cariño
y superación.*

A mi abuelo

*Como gratitud por
su ayuda de siempre*

DEDICATORIA ESPECIAL

A mi esposa



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**



RECONOCIMIENTO

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Debo en primer lugar, testimoniar mi gratitud a la Escuela Superior Politécnica del Litoral, por las enseñanzas recibidas en ella a través de mis años de estudio.

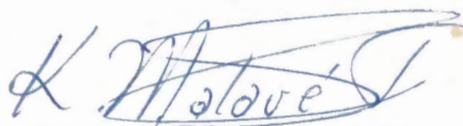
También es de justicia agradecer los conocimientos impartidos por la Universidad del Zulia (Venezuela), durante los 2 años de estudio de especialización efectuados en dicha Institución y que han sido base firme para realizar la presente tesis.

Reconocimiento especial merece también la Compañía Shell de Venezuela por la invalorable información suministrada y en particular el Ing. Jack Russel, Jefe de Estimulaciones de dicha empresa, pues su amplia experiencia de campo en trabajos como el presente, me proporcionó valiosa ayuda para llevarlo a cabo.

Por último consigno mi gratitud al Ing. Bolívar Miranda, amigo de siempre, por su importante asesoría para la finalización de esta Tesis.

"APLICACION DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
PARA RESTAURAR LA PRODUCTIVIDAD DE LAS FORMACIONES"

AUTOR



KLEBER G. MALAVE T.

DIRECTOR DE TESIS



ING. BOLIVAR MIRANDA A.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

"APLICACION DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
PARA RESTAURAR LA PRODUCTIVIDAD DE LAS FORMACIONES"

CONTENIDO

	Pág.
I RESUMEN	1
II. INTRODUCCION ✓	3
III. REVISION DE LITERATURA ✓	5
IV. CONSIDERACIONES TEORICAS ✓	9
a. Causas del daño de las Formaciones ✓	
b. Deducción de Ecuaciones necesarias para el diseño.	
V. TIPOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	34
VI. EJEMPLOS PRACTICOS DE APLICACION	36
a. Diseño para el pozo EPL-96	
b. Diseño para el pozo EPL-597	
c. Diseño para el pozo EPL-367	
VII. DISCUSION DE RESULTADOS	74
VIII. CONCLUSIONES	76
IX. RECOMENDACIONES ✓	78
APENDICE	79
FIGURAS	83
NOMENCLATURA	106
REFERENCIAS	109



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

CAPITULO I

RESUMEN

Este trabajo tiene por objeto estudiar la utilización del Fracturamiento Hidráulico en las formaciones petroleras, como técnica que cada vez tiene mayor aplicación en estimulación de pozos debido al mejoramiento en equipos y fluidos para llevarlo a cabo principalmente en sitios en los cuales las pérdidas de producción ocasionadas por el daño de formación son apreciables y donde tratamientos con ácido no eliminan completamente dicha restricción al flujo.



BIBLIOTECA FIL

ESPOL

Se hace una descripción de las causas que ocasionan la disminución de permeabilidad en las formaciones, es decir el llamado daño de formación, y se estudian las ecuaciones y parámetros necesarios para efectuar el diseño de un fracturamiento.

La aplicación práctica del presente trabajo se la ha efectuado en pozos, los cuales según pruebas de restauración de presión muestran daño de formación y que además se encuentran en yacimientos de baja permeabilidad. Estos pozos se encuentran en las concesiones que la Compañía Shell que opera en Venezuela, tiene en el Lago de Maracaibo.

Por último, en base a los resultados obtenidos para los casos reales y prácticos analizados, se efectúan las discusiones, conclusiones y recomendaciones de este trabajo.

CAPITULO II

INTRODUCCION



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Un *fracturamiento* esencialmente consiste en romper *hidráulicamente* una *formación productora* por medio de un *fluido*, que debe transportar generalmente arena, para sostener la *fractura resultante*.

El *fracturamiento hidráulico* para *estimulación* de pozos es una *técnica* de gran desarrollo reciente en *Ingeniería de Petróleo*, y ha llegado a ser en muchas compañías una *práctica casi standard* para la *estimulación* de pozos *productores*, tanto *viejos* como *nuevos*.

En algunas ocasiones es la *única técnica* que permite obtener *producción comercial*. Incluso *formaciones carbonatadas* que se resisten a responder a *múltiples etapas* de *tratamiento con ácido*, después de un *fracturamiento hidráulico*, los pozos en dichas *formaciones* han producido *comercialmente*.

El propósito de un *tratamiento de fractura* es *incrementar* la *conducción* de un *fluido* desde la *formación* hacia el *pozo*. Existen 3 situaciones donde resulta altamente *beneficioso* el *fracturamiento hidráulico*.

1. Cuando el *yacimiento* está compuesto de una *roca homogénea*

nea de baja permeabilidad, el efecto del fracturamiento es similar al incremento del tamaño del pozo, es decir que el fluido que anteriormente fluía a través de una roca de baja permeabilidad, debido al efecto del fracturamiento es capaz de moverse con mucha facilidad, dentro de la fractura, a grandes distancias del pozo.

2. El fracturamiento eliminará daños de formación ocasionados por la invasión del lodo de perforación, deposición de material mineral, hinchazón de arcillas, u otras causas que son descritas posteriormente en este trabajo. Cuando se presenta daño en las inmediaciones del pozo, únicamente se requiere un ligero tratamiento de fracturamiento.
3. Las fracturas, que se originan desde la boca del pozo, actúan como líneas de afluencia, las cuales conectan sistemas porosos y permeables, que de otra manera estarían aislados del pozo por barreras impermeables.



**BIBLIOTECA FIC I
ESPOL**

CAPITULO III

REVISION DE LITERATURA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En el lapso comprendido entre 1890 y 1950 la industria petrolera tanto en Estados Unidos como en Europa, utilizó nitroglicerina líquida y luego solidificada para estimulación de pozos. A pesar de que los riesgos asociados con el uso de explosivos líquidos limitaron su aplicación, estos materiales fueron exitosos para estimulación de pozos de petróleo. Este sistema fue aplicado con igual efectividad en pozos de agua y gas.

Grant y colaboradores⁽¹⁾, en 1949, efectuaron una serie de pruebas en pozos superficiales para estudiar el efecto que tiene la explosión en un pozo inyector, sobre la relación tasa de inyección contra presión de inyección. Concluyen que la capacidad de inyección es más alta, inmediatamente después de que ocurre la explosión, comparada con la que se obtiene después del rompimiento de la formación debido probablemente a la imposibilidad de extender y mantener abierta la fractura formada.

También en 1949, J.B. Clark⁽²⁾, estudia un proceso de fracturamiento denominado Hydrafrac, que consiste en la inyección de un líquido viscoso conteniendo material granula-



BIBLIOTECA FICT

do tal como arena para agente de sosten a **ESPOL** altas presiones hidráulicas con el fin de fracturar la formación. Para efectuar su estudio Clark utilizó 23 pozos de 7 campos, obteniendo incremento en la producción de 11 pozos, 6 de los cuales fueron pozos de gas. El incremento en producción de éstos fue de 0 a 258 MCF/D.

Una base más fuerte para las posibilidades económicas del Hydrafrac se encontró que en los 5 pozos de petróleo - el proceso mantuvo el incremento de producción. Dos de ellos que antes del tratamiento no producían, dieron producción. En un tercero la producción aumentó de 60 a 72 BPD y en los 2 restantes, fue duplicada.

De su estudio sobre pozos inyectoros de agua Dickey y Andersen⁽³⁾, observaron que cuando la presión en el fondo de un pozo inyector ha aumentado sobre un valor determinado, el pozo toma mucha más agua de la que normalmente debería tomar. El rango de dicha presión en la cara de la arena varía entre 1.0 y 1.7 lpc/pie. Dickey y Andersen - concluyen que el hecho de que el pozo tome más agua, es el resultado de una ruptura o fractura en la formación.

Grebe⁽⁴⁾, ha reportado que una arenisca situada en un pozo de 810 pies de profundidad fue fracturada por me-

dio de una solución de salmuera, teniendo una presión en superficie de 720 lpc. Pruebas anteriores de flujo indicaban que en dicha formación a una presión de superficie de 360 lpc, el agua podría entrar o salir de la formación, con muy pequeños cambios en presión. También Grebe cita el caso de un pozo de 3000 pies de profundidad fue fracturado cuando la presión de superficie llegó a 1500 lpc, mientras el pozo estaba siendo acidificado.

Vuster y Calhoun⁽⁵⁾, en un estudio sobre presiones de rompimiento de formaciones en operaciones de empuje de agua, concluyen que dicho rompimiento es indicado por un repentino incremento en la tasa de inyección, sin que ocurra el correspondiente incremento en presión. Un gráfico de tasa de inyección de agua contra presión, incluso puede mostrar en el punto donde ocurre fracturamiento de la formación, una disminución definida en la presión de inyección.



Torrey⁽⁶⁾, reportó el primer reconocimiento del fenómeno de fracturamiento en cementación forzada. Presentó tanto información geológica como de ingeniería para mostrar que las presiones del fluido, involucradas en cementación forzada fracturan las rocas generalmente a lo largo de planos de estratificación o de otras líneas sedi

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

mentarias de poca consistencia, la fractura formada sumi
nistras canales en los cuales la lechada de cemento se pue
de alojar más lejos de la pared del pozo.



**BIBLIOTECA FIC.
ESPOL**

CAPITULO IV

CONSIDERACIONES TEORICAS

IV.1. CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACION

El daño de formación afecta a la permeabilidad, es decir a la habilidad que una roca tiene para permitir el paso de fluidos a través de ella.

Las principales causas que originan la restricción en permeabilidad son:

- a. Sólidos del lodo de perforación.
- b. Invasión de filtrado de lodo.
- c. Sólidos y filtrado del cemento.
- d. Precipitación de asfaltenos.
- e. Bloqueo por agua.
- f. Emulsiones.
- g. Dispersión e hinchamiento de arcillas.
- h. Presencia de una alta saturación de gas alrededor del pozo.
- i. Taponamiento por partículas finas en suspensión.
- j. Cambio brusco de temperatura.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

Van Everdingen⁽⁷⁾ y Hurst⁽⁸⁾ han definido cuantitativamente el factor de daño que puede ser calculado por

medio de la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{K}{ucrw^2} \right) + 3.23 \right]$$



IV.2. ECUACIONES NECESARIAS PARA EL DISEÑO

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A. Ecuación para el Area de Fractura.

Howard y Fast⁽⁹⁾ han derivado una ecuación para determinar el área de una fractura. Para ello asumen que durante el proceso de fracturamiento, el fluido fracturante es inyectado en el cabezal del pozo a una tasa constante q_i . En la fractura esta tasa de inyección se divide en 2 componentes: una q_f , que entra en la formación - como resultado de la diferencia de presión entre la fractura y el límite exterior ($P_i - P_e$), y el resto de fluido q_f , que incrementa el área de fractura, es decir aumenta el volumen de fractura.

También se utilizaron las siguientes suposiciones:

- a) La fractura es de espesor uniforme.
- b) El flujo del fluido fracturante es lineal y perpendicular a la cara de la fractura.
- c) A cualquier punto en la cara de la fractura, la velocidad de flujo en la formación es una función del tiempo de exposición de dicho punto al flujo.

- d) La función de velocidad $V = f(t)$ es la misma para cada punto de la formación. Se define como tiempo λ o para cualquier punto, el instante en que el punto es alcanzado por fluido fracturante.
- e) La presión en la fractura es igual a la presión de inyección en la cara de la arena P_i , que es constante.

La tasa a la cual el fluido fracturante pasa de la cara de la fractura a la formación es:

$$q_L = \int_0^A V \, dA \quad (1)$$

q_L , V y A son funciones de tiempo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

q_L Tasa volumétrica de pérdida de fluido a la formación pie^3/min .

$A(t)$ Area de una cara de la fractura a tiempo t , pie^2 .

V Velocidad del flujo perpendicular al plano de fractura, pie/min .

Para un elemento dado de área dA , formado a un tiempo $\lambda (<t)$, la velocidad de flujo en el elemento es: $v(t-\lambda)$.
También A es función de λ .

$$A = f(\lambda)$$

$$dA = \left(\frac{dA}{d\lambda} \right) d\lambda$$

Para 2 superficies; de la ecuación (1) tenemos:

$$q_L = 2 \int_0^t V(t-\lambda) \cdot \frac{dA}{d\lambda} \cdot d\lambda \quad (2)$$

La tasa de incremento de volumen de fractura es:

$$q_f = w \cdot \frac{dA}{dt} \quad (3)$$

Y la tasa de inyección de total es:

$$q_i = q_L + q_f \quad (4)$$

Sustituyendo ecuaciones (2) y (3) en (4), obtenemos:

$$q_i = 2 \int_0^t V(t-\lambda) \cdot \frac{dA}{d\lambda} \cdot d\lambda + w \cdot \frac{dA}{dt} \quad (5)$$



Esta ecuación se puede resolver para el área de la fractura $A(t)$, utilizando transformadas de Laplace siempre y cuando q_i sea constante y $V(t)$ sea conocida e igual a:

$$V(t) = \frac{c}{\sqrt{t}}$$

La transformada de Laplace de cualquier función $F(s)$ se

defíne como:

$$F(s) = \int_0^{\infty} f(x) e^{-sx} dx = L(f)$$

Una de las propiedades importantes de la transformada de Laplace es la transformación de un producto (convolución) de 2 funciones. En éste caso el producto con volución de $F(t)$ y $G(t)$ se define como:

$$F(t) * G(t) = \int_0^t F(\lambda) G(t-\lambda) d\lambda.$$

Es posible demostrar que el transformador Laplace de éste producto de funciones es igual a:

$$L[F(t) * G(t)] = L F(t) L G(t)$$

Observando el primer término del lado derecho de la ecuación (5), vemos que el integral sería el producto convolución de 2 funciones tales como las siguientes:

$$\left. \begin{array}{l} F(t) = \frac{dA}{dt} \quad t \\ G(t) = v(t) \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Es decir:} \\ 2 \left[\frac{dA}{dt} \cdot (t) * v(t) \right] \end{array}$$

Tomando L a éste término:

$$L \left\{ 2 \left[\frac{dA}{dt} (t) * v(t) \right] \right\} = 2 \left\{ L \left[\frac{dA}{dt} (t) \right] L [v(t)] \right\}$$



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

Tomamos L a los 2 miembros de la ecuación (5):

$$L(q_i) = 2 \left\{ L \left[\frac{dA}{dt} (t) \right] L [V(t)] + L \left[w \frac{dA}{dt} (t) \right] \right\} \quad (6)$$

Según tablas matemáticas podemos obtener que:

$$L(q_i) = \frac{q_i}{s}$$

$$L \left[\frac{dA}{dt} (t) \right] = sL [A(t)]$$

$$L [V(t)] = L \left[\frac{c}{\sqrt{t}} \right] = c \sqrt{\pi} s^{-1/2}$$

$$L \left[w \frac{dA}{dt} (t) \right] = sw L [A(t)]$$

Reemplazando estos valores en la ecuación (6) y despejando $L [A(t)]$, tenemos:

$$\frac{q_i}{s} = 2 \{ sL [A(t)] * c s^{-1/2} \sqrt{\pi} \} + swL [A(t)]$$

$$\frac{q_i}{s} = (2s * c s^{-1/2} \sqrt{\pi} + sw) L [A(t)]$$

$$\frac{q_i}{s} = (2cs^{1/2} \sqrt{\pi} + sw) L [A(t)]$$

$$\frac{q_i}{s} = \left[s^{1/2} (2c \sqrt{\pi} + s^{1/2} w) \right] L [A(t)]$$

$$L [A(t)] = \frac{q_i}{s [s^{1/2} (2c \sqrt{\pi} + s^{1/2} w)]} = \frac{q_i}{s^{3/2} (2c \sqrt{\pi} + s^{1/2} w)}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$L [A(t)] = \frac{q_i}{\omega S^{3/2}} \left[\frac{1}{\left(\frac{2C\sqrt{\pi}}{\omega} + S^{1/2} \right)} \right]$$

Hacemos: $L [A(t)] = \bar{A}$

$$a = \frac{2C\sqrt{\pi}}{\omega}$$

$$v_s = S^{1/2}$$

$$\bar{A} = \frac{q_i}{\omega v_s^3} \left(\frac{1}{a + v_s} \right) \quad (7)$$

Expresado: $\frac{1}{v_s^3} \left(\frac{1}{a+v_s} \right)$, en fracciones:

$$\frac{1}{v_s^3} \left(\frac{1}{a + v_s} \right) = \frac{A}{v_s^3} + \frac{B}{v_s^2} + \frac{C}{v_s} + \frac{D}{a + v_s} \quad (8)$$

$$I = A(a + v_s) + Bv_s(a + v_s) + Cv_s^2(a + v_s) + Dv_s^3$$

$$I = Aa + v_s(A + Ba) + v_s^2(B + Ca) + v_s^3(C + D)$$

Sea: $Aa = 1$

$$A + Ba = 0$$

$$B + Ca = 0$$

$$C + D = 0$$

Por lo tanto: $A = 1/a$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$B = -1/a^2$$

$$C = 1/a^3$$

$$D = 1/a^3$$

Reemplazando estos coeficientes en la ecuación (8):

$$\begin{aligned} \frac{1}{Vs^3(a+Vs)} &= \frac{1}{aVs^3} - \frac{1}{a^2Vs^2} + \frac{1}{a^3Vs} - \frac{1}{a^3(a+Vs)} \\ &= \frac{1}{a} \left\{ \frac{1}{Vs^3} - \frac{1}{a} \left[\frac{1}{Vs^2} - \frac{1}{Vs(a+Vs)} \right] \right\} \end{aligned} \quad (9)$$

Sustituyendo en la ecuación (7) y reemplazando a y Vs por sus respectivos valores tenemos:

$$\bar{A} = \frac{q_i}{w} \cdot \frac{w}{2C\sqrt{\pi}} \left\{ \frac{1}{s^{3/2}} - \frac{w}{2C\sqrt{\pi}} \left[\frac{1}{s} - \frac{1}{\sqrt{s} \left(\frac{2C\sqrt{\pi}}{w} - \sqrt{s} \right)} \right] \right\}$$

Tomando la transformada inversa L^{-1} , nos queda:

$$A(t) = \frac{q_i}{2C\sqrt{\pi}} \left\{ \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{t} - \frac{w}{2C\sqrt{\pi}} \left[1 - e^{-\frac{4C^2\pi t}{w^2}} \operatorname{erfc} \left(\frac{2C\sqrt{\pi t}}{w} \right) \right] \right\}$$

Haciendo: $x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{w}$, nos queda:

$$A(t) = \frac{q_i}{2C\sqrt{\pi}} \left[\frac{2\sqrt{t}}{\pi} - \frac{w}{2C\sqrt{\pi}} \left(1 - e^{-x^2} \operatorname{erfc}(x) \right) \right]$$

Finalmente se obtiene el área de fractura:



$$A(x) = \frac{q_i W}{4 \pi c^2} \left[\frac{2x}{\sqrt{\pi}} + e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) - 1 \right] \quad (10)$$

B. ECUACIONES PARA CALCULAR LAS PERDIDAS DE PRESION POR FRICCION (P_f).

Para analizar las pérdidas de presión por fricción a través de la tubería, se debe conocer el tipo de fluido a utilizar. Los fluidos usados en fracturamiento pueden ser divididos en 3 grupos:

- Newtonianos.
 - No Newtonianos
 { Bingham.
 Pseudoplásticos.
 Dilatantes.

1. Fluidos newtonianos.- En este grupo tenemos: petróleo, agua, ácidos, glicerina, etc.
2. Fluidos no-newtonianos.- Incluye lodos de perforación y emulsiones.
3. Fluidos no-newtonianos.- Exclusivamente pertenecen a éste grupo los geles.

Efectuaremos el análisis para fluidos newtonianos, pues se va a utilizar agua como fluido fracturante en el diseño. Hay que determinar en primer lugar el tipo de flujo, es decir si es laminar o turbulento, lo cual depende del número de Reynolds (Rn), que se define de la siguiente forma:

$$Rn = 928 \frac{\rho v d}{\mu a} \quad (11)$$



Si: $R_n < 2000$, se tiene flujo laminar

Si: $R_n > 2000$, existe flujo turbulento

Para flujo laminar la ecuación que nos da las pérdidas por fricción es la siguiente:

$$P_f = \frac{u L v}{1500 d^2}, \text{ lpc} \quad (12)$$

Para flujo turbulento tenemos:

$$P_f = f \frac{L \rho v^2}{25.8 d} \quad (13)$$



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

La fig. 1, presenta una curva de R_n vs. f .

C. ECUACION PARA CALCULAR LA PRESION HIDROSTATICA (P_h)

La presión hidrostática depende de la densidad del fluido fracturante, incluyendo el agente de soporte y de la profundidad. La siguiente ecuación nos define la presión hidrostática.

$$P_h = 0.052 \rho_m \times D \quad (14)$$

Se ha encontrado una solución gráfica para el gradiente de presión hidrostática, en función de la densidad

del fluido y de la concentración del agente de soporte (PC). Esta solución se indica en la figura 2. Una vez hallado el gradiente, se aplica la siguiente ecuación para hallar Ph.

$$Ph = 0.01 \times \Delta Ph \times \text{profundidad, lpc} \quad (15)$$

D. ECUACION PARA CALCULAR LA PRESION DE INYECCION DE FONDO (BHTP).

Se la determina por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{BHTP} = \text{Gradiente} \times \text{Profundidad}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Generalmente en el lago de Maracaibo tiene un valor aproximado de 0.7. Si éste valor no es conocido, es posible calcularlo por la siguiente expresión:

$$G_f = \frac{(P_w + Ph) - (P_f + P_{pf})}{\text{Profundidad}} \quad (16)$$

$\Sigma \pi P = P_w + Ph - P_f - P_{pf} = G_f \times D \quad D = TVD$

E. ECUACION PARA DETERMINAR LA CAIDA DE PRESION A TRAVES DE LAS PERFORACIONES (P_{pf}).

Este parámetro se lo obtiene directamente aplicando la ecuación de Bernouilli entre 2 puntos: uno en el revestidor y otro detrás de las perforaciones, de tal manera que:

$$P_{p6} = P_1 - P_2 \quad (17)$$

Es decir que aplicando Bernouilli tenemos:

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g} \quad (18)$$

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho} = \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g}$$

$$P_{p6} = \frac{\rho (v_2^2 - v_1^2)}{2g}$$

Pero: $v_2^2 - v_1^2 \cong v_2^2$; por tanto:

$$P_{p6} = \frac{\rho}{2g} v_2^2 \quad (19)$$

La tasa ideal de flujo es:

$$q_i = A_2 v_2$$

La tasa real es:

$$q = C_d \cdot q_i$$

C_d = Coeficiente de descarga de las perforaciones que se ha establecido igual a 0.82 para perforación



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

con bala. $\left\{ \text{¿y la perforación a chorro?} \right\}$

De ecuación (19) tenemos:

$$v_2^2 = \frac{2g}{\rho} \cdot P_{p6} \quad (20)$$

También se puede escribir que:

$$v_2 = \frac{q_i}{A_2} = \frac{q}{C_d \cdot A_2} = \frac{q}{0.82 A_2} \quad (21)$$

Elevando al cuadrado la ecuación (21) e igualándola con (20) tenemos:

$$\frac{q^2}{(0.82 A_2)^2} = \frac{2g}{\rho} \cdot P_{p6}$$

$$P_{p6} = \frac{\rho q^2}{2g(0.82 A_2)^2} = \frac{\rho q^2}{1.345 g A_2^2}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

En unidades prácticas

$$P_{p6} = \frac{\rho q^2}{8090 A_2^2}, \quad \text{lpc} \quad (22)$$

Esta ecuación tiene solución gráfica en base a C_d que toma un valor promedio de 0.95. Esta solución está en la figura (3).

F. ECUACION PARA CALCULAR LA PRESION DE INYECCION EN SUPERFICIE (P_w).

Este parámetro viene definido de la siguiente manera:

$$P_w = \text{BHTP} - P_h + P_f + P_{pf} \quad (23)$$

G. ECUACION PARA DETERMINAR LA POTENCIA HIDRAULICA.

La potencia hidráulica se la obtiene de la siguiente manera:

$$\text{H.H.P.} = P_w \times Q$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

En unidades de potencia, estando P_w en lpc y Q , en Bbl/min., tenemos:

$$\text{H.H.P.} = \frac{\text{lbs}}{\text{pulg}^2} \times \frac{\text{Bbl}}{\text{min}} \times 144 \frac{\text{pulg}^2}{\text{pie}^2} \times 5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{Bbl}} \times \frac{1}{33000 \frac{\text{lbs-ft}}{\text{min.}}} \text{HHP}$$

Resolviendo nos queda:

$$\text{H.H.P.} = 0.0245 P_w Q, \text{ hhp} \quad (24)$$

H. ECUACIONES PARA HALLAR EL COEFICIENTE DEL FLUIDO FRAC TURANTE (C).

É es el único término en la ecuación del área de frac-

tura que refleja las propiedades del fluido fracturante y por lo tanto es una medida de su efectividad, por cuanto solamente el fluido que permanece en las fracturas contribuye a la formación de éstas. Un bajo valor de C, significa bajas propiedades de pérdidas de fluido y por consiguiente un área de fractura más grande para un volumen dado de fluido y tasa de inyección, es decir su efectividad es mayor.

La eficiencia de diferentes fluidos utilizados depende de las propiedades que controlan la cantidad de pérdidas de fluidos ocurridas durante el fracturamiento. Sobre esta base la mayoría de los fluidos fracturantes se encuentran en 3 distintas categorías.



1. FLUIDOS CONTROLADOS POR VISCOSIDAD

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Esta categoría incluye fluidos fracturantes viscosos o semiviscosos, donde la viscosidad controla la pérdida de fluido a la formación ocurrida durante el fracturamiento. La deducción de la ecuación para el coeficiente C, de estos fluidos se la hace de la siguiente manera:

A partir de la Ley de Darcy, la ecuación para la ve-

locidad en un sistema de flujo lineal en BPD/pie², es:

$$v = 1.127 \frac{K}{u} \frac{\Delta P}{L} \quad (25)$$

En términos del área efectiva de flujo, ($A\phi$), la velocidad real es:

$$v_r = 5.615 \times 1.127 \frac{K \Delta P}{u \phi L}, \frac{\text{pies}}{\text{día}} \quad (26)$$

Sabemos también que:

$$v_r = \frac{dL}{dt}$$

Reemplazando en (26) e integrando:

$$\int_0^L L dL = 6.328 \frac{K \Delta P}{\phi u} \int_0^t dt$$

$$L = \left(12.66 \frac{K \Delta P t}{\phi u} \right)^{1/2} \quad (27)$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Sustituyendo (27) en (25) tenemos:

$$v = 1.127 \frac{K}{u} \frac{\Delta P}{\left(12.66 \frac{K \Delta P t}{\phi u} \right)^{1/2}}$$

$$v = 0.3168 \left(\frac{K \Delta P \phi}{u t} \right)^{1/2} \quad (28)$$

Expresando v en ft/min y t , en minutos, nos queda:

$$\frac{v \times 1440 \frac{\text{min}}{\text{día}}}{5.615 \frac{\text{pie}^3}{\text{Bbl}}} = 0.3168 \left(\frac{\frac{K \Delta P \phi}{ut}}{1440 \frac{\text{min}}{\text{D}}} \right)^{1/2}$$

$$v = 0.0469 \left(\frac{K \Delta P \phi}{ut} \right)^{1/2}$$

$$v = \frac{C_v}{\sqrt{t}}$$



(29)

C_v es el coeficiente para esta categoría de fluido ~~BIBLIOTECA FIC~~ ~~del~~ ~~frac~~ ~~ac~~ ~~curante~~ y es igual a:

$$C_v = 0.0469 \left(\frac{K \Delta P \phi}{u} \right)^{1/2}, \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

Esta ecuación ha sido resuelta gráficamente, la solución se indica en el nomograma de la figura 5.

2. FLUIDOS CONTROLADOS POR LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.

Esta categoría incluye fluidos de baja viscosidad y alta pérdida de fluido. El coeficiente C está controlado por la viscosidad y compresibilidad de los fluidos del yacimiento.

Para deducir la ecuación consideremos que el flujo del fluido fracturante a medida que se filtra a la formación puede ser descrito mediante la ecuación de difusividad para flujo lineal:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{n} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \leftarrow \text{Para el fluido del yacimiento} \quad (30)$$

$$n = \frac{6.328 K}{u c_f \phi} \quad (31)$$

Aplicando transformadas de Laplace a la ecuación (30):

$$\frac{d^2 P_T}{dx^2} = \frac{1}{n} s P_T$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Katz y asociados⁽¹⁰⁾ han presentado la siguiente solución particular que puede ser empleada en este caso:

$$\frac{P(x,t) - P_e}{\Delta P} = \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2\sqrt{nt}} \right) \quad (32)$$

Derivando (32) parcialmente con respecto a x , y evaluando el resultado para $x = 0$, tenemos:

$$P(x,t) = \Delta P \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2\sqrt{nt}} \right) + P_e$$

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^{\infty} e^{-x^2} dx = 1 - \frac{2x}{\sqrt{\pi}} \left(1 - \frac{x^2}{1.13} + \frac{x^4}{2! \cdot 5} - \frac{x^6}{3! \cdot 7} \right)$$

$$P(x,t) = \Delta P \left[1 - \frac{2x}{\sqrt{\pi} 2 \sqrt{nt}} + \frac{x^3}{3 \sqrt{\pi} nt} \dots \right] + [P_e.]$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{x=0} = - \frac{\Delta P}{\sqrt{\pi nt}} \quad (33)$$

De Darcy tenemos que:

$$v_{x=0} = - 1.127 \frac{K}{u} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{x=0} \quad (34)$$

Reemplazando (33) en (34)

$$v_{x=0} = 1.127 \frac{K}{u} \frac{\Delta P}{\sqrt{\pi nt}} \quad (35)$$

Sustituyendo (31) en (35) y simplificando:

$$v_{x=0} = 0.2528 \Delta P \left(\frac{K \phi C_c}{ut} \right)^{1/2}$$

Expresando v en $\frac{pie}{min}$ y t en minutos, tenemos:

$$v = 0.0374 \Delta P \left(\frac{K \phi C_c}{ut} \right)^{1/2} \quad (36)$$

$$v = \frac{C_c}{\sqrt{x}}$$

C_c , es el coeficiente para este tipo de fluidos igual a:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$C_c = 0.0374 \Delta P \left(\frac{K\phi C_f}{u} \right)^{1/2}, \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

También existe una solución gráfica que nos permite hallar C_c . Se indica en el nomograma de la Fig. 6.

3. FLUIDOS CONTROLADOS POR ADITIVOS

Esta categoría se origina debido al uso de modernos aditivos para limitar las pérdidas de fluido. Estos fluidos construyen una pared o revoque que forma una barrera bastante efectiva a futuras pérdidas debido a su baja permeabilidad.

Para la derivación de la ecuación para C , consideremos que el volumen de fluido que se ha filtrado a través del revoque a un tiempo t es:

$$V = C A_r E_r \quad (37)$$

C , constante de proporcionalidad

A_r , Area seccional de revoque

E_r , espesor del revoque

$$E_r = \frac{V}{CA_r}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La Ley de Darcy para flujo lineal nos dice que:

$$q = \frac{dv}{dt} = 1.127 \frac{K A r \Delta P}{u E r} \quad (39)$$

Reemplazando (38) en (39):

$$\frac{dv}{dt} = 1.127 \frac{C K A r^2 \Delta P}{u v}$$

$$\int_0^v v \, dv = 1.127 \int_0^t \frac{K A r^2 C \Delta P}{u} \, dt$$

$$v = \left(2.254 \frac{K A r^2 C \Delta P}{u} \right)^{1/2} \sqrt{t} \quad (40)$$

Es decir que:

$$v = m \sqrt{t},$$

Donde: $m = \left(2.254 \frac{K A r^2 C \Delta P}{u} \right)^{1/2}$

Diferenciando ecuación (41) con respecto a t :

$$\frac{dv}{dt} = q = \frac{m}{2\sqrt{t}}$$

La velocidad es:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

(41)

$$v = \frac{q}{Ar} = \frac{m}{2 Ar \sqrt{t}}$$

Expresando v en $\frac{pie}{min}$ y t , en minutos, nos queda:

$$v = \frac{0.0164 m}{Ar \sqrt{t}} \quad (42)$$

O sea que:

$$v = \frac{C_w}{\sqrt{t}}$$



C_w , es el coeficiente para la tercera categoría. Esta definido por:

$$C_w = \frac{0.0164 m.}{Ar} \cdot \frac{pie}{\sqrt{min}}$$

La figura 7, nos presenta la solución gráfica que permite hallar C_w y el "Spurt Loss". Este "Spurt Loss", es una cantidad inicial de volumen filtrado que se fuerza a través de la fractura, en el instante que se aplica el diferencial de presión y antes de que se forme el revo que. Este volumen no influye en la determinación de C_w , pero sí en el cálculo del área de la fractura.

I. ECUACION PARA DETERMINAR EL COEFICIENTE EFECTIVO DEL FLUIDO FRACTURANTE (C_{eff}).

En cualquier tratamiento los 3 mecanismos anteriormente estudiados trabajan. Por consiguiente, se ha concluido que el valor de C_{eff} puede ser calculado de manera similar a la conductividad de una serie de conductores, es decir que:

$$\frac{1}{C_{eff}} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_w} \quad (43)$$

La solución gráfica de esta ecuación se presenta en el nomograma de la fig. 8.



J. EFICIENCIA DE UN FRACTURAMIENTO.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Es la relación entre el volumen de las fracturas y el volumen total de fluido inyectado a la formación. Es decir que:

$$E_{fic} = \frac{V_F}{V_i} = \frac{WA(t)}{q_i x t}$$

Sustituyendo la ecuación para $A(t)$, tenemos:

$$E_{fic} = \frac{W}{q_i t_i} \left[\frac{q_i W}{4 \pi c^2} \right] \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

$$E_{fic} = \frac{1}{x^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (44)$$

debe especificar si el tratamiento fue satisfactorio a profundidades
someras ó altas, si depende de cuán permeable es la fm. o de qué tan
porosos. Es obvio decir que el espontáneo no siempre ayudará a res-
lizar un trabajo exitoso en las condiciones antes señaladas. R. S. Z 07/07/93

CAPITULO V

TIPOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El tipo de fracturamiento hidráulico, tal como fue aplicado en los inicios de ésta técnica, se lo denominó - fracturamiento con arena (sand - frac). Los mejores resultados se obtuvieron en aquellos pozos donde fueron posible mayores "tasas de inyección" y por consiguiente mayor cantidad de arena. Por tanto es lógico pensar que el parámetro que gobierna ésta clase de fracturamiento es la "presión de inyección" en superficie. En los casos donde se ha aplicado, el factor de daño fue convertido en negativo y la producción que se obtuvo fue de 2 a 4 veces mayor que antes del tratamiento.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Posteriormente se desarrolló una técnica llamada fracturamiento múltiple por entrada limitada, que se utiliza para ayudar a controlar la entrada de fluido en la formación a través de un número limitado y predeterminado de perforaciones. El número y tamaño de las perforaciones depende de la presión de fondo del tratamiento, del tipo de fluido utilizado, del tamaño de la tubería a través de la que se efectúan el tratamiento y de las limitaciones del equipo de superficie. El número de perforaciones es limitado de forma que la caída de presión a través de ellas -

sea el mecanismo que controle el flujo del fluido fracturante en la fractura en lugar de la presión de fracturamiento.

En años recientes ha sido probada una nueva técnica de estimulación de pozos llamada MINI-FRAC. En esta última técnica se utiliza gas oil gelatinizado con el objeto de crear fracturas amplias pero de extensión limitada. Este objetivo tiene particular y fundamental importancia en pozos situados en yacimientos que están sometidos a procesos de inyección de agua, en los cuales fracturas muy extensas pueden afectar de manera adversa la eficiencia de barrido y ocasionar una entrada prematura del agua inyectada.

Fundamentalmente, las 3 técnicas utilizan las mismas ecuaciones en el diseño, las que han sido deducidas en el anterior capítulo, para la técnica original, es decir para el "sand-frac". Los ejemplos reales y prácticos de aplicación se desarrollarán considerando un tratamiento de "sand-frac" con agua incluyendo los aditivos necesarios para un buen procedimiento.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAPITULO VI

EJEMPLOS PRACTICOS DE APLICACION

El diseño se va a efectuar en 3 pozos que presentan baja permeabilidad del yacimiento y daño de formación; valores obtenidos en base a pruebas de restauración de presión cuyos datos se presentan en el apéndice.

Los cálculos del tratamiento se van a realizar siguiendo en mayor parte el procedimiento presentado por Halliburton⁽¹¹⁾, que es el utilizado en la práctica de campo. Los aditivos utilizados con frecuencia en este tipo de diseño son WG-6, CW-1 y Morflo.

A.

DISEÑO PARA EL POZO EPL - 96



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

PRIMERA PARTE.- Cálculo de las condiciones de trabajo necesarias para llevar a cabo el tratamiento.

DATOS:

Profundidad:	7790 pies
Tamaño de tubería:	2 7/8 pulg (d _i = 2.441 pulg)
Q	: 5 BPM
Gradiente BHTP	: 0.7 lpc/pie
Fluido Fracturante:	Agua
ρ	: 8.4 $\frac{\text{lbs}}{\text{gal.}}$

✓ Aditivos por 1000 gal.: 20 lbs. WG-6; 10 lbs Cw-1 y 1 gal. Mor flo.

conv. de gal. a bbl
50 gal. = 1 bbl
 PC : 0.5 $\frac{\text{lbs.}}{\text{gal.}}$

✓ Número de Perforaciones: 10

✓ Diámetro de Perforación: 0.4 pulg.

viscosidad
1 cP = 1 cps
 μ_a : 5 cps.

NOTA: Las figuras a utilizarse en los diseños se encuentran a partir de la pág. 83.

a. Cálculo de la Caída de Presión por fricción (P_f)

$$R_n = 928 \frac{\rho v d}{\mu}$$

$$v = \frac{q}{A} = \frac{5 \frac{\text{Bbl}}{\text{min}} \times 42 \frac{\text{gal}}{\text{Bbl}} \times \frac{\text{min}}{60 \text{ seg.}} \times \frac{\text{pie}^3}{7.48 \text{ gal.}}}{\frac{\pi d^2}{4} \frac{\text{pulg.}^2}{\text{pie}^2} \times \frac{\text{pie}^2}{144 \text{ pulg.}^2}} = \frac{210 \times \frac{1}{60} \times \frac{1}{7.48}}{\frac{3.14(2.441)^2}{4} \times \frac{1}{144}}$$

$$v = 14.4 \frac{\text{pie}}{\text{seg.}}$$

$$R_n = 928 \frac{8.4 \times 14.4 \times 2.441}{5} = 54821 = 5.5 \times 10^4$$

$R_n > 2000$. Existe flujo turbulento

Por tanto:
$$P_f = \frac{f L \rho v^2}{25.8 d}$$

De Fig. 1, tenemos:

$$f = 0.0054$$

$$P_f = \frac{0.0054 \times 7790 \times 8.4 (14.4)^2}{25.8 \times 2.441}$$

$$P_f = 1163 \text{ lpc.}$$

b. Cálculo de la Presión Hidrostática (Ph)

Conociendo la concentración del agente de soporte y la densidad del fluido fracturante se determina el gradiente de presión hidrostática (ΔPh), por medio de fig. 2.

$$\Delta Ph = 46 \frac{\text{lpc}}{100 \text{ pies}}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$Ph = 0.01 \times \Delta Ph \times \text{profundidad} = 0.01 \times 46 \times 7790$$

$$Ph = 3583 \text{ lpc.}$$

c. Cálculo de la Presión de Inyección de Fondo (BHTP)

$$\text{BHTP} = \text{Gradiente BHTP} \times \text{profundidad} = 0.7 \times 7790$$

$$\text{BHTP} = 5453 \text{ lpc.}$$

d. Cálculo de la Caída de presión a través de las perforaciones (P_{pf}).

Se la obtiene directamente de la fig. 3, conociendo que el valor promedio del coeficiente de descarga de las perforaciones es 0.95.

Resulta un valor mucho menor a 100 lpc. Por tanto se desprecia.

$$P_{pf} = 0 \text{ lpc}$$

e. Cálculo de la Presión de Inyección en superficie.

$$\begin{aligned} P_w &= BHTP - P_h + P_f + P_{pf} \\ &= 5453 - 3583 + 1163 \end{aligned}$$

$$P_w = 3033 \text{ lpc.}$$

BHTP ? Pw

f. Cálculo de la potencia Hidráulica.

$$H.H.P. = 0.0245 \times Q \times P_w$$

$$H.H.P. = 0.0245 \times 5 \times 3033$$

$$H.H.P. = 372 \text{ hhp}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SEGUNDA PARTE: Determinación de las propiedades del Fluído fracturante.

DATOS:	Fluído	:	Agua
	Volumen	:	10000 gal.
	BHT	:	180 °F
	Aditivos por	:	20 lbs WG-6; 10 lbs. Cw-1.

1000 galones	:	1 gal. Morfio
μ_r	:	10 cps.
ϕ	:	0.2
K_i	:	6 md
P_e	:	3300 lpc.
μ_a	:	5 cps.
BHTP	:	5453 lpc.

- a. Se halla la temperatura del fluido en la fractura según fig. 4.

$$T_f = 158^\circ F$$

- b. Cálculo del Coeficiente del fluido fracturante, C_v .
Se determina en primer lugar el valor diferencial de presión.

$$\Delta P = BHTP - P_e = 5453 - 3300$$

$$\Delta P = 2153 \text{ lpc}$$

Por medio de la fig. 5 obtenemos:

$$C_v = 0.033$$

El valor límite de C_v es 0.024. Por tanto:

$$C_v = 0.024 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

- c. Cálculo del Coeficiente del fluido fracturante, C_c . Se lo halla por medio de fig. 6.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$C_c = 0.005 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

d. Cálculo del coeficiente del fluido fracturante, C_w .

Utilizando la fig. 7, tenemos:

$$C_w = 0.0031 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

e. Cálculo del Coeficiente Efectivo, del fluido fracturante, C_{eff} .

Por medio de la fig. 8 y en base a los coeficientes de terminados anteriormente, hallamos que:

$$C_{eff} = 0.00175 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

TERCERA PARTE.- Análisis de la Geometría de la Fractura

DATOS:	Q	:	5 BPM
	ρ	:	8.4 $\frac{\text{lbs}}{\text{gal.}}$
	hc (asumido)	:	82 pies
	μ_a	:	5 cps.
	Módulo de Young	:	6×10^6 lpc.
	Tamaño agente de soporte.	:	20 - 40 mesh.
	C_{eff}	:	$0.00175 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$
	Volumen tratamiento:		10000 gal.
	Spurt loss	:	0



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

a. Se determina el valor de la relación R.

$$R = \frac{0.12 Q}{hc Ma} = \frac{0.12 \times 5 \times 8.4}{82 \times 5} = 0.0123$$

Como: $0.0123 < 0.32$, se debe utilizar la fig. 9 en la construcción de la tabla I, para lo cual es necesario suponer diferentes valores de longitud de fractura (CL).

TABLA I

CL pies	CL x Q x a	w_f pulg.	$AQ = \frac{2CL \times hc}{Q}$
200	5000	0.064	6560
500	12500	0.080	16400
1000	25000	0.096	32800

b. Se grafican los valores de w_f vs. AQ en fig. 10, obteniéndose una recta. De ella se leen:

$$w_{10} = 0.049 \text{ pulg.}$$

$$w_{100} = 0.068 \text{ pulg.}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Se calcula el tiempo de tratamiento, T-T.

$$T.T. = \frac{\text{Volumen}}{42 \cdot Q} = \frac{10000}{42 \times 5} = 47.6$$

$$T.T. = 47.6 \text{ min.}$$

A este valor corresponden valores de W_f y AQ , que se leen sobre la recta en Fig. 10.

$$W_f = 0.061 \text{ pulg.}$$

$$AQ = 5500$$

c. Calculamos la longitud de fractura creada, CL

$$CL = \frac{0.5 Q \times AQ}{hc} = \frac{0.5 \times 5 \times 5500}{82} = 167.7$$

$$CL = 168 \text{ pies}$$

d. Se determina el mínimo ancho de fractura.

$$\text{Min. ancho} = 2PD = 2 \times 0.02715$$

$$\text{Min. Ancho} = 0.0543 \text{ pulg.}$$

Con este valor vamos a fig. 10, sobre la recta encuentro el tiempo necesario para desarrollar dicho mínimo ancho.

Ese tiempo es el "pad time".

$$\text{"Pad Time"} = 20 \text{ min.}$$

Y el volumen correspondiente a este tiempo es:

$$\text{"Pad Volumen"} = 42 \times \text{Pad time} \times Q = 42 \times 20 \times 5$$

$$\text{"Pad Volumen"} = 9200 \text{ gal.}$$

e. Por último se calcula la relación de amplitud de fractu



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ra (WR).

$$WR = \frac{W_{100}}{W_{10}} = \frac{0.068}{0.049}$$

$$WR = 1.39$$

De fig. 11, con WR, se lee la pendiente de la curva tiempo - ancho.

$$\text{Pendiente} = 0.14$$

CUARTA PARTE: Determinación de los Parámetros de Transporte del Agente de Soporte.

DATOS:	Pendiente	:	0.14
	u_a	:	5 cps.
	Q	:	5 BPM
	h_c	:	
	Volumen tratamiento:		10000 gal.
	T.T.	:	47.6 min.
	Tamaño agente de Soporte.	:	20 - 40 mesh
	PC.	:	0.5 $\frac{\text{lbs}}{\text{gal.}}$
	CL	:	168 pies
	W_f	:	0.061 pulg.
	W_{100}	:	0.068 pulg.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

"Pad Time" : 20 min.
 "Pad Volumen" : 4200 gal.

- a. Se calcula el término de equilibrio velocidad - ancho. (Vw), en función de la viscosidad del fluido fracturante y del ancho de la fractura, por medio de fig. 12.

$$vw = 0.7$$

- b. Determino el porcentaje de fractura sostenida (PF), para lo que se necesita conocer la relación: $\frac{Q}{hc}$

$$\frac{Q}{hc} = \frac{5}{82} = 0.061$$

Con este valor, utilizando fig. 13, obtengo:

$$PF = 95\%$$

- c. Se encuentra el espesor de la fractura h_{eq} , en función de PF, de la siguiente manera:

$$h_{eq} = 0.01 \times PF \times hc = 0.01 \times 95 \times 82$$

$$h_{eq} = 78 \text{ pies}$$

- d. Se determina el tiempo de soporte

$$\text{Tiempo de Soporte} = T.T. - \text{"Pad Time"} = 47.6 - 20$$



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

Tiempo de Soporte = 27.6 min.

- e. Se calcula la velocidad de asentamiento del agente de soporte (V_s), en función de la viscosidad del fluido - fracturante y del diámetro promedio del agente de soporte. Ver fig. 14.

$$V_s = 0.17 \frac{\text{pie}}{\text{seg.}}$$

- f. Se encuentra el tiempo de asentamiento del agente de soporte (T de A) en base a la velocidad de asentamiento.

$$T \text{ de A} = \frac{hc}{60 V_s} = \frac{82}{60 \times 0.17} = 8.04 \text{ min.}$$

- g. Para determinar la longitud de fractura sostenida es necesario conocer los siguientes parámetros: X_1 , X_2 , Y_1 , Y_2 y Z , que se definen a continuación:

$$X_1 = T \text{ de A} + \text{"Pad Time"} = 8.04 + 20$$

$$X_1 = 28.04 \text{ min.}$$

$$X_2 = \text{"Pad Time"} = 20 \text{ min.}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

Los valores de Y_1 y Y_2 , se obtienen por medio de la Fig. 15 en función de los valores X_1 y X_2 respectivamente y de la pendiente calculado en el literal e de la tercera parte.

$$Y_1 = 1.20$$

$$Y_2 = 1.26$$

Luego:

$$Z = X_1 Y_1 - X_2 Y_2 = 28.04 \times 1.2 - 20 \times 1.26$$

$$Z = 8.45$$

h. Se determina el volumen del agente de transporte (V.A.T.) y el peso del agente de soporte (P.A.S.)

$$V.A.T. = \text{Vol. tratamiento} - \text{"Pad Volumen"}$$

$$V.A.T. = 5800 \text{ gal.}$$

$$P.A.S. = V.A.T. \times P.C. = 5800 \times 0.5$$

$$P.A.S. = 2900 \text{ lbs.}$$

i. Finalmente se efectúa el cálculo de la longitud (L) y del espesor (h_f) de la fractura sostenida, de acuerdo a figs. 16 y 17.

$$L = 300 \text{ pies}$$

$$h_f = 9.5 \text{ pies}$$

Debido a que L es mayor que CL , se calcula nuevamente dicho valor.

$$L = CL \left(1 - \frac{\text{Pad Time}}{T.T.} \right) = 168 \left(1 - \frac{20}{47.6} \right) = 168(1-0.42)$$

$$L = 97.4 \text{ pies}$$

Con este valor nuevamente determina h_f .

$$h_f = 29 \text{ pies.}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Como resulta que:

$$L < CL$$

$$h_f < h_{eq}$$

El diseño realizado para el pozo es válida.

QUINTA PARTE: Cálculo del incremento en Producción

DATOS:	h_f	:	29 pies
	L	:	97.4 pies
	K_i	:	6 md.
	S	:	40 acres
	w_f	:	0.061 pulg.
	h_i	:	82 pies
	ΔP	:	2153 lpc.

- a. Se calcula la concentración del agente de soporte en la fractura (CAS) utilizando la fig. 18.

$$CAS = 500 \frac{\text{lbs}}{100 \text{ pie}^2}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- b. Se determina la capacidad de flujo de la fractura (FC), en función del ΔP y de la concentración del agente de soporte.

Por fig. 19, se obtiene:

$$FC = 1100 \text{ md} - \text{pie}$$

De fig. 20 se encuentra r_e .

$$r_e = 660 \text{ pies}$$

c. Se encuentra la relación de espesores $\left(\frac{h_f}{h_i}\right)$

$$\frac{h_f}{h_i} = \frac{29}{82} = 0.35$$

Con este valor y en función del espaciamiento se encuentra el factor de capacidad relativa (RCF), por medio de fig. 21.

$$\text{RCF} = 0.0021 \text{ pies}$$

Determino con estos valores la capacidad relativa (RC).

$$\text{RC} = \frac{\text{RCF} \times \text{FC}}{K_i} = \frac{0.0021 \times 1100}{6}$$

$$\text{RC} = 0.39 \text{ pies}$$

d. Cálculo de la relación $\frac{L}{r_e}$

$$\frac{L}{r_e} = \frac{97.4}{660} = 0.15$$

Utilizando estos parámetros encuentro el incremento en producción a obtenerse después del tratamiento, por medio de fig. 22, $\left(\frac{J_f}{J_i}\right)$.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\frac{J_{fs}}{J_i} = 1.4$$

B. DISEÑO PARA EL POZO EPL - 597

PRIMERA PARTE: Cálculo de las Condiciones de Trabajo necesarias para efectuar el tratamiento.

DATOS:

Profundidad: : 13380 pies

Tamaño de tubería : 3 1/2 pulg. (d=2.992 pulg)

Q : 10 BPM

Gradiente BHTP : 0.7 lc/pie

Fluido Fracturante : Agua

Aditivos por 1000 gal.: 30 lbs. WG-6; 10 lbs CW-1 y 1 gal Morflo.

P.C. : 1.0 lbs/gal

Número de perforaciones. : 15

Diámetro de Perforación : 0.4 pulg.

μ_a : 10 cps.

ρ : 8.45 lbs/gal.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

a. Cálculo de caída de presión por fricción (P_f).

$$Rn = 928 \frac{\rho v d}{\mu}$$

$$v = \frac{420}{(3.14)} \times \frac{1}{60} \times \frac{1}{7.48} = 19.2 \frac{\text{pie}}{\text{seg}}$$

$$\frac{1}{4} \times \frac{1}{(2.992)^2} \times \frac{1}{144}$$

$$Rn = 928 \times \frac{8.45 \times 19.2 \times 2.992}{10} = 45047.2$$

$Rn = 4.5 \times 10^4 > 2000$. Se tiene flujo turbulento.

De fig. 1:

$$f = 0.0055$$

$$P_f = f \times \frac{LPV^2}{25.8 d} = \frac{5.5 \times 10^{-3} \times 13.38 \times 10^3 \times 8.45 (19.2)^2}{25.8 (2.992)}$$

$$P_f = 2970 \text{ lpc.}$$

b. Cálculo de la presión hidrostática (Ph)

Con la concentración del agente de soporte y la densidad del fluido fracturante se determina el gradiente de presión hidrostática ΔPh , de fig. 2.

$$\Delta Ph = 47 \frac{\text{lpc}}{100 \text{ pies}}$$

Entonces: $Ph = 0.01 \times 47 \times 13380 = 6289$

$$Ph = 6289 \text{ lpc}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

c. Cálculo de la presión de Inyección de fondo.

$$BHTP = \text{Gradiente BHTP} \times \text{Profundidad}$$

$$BHTP = 0.7 \times 13380 = 9366$$

$$BHTP = 9366 \text{ lpc.}$$

d. Cálculo de caída de presión a través de perforaciones.

De fig. 3 se puede observar que resulta un valor pequeño, menor a 100 lpc. Por tanto, se lo desprecia.

$$P_{pf} = 0 \text{ lpc.}$$

e. Cálculo de presión de inyección en superficie

$$\begin{aligned} P_w &= \text{BHTP} - P_h + P_f + P_{pf} \\ &= 9366 - 6289 + 2970 \\ P_w &= 6047 \text{ lpc.} \end{aligned}$$

BHTP 7 Pw

f. Cálculo potencia hidráulica.

$$\begin{aligned} \text{HHP} &= 0.0245 \times Q \times P_w \\ \text{HHP} &= 0.0245 \times 10 \times 6047 \\ \text{HHP} &= 1482 \text{ hhp} \end{aligned}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SEGUNDA PARTE: Determinación de las propiedades del Fluído.

DATOS:	Fluído	:	Agua
	Volumen	:	15000 gal.
	BHT	:	200°F
	Aditivos por 1000 galon es	:	30 lbs. WG-6; 10 lbs Cw-1 y 1 gal Mor flo.
	μ_r	:	11 cps.

ϕ	:	0.2
K_i	:	5 md.
μ_a	:	10 cps
BHTP	:	9366 lpc.
Pe	:	5100 lpc.

a. Se halla la temperatura del fluido en la fractura según Fig. 4.

$$T_f = 166^\circ F$$

b. Cálculo del coeficiente C_v , del fluido fracturante. Se determina el diferencial de presión.

$$\Delta P = \text{BHTP} - P_e = 9366 - 5100 = 4266$$

$$\Delta P = 4266 \text{ lpc}$$

De fig. 5:

$$C_v = 0.0305 > 0.024$$

Debido a que el valor límite de C_v es 0.024, tenemos que:

$$C_v = 0.024 \frac{pie}{V_{min}}$$

c. Cálculo del coeficiente del fluido fracturante, C_c .

Por fig. 6, se halla que:

$$C_c = 0.008 \frac{pie}{V_{min}}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

d. Cálculo del coeficiente del fluido fracturante C_{wf} :

Se lo halla por fig. 7.

$$C_w = 0.00265 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

e. Cálculo del coeficiente efectivo del fluido fracturante C_{eff} .

Por medio de la fig. 8 y en base a los coeficientes calculados, encuentro que:

$$C_{eff} = 0.00185 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$



**BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL**

TERCERA PARTE: Análisis de la Geometría de la Fractura.

DATOS:	Q	:	10 BPM
	P	:	8.45 lbs/gal.
	h_c (asumido)	:	206 pies
	lla	:	10 cps.
	Módulo de Young	:	6×10^6 lpc.
	Tamaño agente de Soporte.	:	20 - 40 mesh.
	C_{eff}	:	$0.00185 \frac{\text{pie}}{\text{min}}$
	Volumen tratamiento	:	15000 gal.
	Spurt loss	:	0.

a. Determinamos el valor de la relación R.

$$R = \frac{0.12 \times Q \times P}{h_c \times a} = 0.0049$$

$0.0049 < 0.32$. Por consiguiente se utiliza fig. 9, para construir tabla II, suponiendo diferentes valores - de longitud de fractura (CL).

TABLA II

CL pies	$Q \times CL \times a$	w_f (fig. 9) pulg.	$AQ = \frac{2 \times CL \times hc}{Q}$
200	20000	0.09	8240
500	50000	0.114	20600
1000	100000	0.135	41200

b. Se hace la graficación de w_f contra AQ , en fig. 10. Entonces tenemos que:

$$w_{10} = 0.065 \quad \text{pulg.}$$

$$w_{100} = 0.089 \quad \text{pulg.}$$

Calculamos el tiempo de tratamiento, TT.

$$T.T. = \frac{\text{Volumen}}{42 \times Q} = \frac{15000}{42 \times 10} = 35.7$$

$$T.T. = 35.7 \text{ min.}$$

Determino en fig. 10 que valores de w_f , y AQ , corresponden a éste tiempo de tratamiento.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

$$w_f = 0.078 \text{ pulg.}$$

$$AQ = 4600$$

c. Con estos valores calculo la longitud de fractura creada (CL).

$$CL = \frac{0.5 Q \times AQ}{hc} = \frac{0.5 \times 10 \times 4600}{206}$$

$$CL = 112 \text{ pies}$$

d. Encuentro el ancho mínimo de fractura

$$\text{Mínimo ancho} = 2 \times PD = 2 \times 0.02715$$

$$\text{Mínimo Ancho} = 0.0543 \text{ pulg.}$$

Con este valor en fig. 10, se halla el tiempo necesario para desarrollar dicho mínimo ancho.

$$\text{"Pad Time"} = 3.2 \text{ min.}$$

Entonces:

$$\text{"Pad Volumen"} = 42 \times 3.2 \times 10$$

$$\text{"Pad Volumen"} = 1344 \text{ gal.}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

e. Se calcula la relación de amplitud de fractura (WR)

$$WR = \frac{w_{100}}{w_{10}} = \frac{0.089}{0.065} = 1.37$$

$$WR = 1.37$$

De la fig. 11. se determina la pendiente de la curva tiempo-ancho, con WR.

$$\text{Pendiente} = 0.13$$

CUARTA PARTE: Determinación de los parámetros de transporte del Agente de Soporte.

DATOS:	Pendiente	:	0.13
	μ_a	:	10 cps.
	Q	:	10 BPM
	hc	:	206 pies
	Volumen	:	15000 gal
	T.T.	:	35.7 min.
	Tamaño agente de soporte.	:	20-40 mesh.
	P.C.	:	1.0 lbs/gal
	CL	:	112 pies
	w_f	:	0.078 pulg.
	w_{100}	:	0.089 pulg.
	"Pad Time"	:	3.2 min.
	"Pad Volumen.	:	1344 gal.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- a. Se calcula el término de equilibrio velocidad-ancho (vw) en función de la viscosidad del fluido fracturante y del ancho de la fractura, por medio de fig. 12.

$$vw = 0.7$$

- b. Se encuentra el porcentaje de fractura sostenida (PF) para lo cual necesito conocer:

$$\frac{Q}{h_c} = \frac{10}{206} = 0.049 \cong 0.05$$

$$\frac{Q}{h_c} = 0.05 \text{ BPM/pie}$$

De fig. 13 obtengo:

$$PF = 98\%$$

c. Determino el espesor de fractura h_{eq} , en función de PF.

$$h_{eq} = 0.01 \times PF \times h_c = 0.01 \times 98 \times 206$$

$$h_{eq} = 202 \text{ pies}$$

d. Cálculo del tiempo de Soporte.

$$\text{Tiempo de Soporte} = T.T. - \text{Pad Time} = 35.7 - 3.2$$

$$\text{Tiempo de Soporte} = 32.5 \text{ min.}$$

e. Encuentro la velocidad de asentamiento del agente de soporte V_s , en función de la viscosidad del fluido - fracturante y del diámetro promedio del agente de soporte. Ver fig. 14.

$$V_s = 0.11 \frac{\text{pie}}{\text{seg.}}$$

f. Cálculo del tiempo de asentamiento del agente de so-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

parte (T de A) en base a la velocidad de asentamiento.

$$T \text{ de A} = \frac{hc}{60 \times Vs} = \frac{206}{60 \times 0.11}$$

$$T \text{ de A} = 31.2 \text{ min.}$$

g. Para determinar la longitud de fractura sostenida es necesario conocer los siguientes parámetros: X_1 , X_2 , Y_1 , Y_2 y Z .

$$X_1 = T \text{ de A} + \text{"Pad Time"} = 31.2 + 3.2 = 34.4$$

$$X_1 = 34.4 \text{ min}$$

$$X_2 = \text{"Pad Time"} = 3.2 \text{ min.}$$

Los valores de Y_1 y Y_2 se obtienen de fig. 15, en función de X_1 y X_2 , respectivamente y de la pendiente, hallada en la tercera parte.

$$Y_1 = 1.16$$

$$Y_2 = 1.55$$

Luego:

$$Z = X_1 Y_1 - X_2 Y_2 = 34.4 \times 1.16 - 3.2 \times 1.55$$

$$Z = 34.9$$

h. Cálculo del volumen del agente de transporte (VAT) y peso agente del Soporte (PAS).

$$VAT = \text{Volumen tratamiento} - \text{"Pad Volumen"}$$

$$VAT = 15000 - 1344 = 13656 \text{ gal.}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$PAS = Vol. A \cdot T \times PC$$

$$PAS = 13656 \times 1$$

$$PAS = 13656 \text{ lbs}$$

i. Por último se calcula la longitud (L) y del espesor (h_f) de la fractura sostenida, según figs. 16 y 17.

$$L = 700 \text{ pies}$$

$$h_f = 15 \text{ pies}$$

Debido a que L es mayor que CL, lo recalculamos:

$$L = CL \left(1 - \frac{\text{Pad Time}}{T.T.} \right) = 112 \left(1 - \frac{3.2}{35.7} \right)$$

$$= 112 (1 - 0.09) = 112 \times 0.91$$

$$L = 102 \text{ pies}$$

Con este valor se determina nuevamente h_f .

$$h_f = 100 \text{ pies}$$

Como: $L < CL$

$$h_f < h_{cq}$$

El diseño efectuado es válido.

QUINTA PARTE. Cálculo del Incremento en Producción

DATOS: h_f 100 pies

L 102 pies



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

K_i	5 md
S	40 acres
w_f	0.078 pulg.
h_i	206 pies
P	4266 lpc.

a. Determino la concentración del Agente de Soporte en la fractura (CAS) utilizando fig. 18.

$$\text{CAS} = 640 \frac{\text{lbs}}{1000 \text{ pie}^2}$$

b. Calculo la capacidad de Flujo de la fractura (FC) en función del ΔP y de la concentración del agente de soporte, por fig. 19. F.C. = 900 md - pie

Por fig. 20 encuentro r_e .

$$r_e = 660 \text{ pies}$$

c. Se encuentra la relación de espesores $\left(\frac{h_f}{h_i} \right)$

$$\frac{h_f}{h_i} = \frac{100}{206} = 0.49$$

Con este valor y en base al espaciamento hallo el fac tor de capacidad relativa (RCF), por medio de Fig. 21.

$$\text{RCF} = 0.003 \text{ pies}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Con estos valores se calcula la capacidad relativa (RC).

$$RC = \frac{RCF \times FC}{K_i} = \frac{0.003 \times 900}{5}$$

$$RC = 0.54 \text{ pies}$$

d. Calculo la relación $\frac{L}{r_e}$

$$\frac{L}{r_e} = \frac{102}{660} = 0.155$$

Con estos parámetros se determina el incremento en producción a obtenerse después del fracturamiento, utilizando fig. 23.

$$\frac{J_{\delta_s}}{J_i} = 1.4$$



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

C. DISEÑO PARA EL POZO EPL - 367

PRIMERA PARTE: Cálculo de las condiciones del trabajo necesarias para efectuar el tratamiento.

DATOS:

Profundidad : 13421 pies
 Tamaño tubería : 3 1/2 pulg (d = 2.992 pulg.)
 Q : 20 BPM
 Gradiente BHTP : 0.7 $\frac{\text{lpc}}{\text{pie}}$
 Fluido Fracturante : Agua
 Aditivos por 1000 galones : 40 lbs WG-6; 10 lbs Cw-1 y 1 gal Morflo.
 P.C. : 1.5 $\frac{\text{lbs}}{\text{gal}}$
 Número perforaciones : 20
 Diámetro Perforación : 0.4 pulg.
 μ_a : 15 cps.
 ρ : 8.5 $\frac{\text{lbs}}{\text{gal}}$

a. Cálculo de la caída de Presión por fricción (P_f)

$$R_n = 928 \frac{\rho v d}{\mu_a}$$

$$v = \frac{840 \times \frac{1}{60} \times \frac{1}{7.48}}{\frac{(3.14)(2.992)^2}{4} \times \frac{1}{144}} = 38.4 \frac{\text{pie}}{\text{seg.}}$$

$$v = 38.4 \frac{\text{pie}}{\text{seg.}}$$



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

$$Rn = \frac{928 \times 8.5 \times 38.4 \times 2.992}{15} = 60343.9$$

$$Rn = 6.03 \times 10^4 > 2000. \text{ Hay flujo turbulento.}$$

De fig. 1

$$f = 0.0052$$

$$P_f = \frac{f L v^2}{25.8 d} = \frac{5.2 \times 10^{-3} \times 13.4 \times 10^3 \times 8.5 (38.4)^2}{25.8 \times 2.992}$$

$$P_f = 11314 \text{ lpc}$$

b. Cálculo de la Presión Hidrostática (Ph)

Conocida la concentración del agente de soporte y la densidad del fluido fracturante, se halla el gradiente de presión hidrostática (ΔPh), por fig. 2

$$\Delta Ph = 49 \frac{\text{lpc}}{100 \text{ pies}}$$

$$Ph = 0.01 \times \Delta Ph \times \text{Profundidad}$$

$$Ph = 0.01 \times 49 \times 13421 = 6576 \text{ lpc}$$

$$Ph = 6576 \text{ lpc}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

c. Cálculo de Presión de Inyección de fondo (BHTP)

$$\text{BHTP} = \text{Gradiente BHTP} \times \text{profundidad}$$

$$\text{BHTP} = 0.7 \times 13421 = 9395$$

$$\text{BHTP} = 9395 \text{ lpc}$$

d. Cálculo de caída de Presión a través de las perforaciones. (P_{pf}).

De fig. 3, nos resulta aproximadamente.

$$P_{pf} = 80 \text{ lpc.}$$

e. Cálculo de Presión de Inyección en Superficie

$$\begin{aligned} P_w &= \text{BHTP} - P_h + P_f + P_{pf} \\ &= 9395 - 6576 + 11314 + 80 \end{aligned}$$

$$P_w = 14213 \text{ lpc}$$

f. Cálculo de Potencia Hidráulica

$$\text{H.H.P.} = 0.0245 \times 20 \times 14213$$

$$\text{H.H.P.} = 6964 \text{ hhp}$$

BHTP < P_w



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SEGUNDA PARTE: Determinación de propiedades del fluido Fracturante.

DATOS:	Fluido	:	Agua
	Volumen	:	20,000 gal.
	BHT	:	200 °F
	Aditivos por 1000 galones.	:	40 lbs WG-6; 10 lbs. Cw-1 y 1 gal. Morfólo.
	μr	:	11 cps.
	ϕ	:	0.2
	K_i	:	20 md
	μa	:	15 cps

$$\begin{aligned} \text{BHTP} & : 9395 \text{ lpp.} \\ P_e & : 4600 \text{ lpc.} \end{aligned}$$

a. Cálculo de T_f . De fig. 4:

$$T_f = 158^\circ \text{ F}$$

b. Cálculo del coeficiente del fluido fracturante, C_v .
Se calcula primero el diferencial de presión.

$$\Delta P = \text{BHTP} - P_e = 9395 - 4600$$

$$\Delta P = 4795 \text{ lpc}$$

De fig. 5 obtenemos:

$$C_v = 0.05 > 0.024$$

$$C_v = 0.024 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

c. Cálculo del Coeficiente del fluido fracturante, C_c .
Utilizando fig. 6, hallo que:

$$C_c = 0.017 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

d. Cálculo del coeficiente del fluido fracturante, C_w .

Por medio de fig. 7

$$C_w = 0.00235 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

e. Cálculo del Coeficiente efectivo, del fluido fractu-

rante, C_{eff} . Basado en los coeficientes obtenidos, de Fig. 8:

$$C_{eff} = 0.0019 \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min}}}$$

TERCERA PARTE: Análisis de la Geometría de la Fractura.

DATOS:	Q	:	20 BPM
	ρ	:	8.5 $\frac{\text{lbs}}{\text{gal}}$
	h_c (asumido)	:	219 pies
	μ_a	:	15 cps.
	Módulo de Young	:	6×10^6 lpc.
	Tamaño agente de Soporte:		20-40 mesh.
	C_{eff}	:	$0.0019 \frac{\text{pie}}{\text{min}}$
	Volumen tratamiento	:	20000 gal.
	Spurt loss	:	0

a. Se encuentra el valor de la relación R

$$R = \frac{0.12 \times Q \times \rho}{h_c \mu_a} = \frac{0.23 \times 20 \times 8.5}{219 \times 15} = 0.01$$

$R = 0.01 < 0.32$. Se utiliza la fig. 9 en la construcción de tabla III, para lo cual es necesario suponer diferentes valores de longitud de fractura (CL)



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA III

CL pies	CL x Q x a	W_f pulg.	$AQ = \frac{2CL h_c}{Q}$
200	60000	0.12	4380
500	150000	0.15	10950
1000	300000	0.18	21900

b. Grafico W_f contra AQ en fig. 10. De la recta resultante puedo leer:

$$W_{10} = 0.10 \text{ pulg.}$$

$$W_{100} = 0.138 \text{ pulg.}$$

Se calcula el tiempo de tratamiento, T.T.

$$T.T. = \frac{\text{Volumen}}{42 Q} = \frac{20000}{42 \times 20} = 23.8$$

$$T.T. = 23.8 \text{ min.}$$

Para este T.T. en fig. 10, corresponden los siguientes valores de W_f y AQ .

$$W_f = 0.112 \text{ pulg.}$$

$$AQ = 3300$$

c. Calculo la longitud de fractura creada.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$CL = \frac{0.5 \times Q \times AQ}{h_c} = \frac{0.5 \times 20 \times 3300}{219} = 150.7$$

$$CL = 151 \text{ pies}$$

d. Se determina el ancho mínimo de fractura

$$\text{Ancho mínimo} = 2 \times PD = 2 \times 6.02715$$

$$\text{Ancho Mínimo} = 0.0543 \text{ pulg.}$$

En fig. 10, al interceptar la recta con el valor del ancho mínimo, hallo el tiempo necesario para desarrollar dicho ancho, o sea el "Pad Time".

$$\text{Pad Time} < 1 \text{ min.}$$

En este caso:

$$\text{"Pad Volumen"} = 0.05 \times \text{Volumen tratamiento} = 0.05 \times 20000$$

$$\text{"Pad Volumen"} = 1000 \text{ gal.}$$

Es preciso hacer notar que en la práctica de campo, - cuando el pad time es menor de 1 min. el pad volumen se determina tomando el 5% del volumen del tratamiento.

e. Se calcula la relación de amplitud de fractura, WR.

$$WR = \frac{W_{100}}{W_{10}} = \frac{0.138}{0.1} = 1.38$$

$$WR = 1.38$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

De fig. 11, con WR, se encuentra la pendiente de la curva tiempo-ancho.

$$\text{Pendiente} = 0.135$$

CUARTA PARTE: Determinación de parámetros de transporte del Agente de Soporte.

DATOS:	Pendiente	:	0.135
	μ_a	:	15 cps.
	Q	:	20 BPM
	h_c	:	219 pies
	Volumen	:	20000 gal.
	T.T.	:	23.8 min.
	Tamaño agente de Soporte.	:	20 - 40 mesh.
	PC	:	1.5 $\frac{\text{lbs}}{\text{gal}}$
	CL	:	151 pies
	w_f	:	0.112 pulg.
	w_{100}	:	0.138 pulg.
	"Pad Volumen"	:	1000 gal.
	"Pad Time"	:	1 min.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

a. Se calcula el término de equilibrio de velocidad-ancho (V_w) en base a la viscosidad del fluido fracturante y al ancho de la fractura.

$$\text{Por medio de fig. 12: } v_w = 0.88$$

- b. Se determina el porcentaje de fractura sostenida (PF).
Para ello calculo el valor de Q/h_c .

$$\frac{Q}{h_c} = 0.09 \frac{\text{BPM}}{\text{pie}}$$

De fig. 13, con este valor hallo PF.

$$\text{PF} = 92\%$$

- c. Se encuentra el espesor de la fractura h_{eq} , en función de PF, de la siguiente forma:

$$h_{eq} = 0.01 \times \text{PF} \times h_c = 0.01 \times 92 \times 219$$

$$h_{eq} = 201.5 \text{ pies}$$

- d. Se calcula el tiempo de soporte.

$$\text{Tiempo de soporte} = \text{T.T. Pad Time} = 23.8 - 1$$

$$\text{Tiempo de soporte} = 22.8 \text{ min.}$$

- e. Se determina la velocidad de asentamiento del agente de soporte V_s , en base a la viscosidad del fluido frac turante y al diámetro promedio del agente de soporte, por fig. 14.

$$V_s = 0.084 \frac{\text{pie}}{\text{seg.}}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- f. Encuentro el tiempo de asentamiento del agente de soporte (T de A) en función de la velocidad de asentamiento.

$$T \text{ de A} = \frac{h_c}{60 V_s} = \frac{219}{60 \times 0.084}$$

$$T \text{ de A} = 43.5 \text{ min.}$$

- g. Se efectúa el cálculo de los parámetros:

X_1 , X_2 , Y_1 , Y_2 y Z , necesarios para determinar la longitud de fractura sostenida.

$$X_1 = T \text{ de A} + \text{"Pad Time"} = 43.5 + 1 = 44.5$$

$$X_1 = 44.5 \text{ min}$$

$$X_2 = \text{"Pad Time"} = 1$$

$$X_2 = 1 \text{ min.}$$

De fig. 15 obtengo Y_1 y Y_2 , en función de X_1 y X_2 , respectivamente, y de la pendiente, calculado en la tercera parte.

$$Y_1 = 1.13$$

$$Y_2 = 1.80$$

Luego:

$$Z = X_1 Y_1 - X_2 Y_2 = 44.5 \times 1.13 - 1 \times 1.8$$

$$Z = 50.29 - 1.8 = 48.5 \text{ min.}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

h. Calculo el volumen del agente de transporte (VAT) y el peso del agente de soporte (PAS).

$$\text{VAT} = \text{Vol. tratamiento} - \text{"Pad Time"}$$

$$\text{VAT} = 20000 - 1000$$

$$\text{VAT} = 19000 \text{ gal.}$$

$$\text{PAS} = \text{VAT} \times \text{PC} = 19000 \times 1.5$$

$$\text{PAS} = 28500 \text{ lbs.}$$

i. Se determina la longitud (L), y el espesor (h_f) de la fractura sostenida, por medio de figs. 16 y 17.

$$L = 1100 \text{ pies}$$

$$h_f = 14 \text{ pies}$$

Como L es mayor que CL , recalculamos ese valor

$$L = CL \left(1 - \frac{\text{Pad Time}}{\text{T.T.}} \right) = 151 \left(1 - \frac{1}{23.8} \right)$$

$$= 151 (1 - 0.04) = 151 \times 0.96$$

$$L = 145 \text{ pies}$$

Encuentro nuevamente h_f de fig. 17, con este valor de L .

$$h_f = 105 \text{ pies}$$

Como: $h_f < h_{eq}$

$$L < CL$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El diseño efectuado para este pozo es válido.

QUINTA PARTE: Cálculo del Incremento en Producción.

DATOS:	h_f	:	105 pies
	L	:	145 pies
	K_i	:	20 md
	S	:	40 acres
	w_f	:	0.112 pulg.
	h_i	:	219 pies
	ΔP	:	4795 lpc.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

a. Determino la concentración del agente de soporte en la fractura (CAS), utilizando fig. 18.

$$CAS = 930 \frac{\text{lbs}}{1000 \text{ pie}^2}$$

b. Se halla la capacidad de flujo de la fractura (FC) en función del ΔP y de la CAS, por fig. 19.

$$F.C. = 1060 \text{ md} - \text{pie}$$

De fig. 20 se encuentra r_e .

$$r_e = 660 \text{ pies}$$

c. Efectuo el cálculo de la relación de espesores, $\frac{h_f}{h_i}$.

$$\frac{h_f}{h_i} = \frac{105}{219} = 0.48$$

Utilizando este valor y en base al espaciamiento encuentro el factor de capacidad relativa (RCF), por Fig. 21.

$$RCF = 0.0029 \text{ pies}$$

Entonces, calculo, con estos valores, la capacidad relativa, RC.

$$RC = \frac{RCF \times FC}{K_i} = \frac{0.0029 \times 1060}{20} = 0.15$$

$$RC = 0.15 \text{ pies}$$

d. Determino el valor de la relación $\frac{L}{n_e}$

$$\frac{L}{n_e} = \frac{145}{660} = 0.22$$

Por medio de la fig. 22, con los parámetros obtenidos efectúo la determinación del incremento en producción $\left(\frac{J_{\delta s}}{J_i}\right)$ a obtenerse después de realizado el tratamiento.

$$\frac{J_{\delta s}}{J_i} = 1.3$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

96-597-367



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO VII DISCUSION DE RESULTADOS

De los resultados obtenidos se puede observar que la pérdida de presión causada por la fricción del fluido fracturante en la tubería, es mayor en el pozo EPL-367, debido a que el fluido utilizado en éste caso es más viscoso y por consiguiente más denso. Por ésta misma razón, la presión de la columna hidrostática es mayor y la caída de presión a través de las perforaciones es apreciable, en el pozo EPL-367.

Debido a que se han efectuado los diseño con diferentes valores de densidad del fluido fracturante es posible apreciar que se requiere mayor presión de inyección en su superficie y por lo tanto mayor potencia hidráulica para llevar a cabo el tratamiento, cuando se incrementan los valores de densidad.

Los resultados señalan un coeficiente efectivo de fluido fracturante menor para el pozo EPL-96. En este caso, por consiguiente, son menores las pérdidas de fluido, teniéndose en consecuencia una efectividad mayor del fluido fracturante.



El tiempo requerido para efectuar el tratamiento resulta mayor en el pozo EPL-96, debido a la menor tasa de bombeo (5 BPM). Para el pozo EPL-367, dicho tiempo es a proxímadamente la mitad del valor anterior, a pesar de que para éste diseño se incrementó el volumen del tratamiento.

Como se está utilizando el mismo tamaño de arena como agente de soporte en todos los diseños, el ancho mínimo de fractura que se necesita crear es igual para los 3 casos. Sin embargo el tiempo necesario para desarrollar éste ancho mínimo es mayor en el pozo EPL-96.

El porcentaje de fractura llenado con agente de soporte es mayor para el pozo EPL-597. También en este caso, el espesor de fractura y el tiempo de soporte son mayores.

Por otra parte el volumen del agente de transporte y el peso del agente de soporte resultan mayores para el pozo EPL-367. En consecuencia la longitud y el espesor de la fractura creada serán mayores.

Finalmente, para los 3 casos analizados, se obtienen incrementos en la producción de los pozos después de llevar a cabo el tratamiento, encontrándose el menor incremento en el pozo EPL-367.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

1. La densidad del fluido fracturante influye en la presión de inyección necesaria en superficie para llevar a cabo el tratamiento, y por lo tanto en la potencia hidráulica requerida.
2. Es indudable que si no se aumenta la concentración de aditivos para controlar las pérdidas de fluido, el coeficiente efectivo de pérdida de fluido aumenta conforme se incrementa el volumen del tratamiento.
3. El tiempo necesario para efectuar la inyección del fluido fracturante disminuye al aumentar la tasa de bombeo, a pesar de incrementar el volumen del tratamiento.
4. Para un mismo tamaño de tubería y espesores de formación la longitud de la fractura creada, aumenta al incrementar la tasa de inyección.
5. El tiempo necesario para crear el ancho mínimo de fractura disminuye conforme aumenta la tasa de bombeo. Por lo tanto similar efecto se observa en el volumen necesario para ese ancho mínimo.
6. El tiempo de asentamiento del agente de soporte es ma-

yor para mayores tasas de inyección.

7. La profundidad a la que se encuentra la formación a estimularse también influye en la presión de inyección en superficie y en la potencia hidráulica.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO IX

RECOMENDACIONES

1. *Evaluar la aplicación de los métodos de fracturamiento y de los fluidos fracturantes utilizados en el Oriente Ecuatoriano en base a resultados obtenidos.*
2. *Efectuar comparaciones entre las distintas técnicas de fracturamiento, con el fin de determinar la de mayor aplicabilidad para las características presentes en las formaciones existentes en nuestro país.*



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A P E N D I C E

En esta sección se presentan los datos de las pruebas de restauración de presión corridas en los pozos que se utilizan para el diseño.



**BIBLIOTECA FIC1
ESPOL**

POZO EPL - 96

Tiempo de Cierre

Presiones de "BUILD UP"

42	3024
36	3012
30	2990
24	2943
21	2940
18	2936
15	2916
12	2892
9	2845
6	2815
5	2797
4	2749
3	2705
2	2588
1	2218

POZO EPL - 96

Tope Yacimiento	7421	
Perfs.	7540	7790
Pies Perf.	82	
Visc. Petróleo (cps)	10	
Shrinkage	0.75	
Compr (10-6)	12.20	
Porosidad	20.0	
Prod. Acumul.	11060	
Factor Form.	31.6	
P70hrs (Meas Dep)	3072	
P2186 (Meas Dep)	3282	
Pinf (Meas Dep)	3305	
Max Temp (F)	220	

Meas Dep (SS)	7751
Datum (SS)	8000
T(hrs)	480
Pr. Flujo (Md)	651
Pr. Flujo (Tp)	641
Tasa Prod.	553
Estrang. (1/32)	32
GOR (CF/B)	2244
THP (Psig)	140
Bsw	0.4
Espacia.	40
P70hrs (Top Perf)	3045
P2188 (Top Perf)	3056
Pinf (top Perf)	3278

Vacim. Eoceno		
Num Estd.		27
Fecha prueba	5	9 67
Tiempo		16.40
Pendiente		260
KH/U (Md.Ft/Cp)		99
Perm. (Md)		6
Factor daño		4.1
Por. Cai. Pr.		35
PI (2188) Top Perf.)		0.2
PI (inf) Top Perf.)		0.2
P70hrs (Datum)		3202
P 2188 (Datum)		3413
Pinf (Datum)		3435

Hud 0 Date 0/0 Compañía Shell de Venezuela, Pozo EPL - 96

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



POZO EPL 597

TIEMPO DE

PRESIONES DE

CIERRE

"BUILD UP"

42	4532
40	4532
36	4524
32	4514
28	4496
24	4490
20	4488
18	4485
16	4485
14	4481
12	4476
10	4458
9	4458
8	4458
7	4458
6	4458
5	4458
4	4458
3	4458
2	4458
1	4458

BIBLIOTECA FIC
ESPOL



Tope Vacimiento	11003
Perforaciones	13380
pies perforados	206
Visc. Petroleo	11
Shrinkage	0.39
Compr (10-6)	40.20
Porosidad	20.0
Prod. Acumul. bbl	5349029
Factor Form'	4.9
P7OHRS (meas Dep)	4578
P 3065 (Meas Dep)	4887
Pink (Meas Dep)	5104
Max Temp (F)	300

Meas Dep (SS)	12506
Datum (SS)	13000
T(hrs)	38702
Pr. Flujo (MD)	3121
Pr. Flujo (TP)	3134
Tasa Prod.	3317
Estrang. (1/32)	16
GOR (CF/B)	2589
THP (PSIG)	560
BSW	2.0
Espacia. Acres	40
P7Ohrs (Top Per)	4590
P 3065 (Top Per)	4899
Pinf (Top Per)	5117

Pozo EPL-597

Yaci. Eoceno			
Hum. Est.			5
Fecha prueba	7	8	74
Tiempo			13.36
Pendiente			192
KH/U (MD.FT/CP)			94
Perm. (Md)			5
Factor daño			1.9
Por. Cai. Pre.			18
PI (3065) Top Perf.			1.8
PI(INF) top perf.			1.6
P 7 OHRS (DATUM)			4697
Pinf (DATUM)			5223
P3065 (DATUM)			5006

Hud Date 0/0 Compañía Shell de Venezuela, POZO EPL-597

59	4329
56	4329
52	4329
48	4323
44	4317
40	4317
36	4317
32	4317
28	4317
24	4296
20	4285
18	4274
16	4263
14	4258
12	4247
10	4236
9	4227
8	4221
7	4207
6	4193
5	4176
4	4142
3	4085
2	3984
1	3811

POZO EPL-367

Tope Vacimiento	121
Perfs.	18010-1
Pies Perf.	174
Visc. Petróleo (Cps)	174
Shrinkage	39
Compr (10-6)	40.20
Porosidad	20.0
Pro. Acumul.	
Factor Form.	4.6
P7)hrs (Meas Dep)	4336
P1252 (Meas Dep)	4444
Pinf (Meas Dep)	4593
Max Temp (F)	300

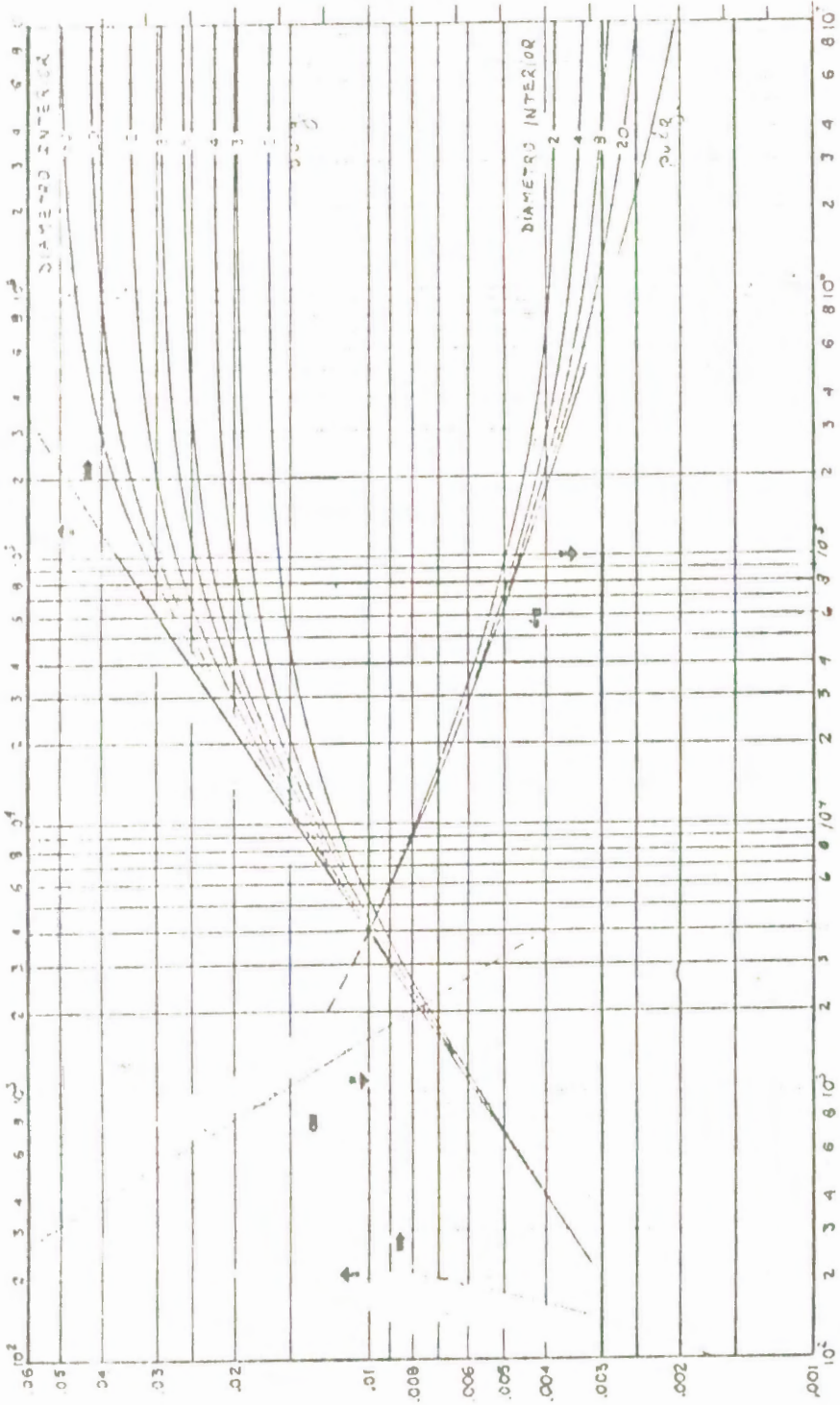
121
18010-1
174
39
40.20
20.0
4.6
4336
4444
4593
300



Meas Dep (SS)	12915
Datum (SS)	13000
T (Hrs)	65002
Pre. FLujo (MD)	3225
Pre. FLujo (TP)	3241
Tasa Prod.	3876
Estrangulador (1/32)	32
GOR (CF/B)	2511
THP (PSIG)	480
BSW	0.2
Esp. Acres	40
P 7 Ohrs (top Perf)	4350
P 1252 (Top Perf)	4457
Pinf (Top Perf)	4606

Vacim. Eoceno	
Num. Estud.	35
Fecha prueba	7 8 74
Tiempo	1905
Pendiente	87
KH/U (Md.Ft/Cp)	398
Perm (Md)	30
Factor daño	7.2
Por. Cai. Pres.	44
PI (1252) top Perf.	3.1
PI (inf) top Perf.	2.8
P70hrs (DATUM)	4355
P1252 (DATUM)	4463
Pinf (DATUM)	4612

FIGURAS



R_n .

FIG. 1.- Número de Reynolds vs. Factor de fricción



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

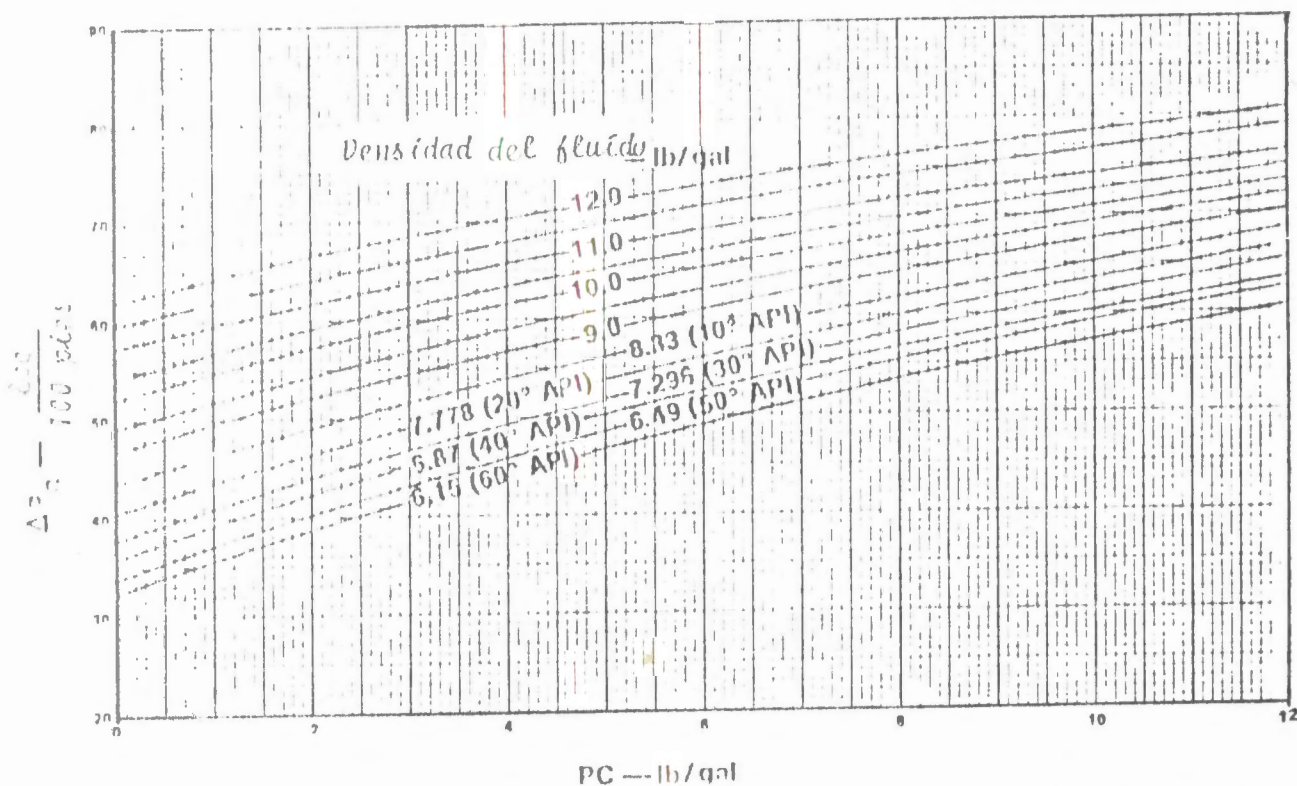


FIG. 2. - Gradiente de Presión Hidrostática vs. Concentración Agente de Soporte.



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

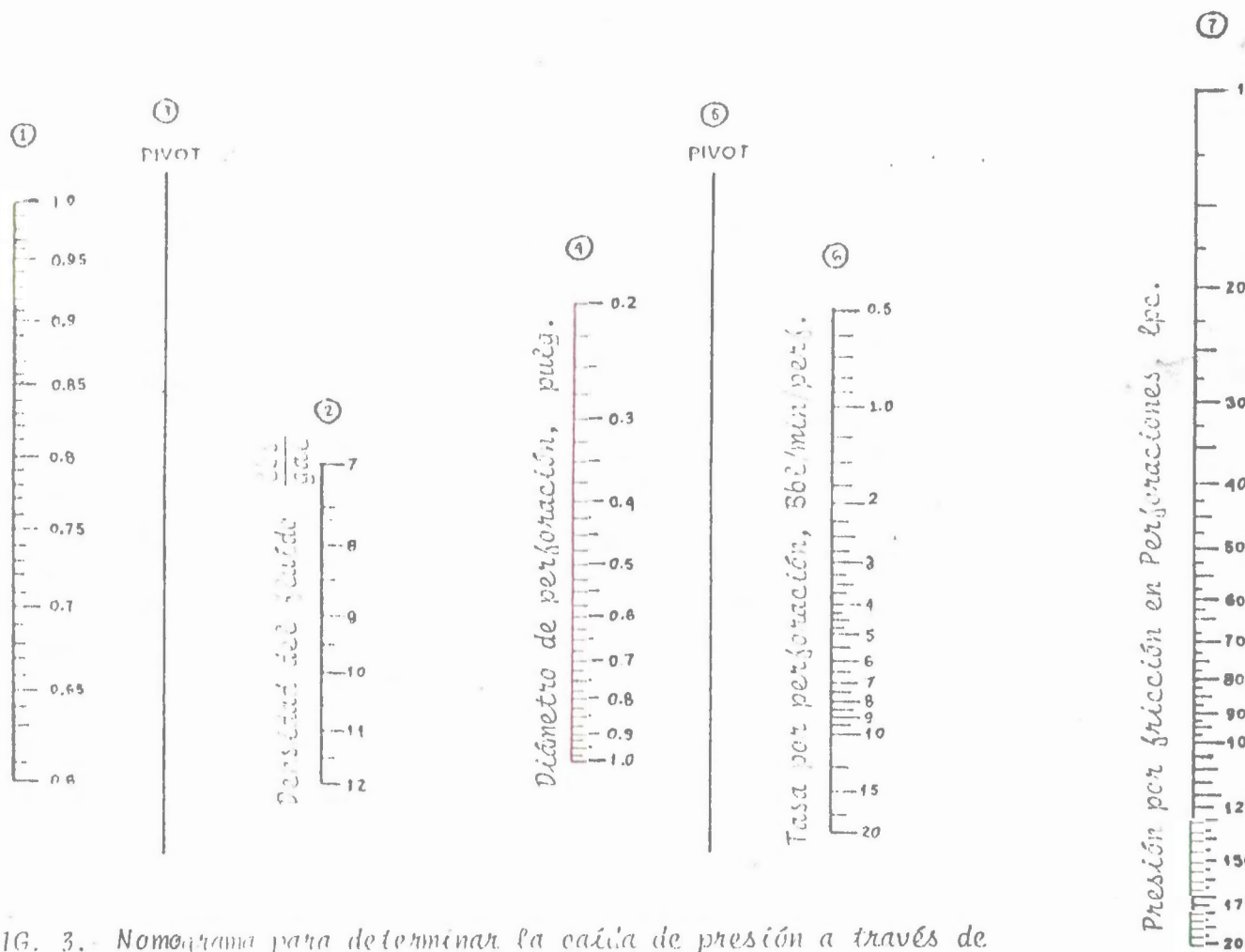


FIG. 3.- Nomograma para determinar la caída de presión a través de perforaciones (P_{pf})



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

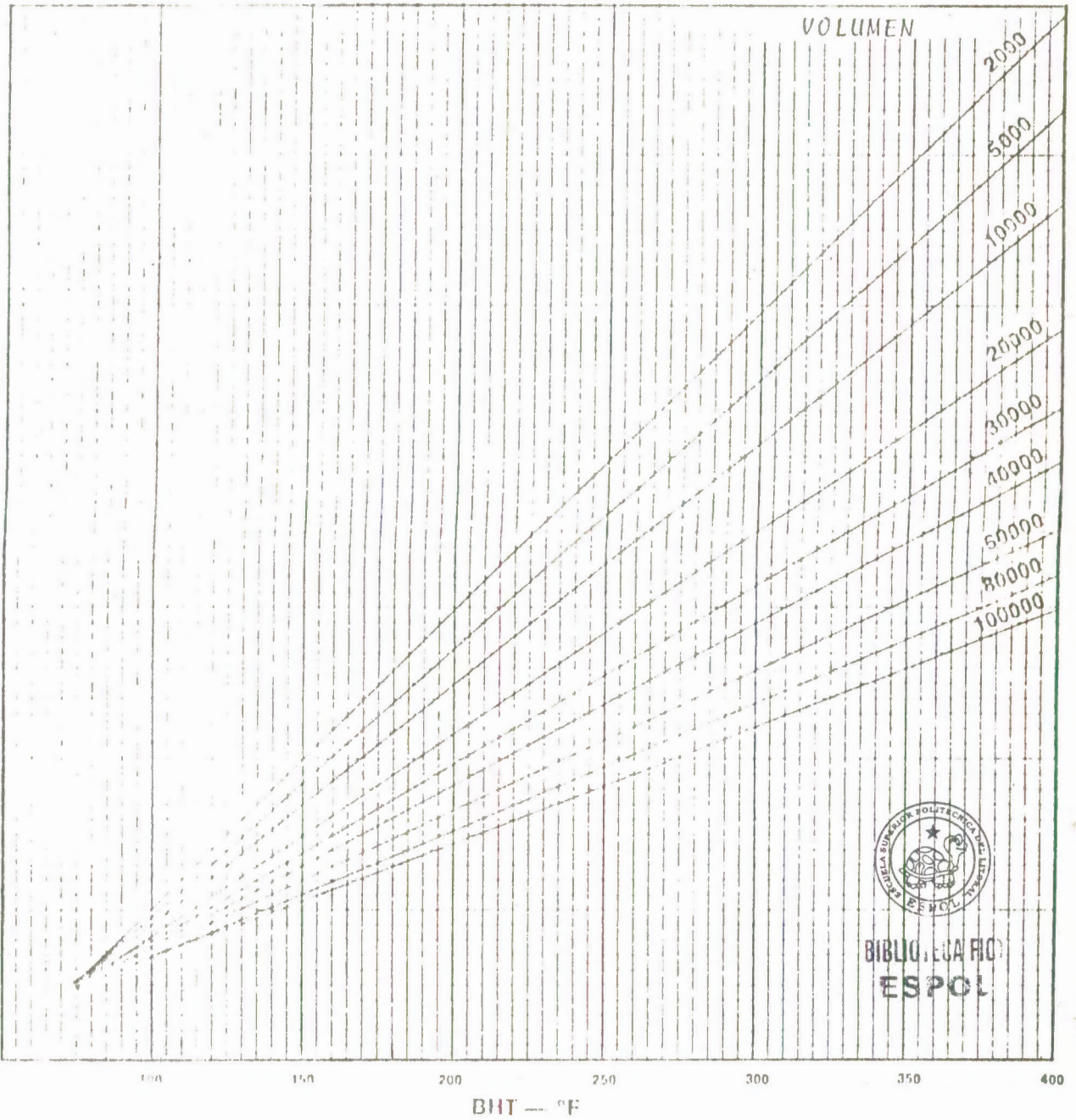
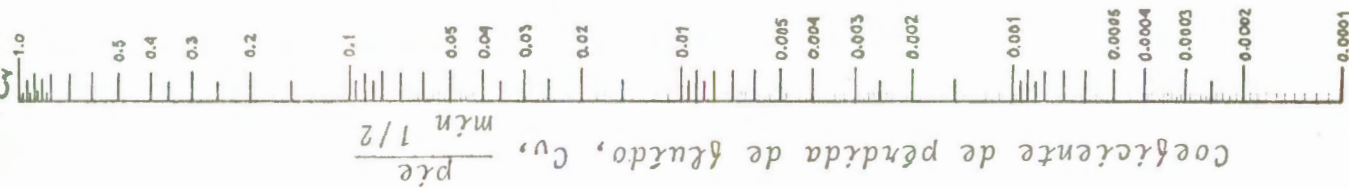


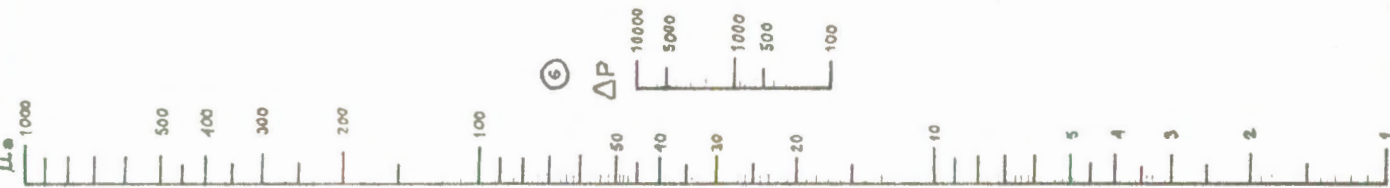
FIG. 4.- Temperatura en Fractura vs. Temperatura del fondo estático del Pozo.

+

Coefficiente de pérdida de fluido, C_v , $\frac{pfe}{m^2n \ 1/2}$

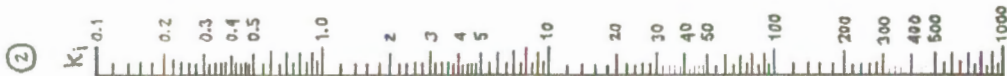


Viscosidad del fluido fraturante, cps.

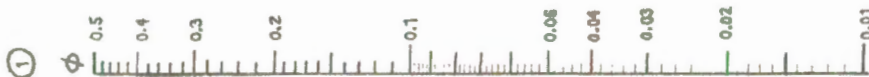


BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Permeabilidad promedio zona no dañada, ml.



Porosidad, fracción



+

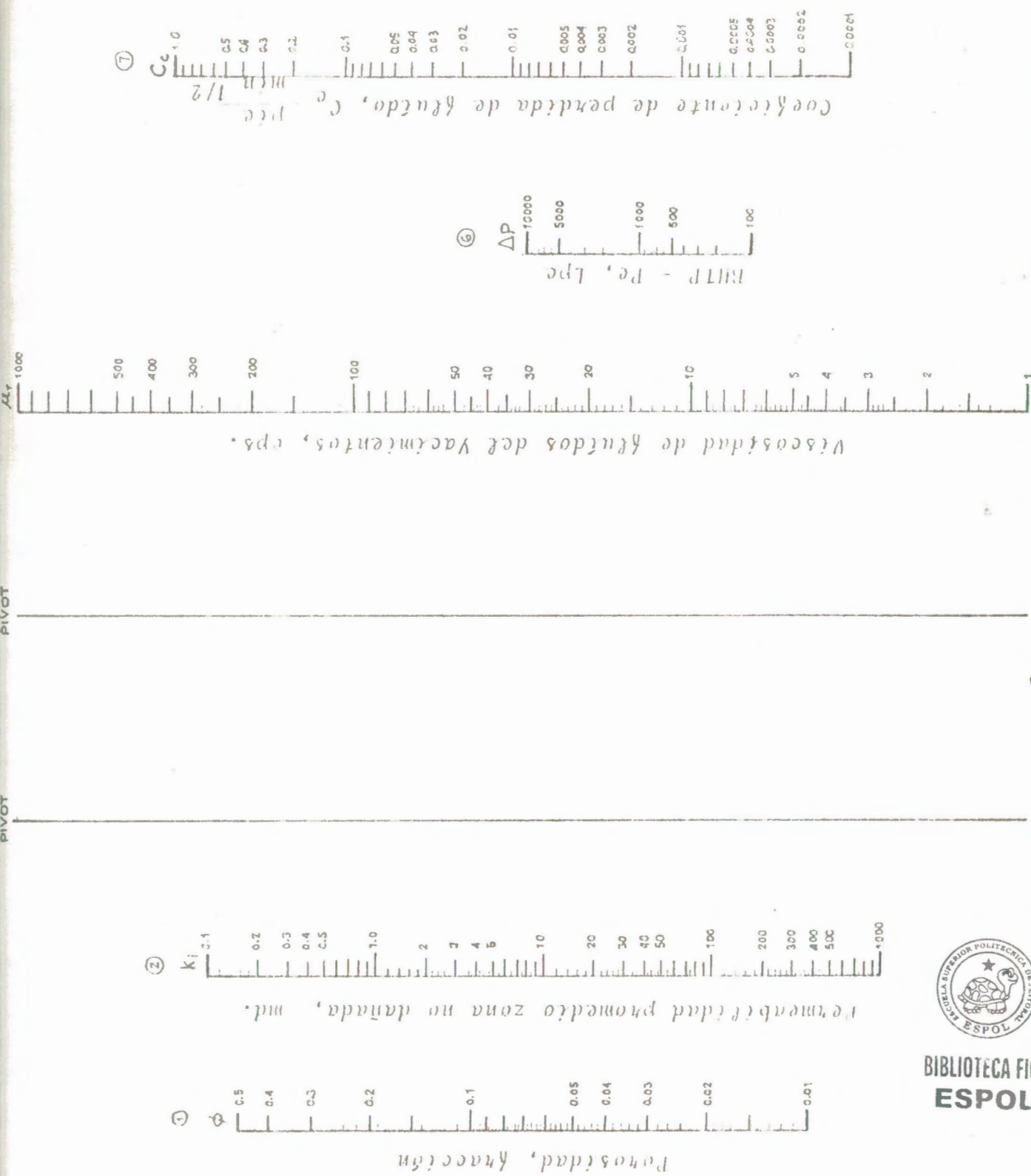


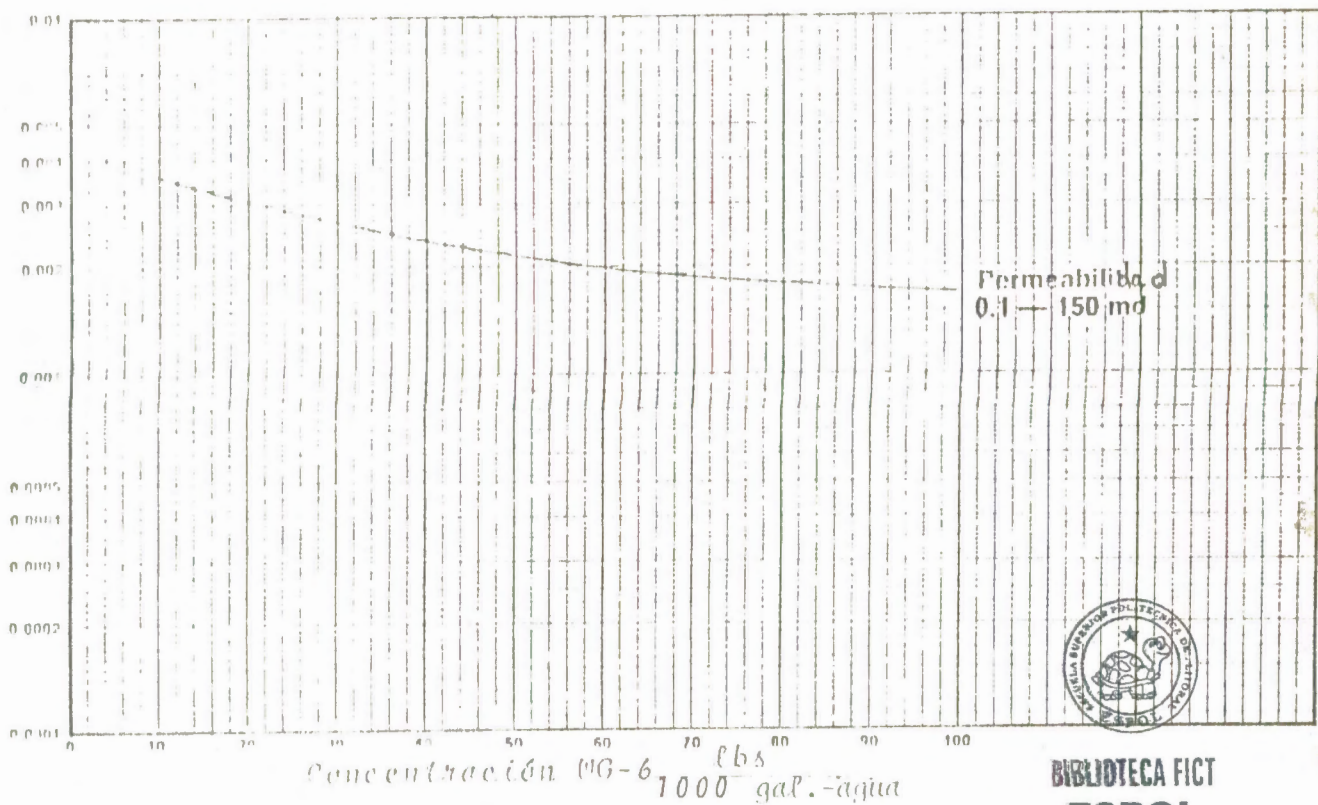
FIG. 6.- Coeficiente de pérdida de fluido, C_c



BIBLIOTECA FICI
ESPOL

X

FIG. 7. Coeficiente de Pérdida de fluido, C_w vs. Concentración de WG-6.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

+



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

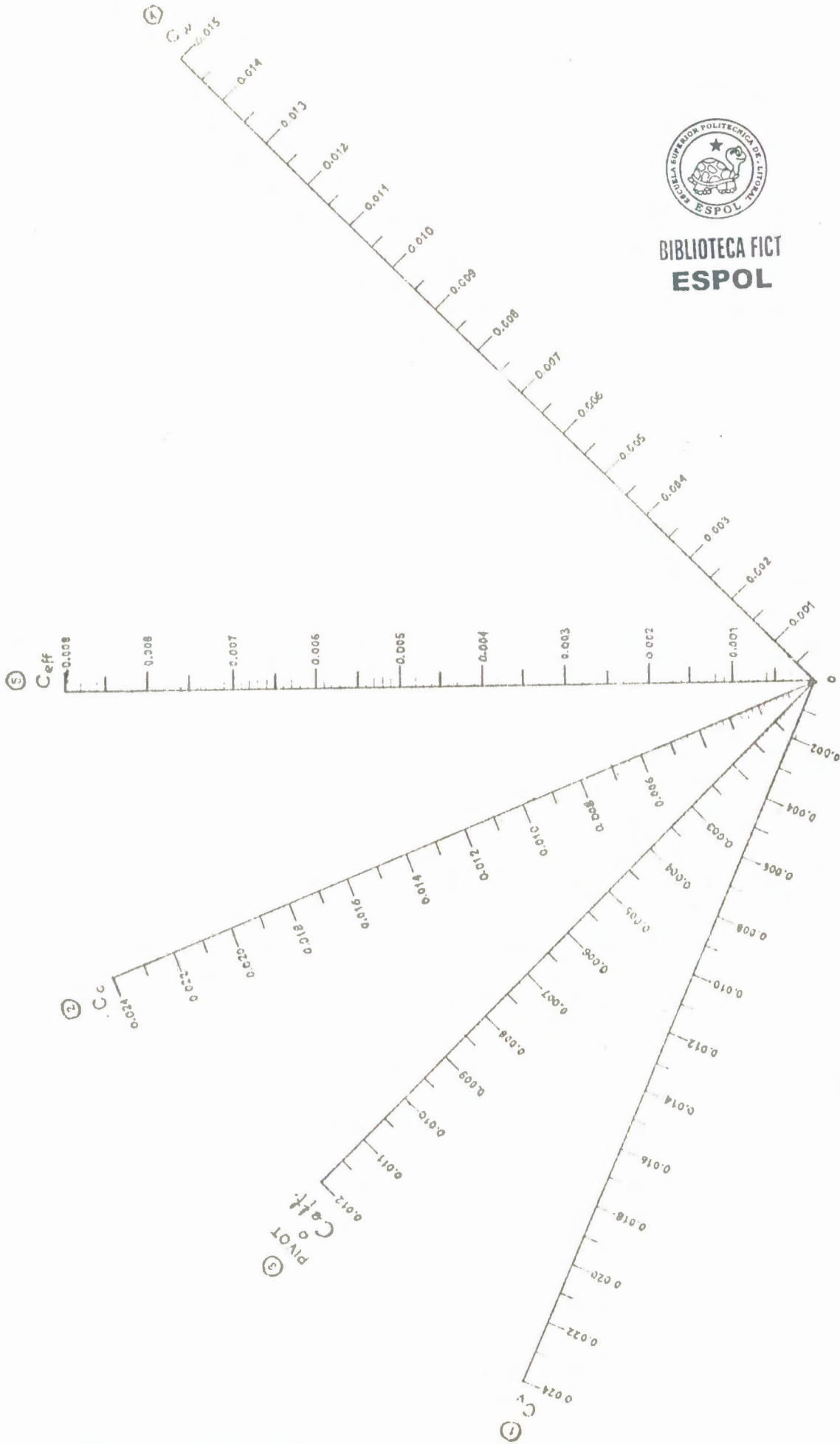


FIG. 8.- Nomograma para calcular el coeficiente efectivo del fluido fraccionario

X

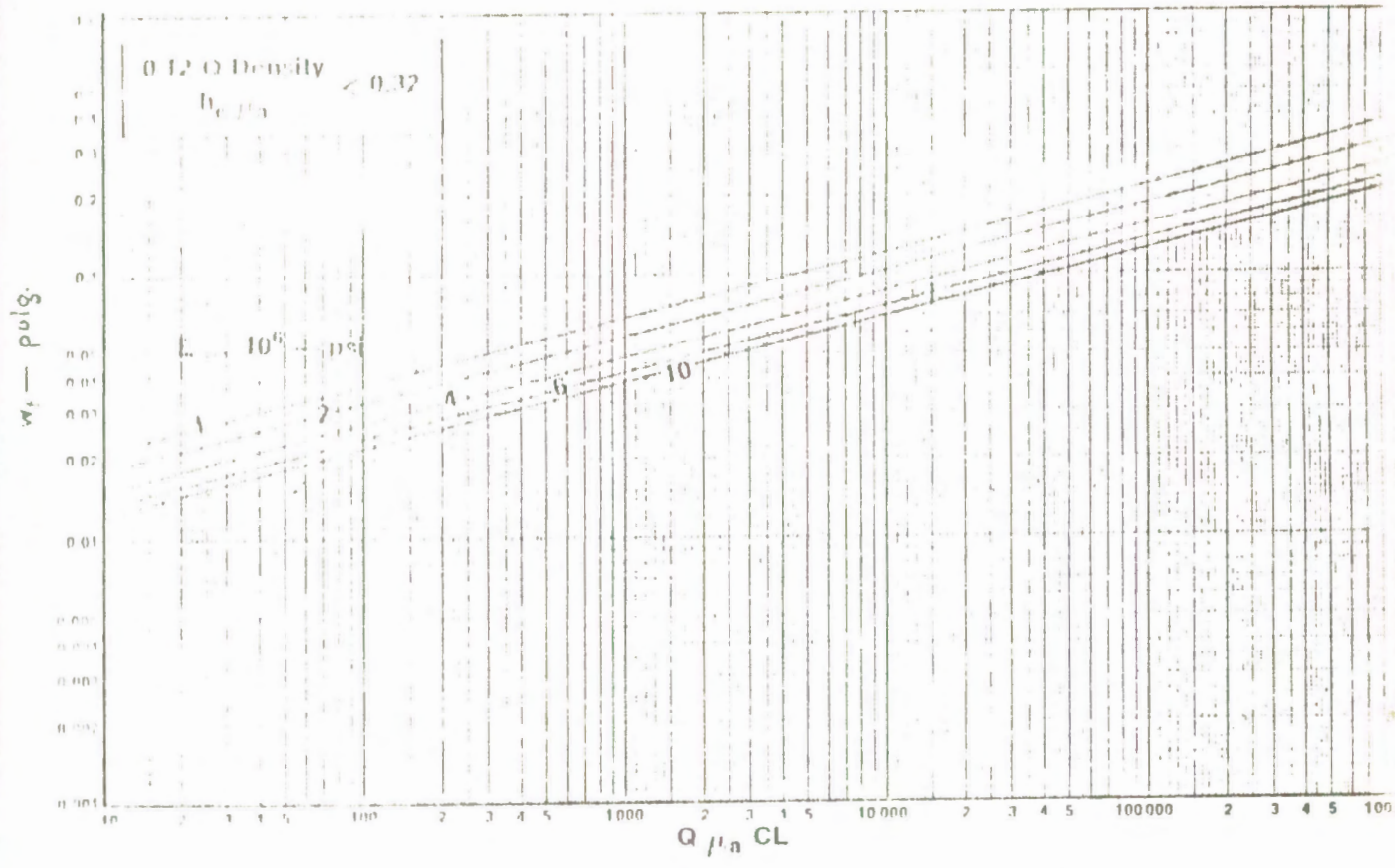
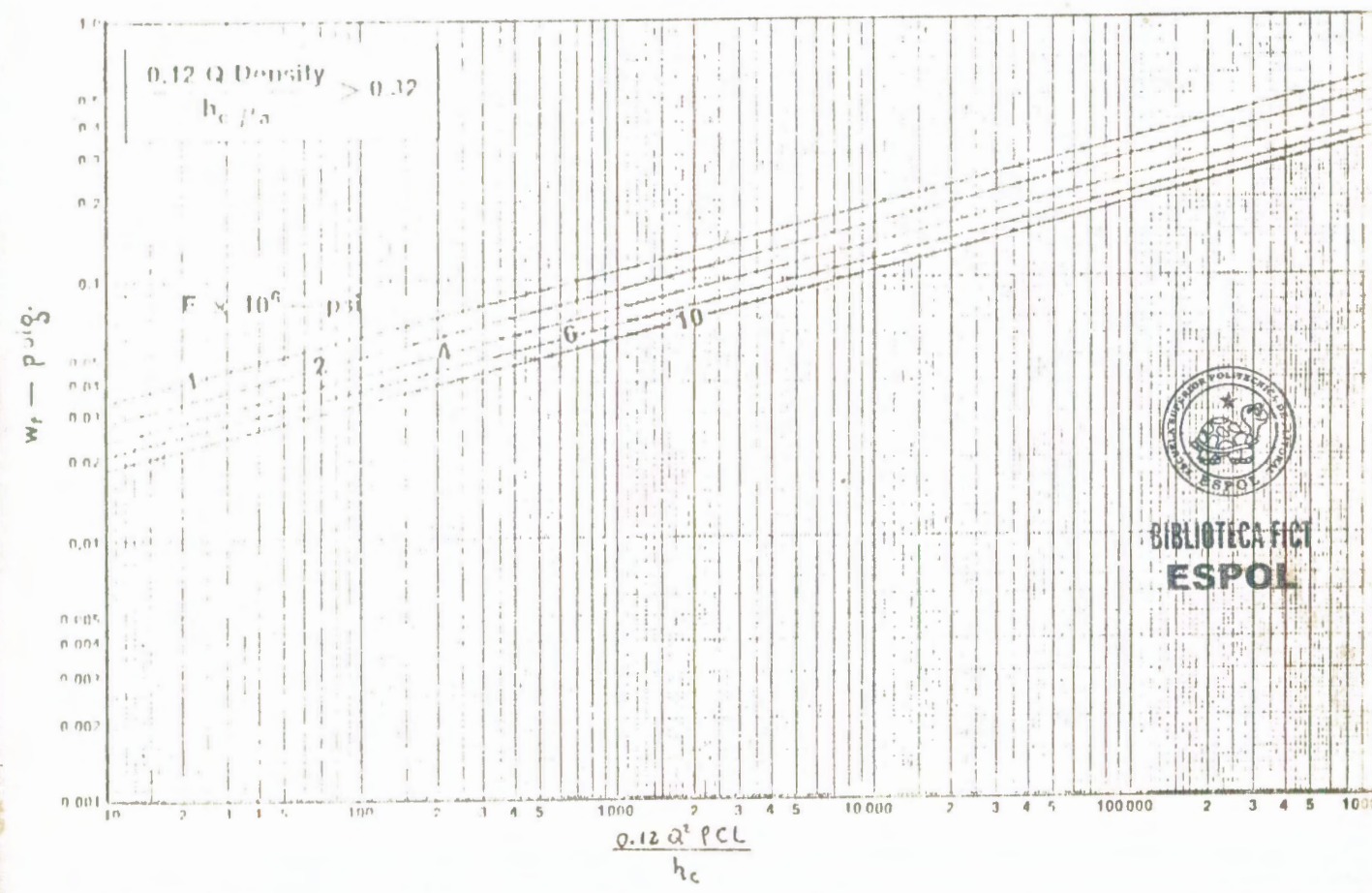


FIG. 9.- Ancho de fractura en función del módulo de Young λ



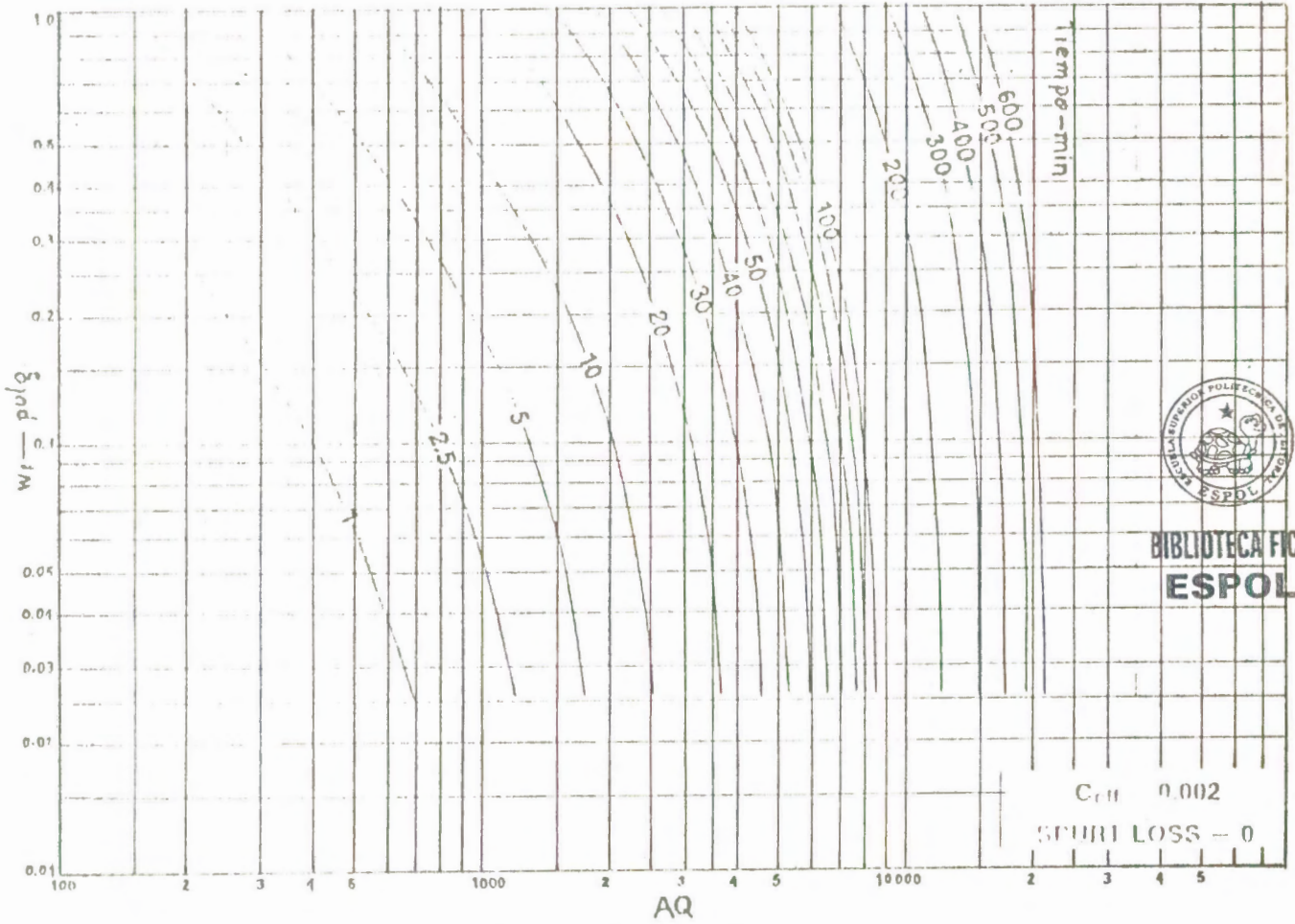


FIG. 10. Ancho de fractura vs. AQ

X

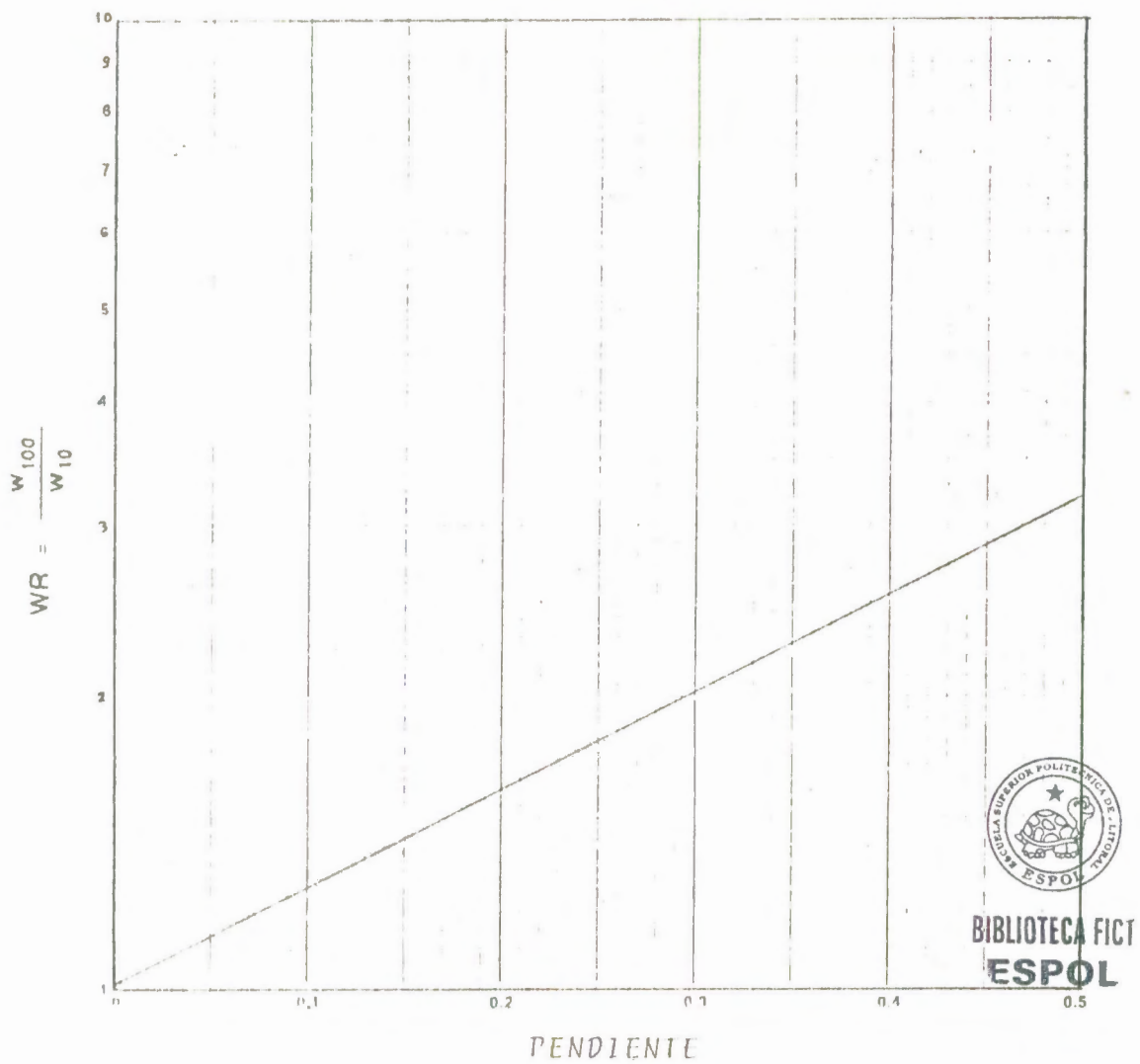


FIG. 11.- Relación de amplitud vs. pendiente

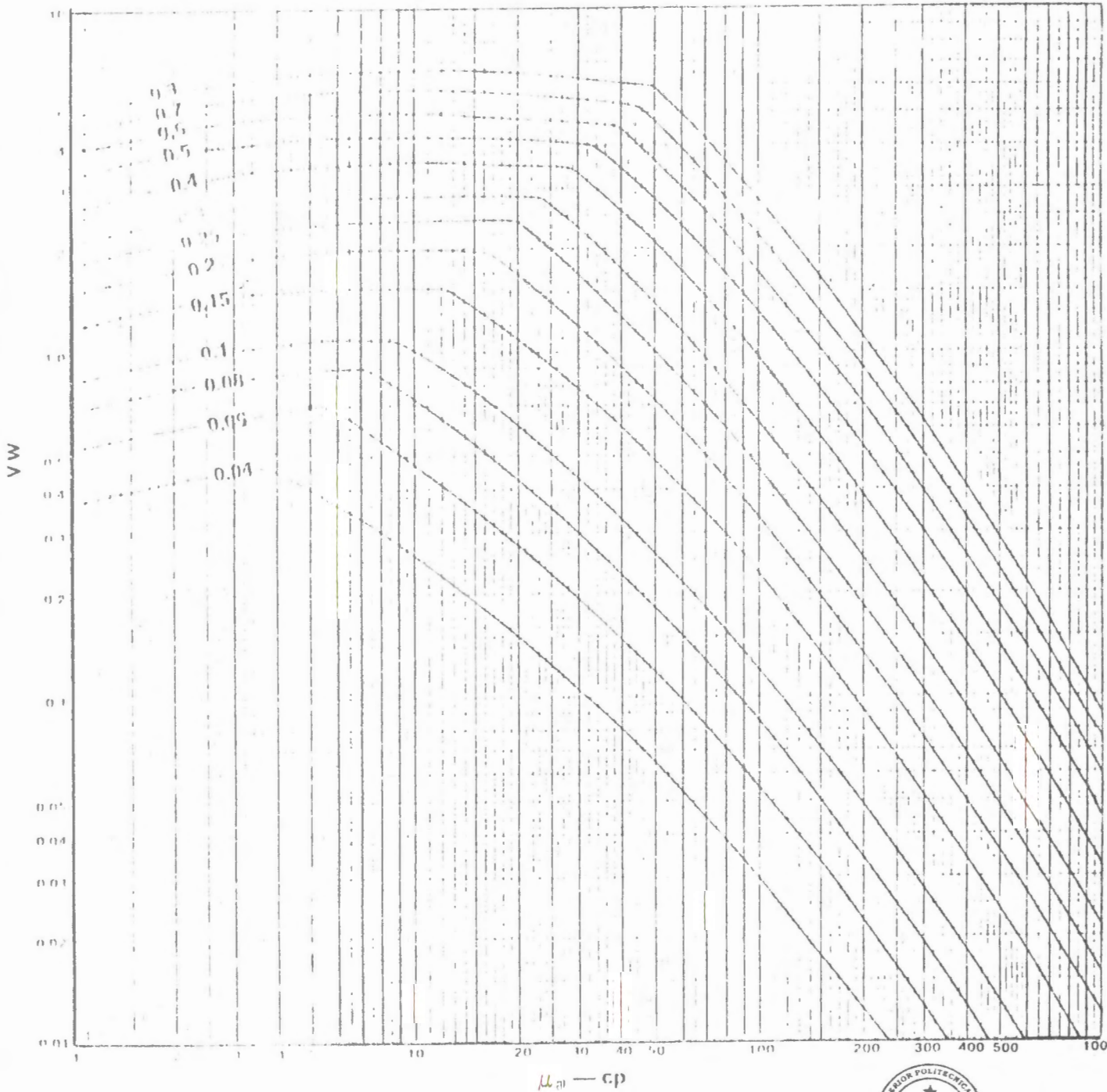


FIG. 12. - Término de equilibrio - velocidad ancho vs. velocidad del fluido, u .



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

X

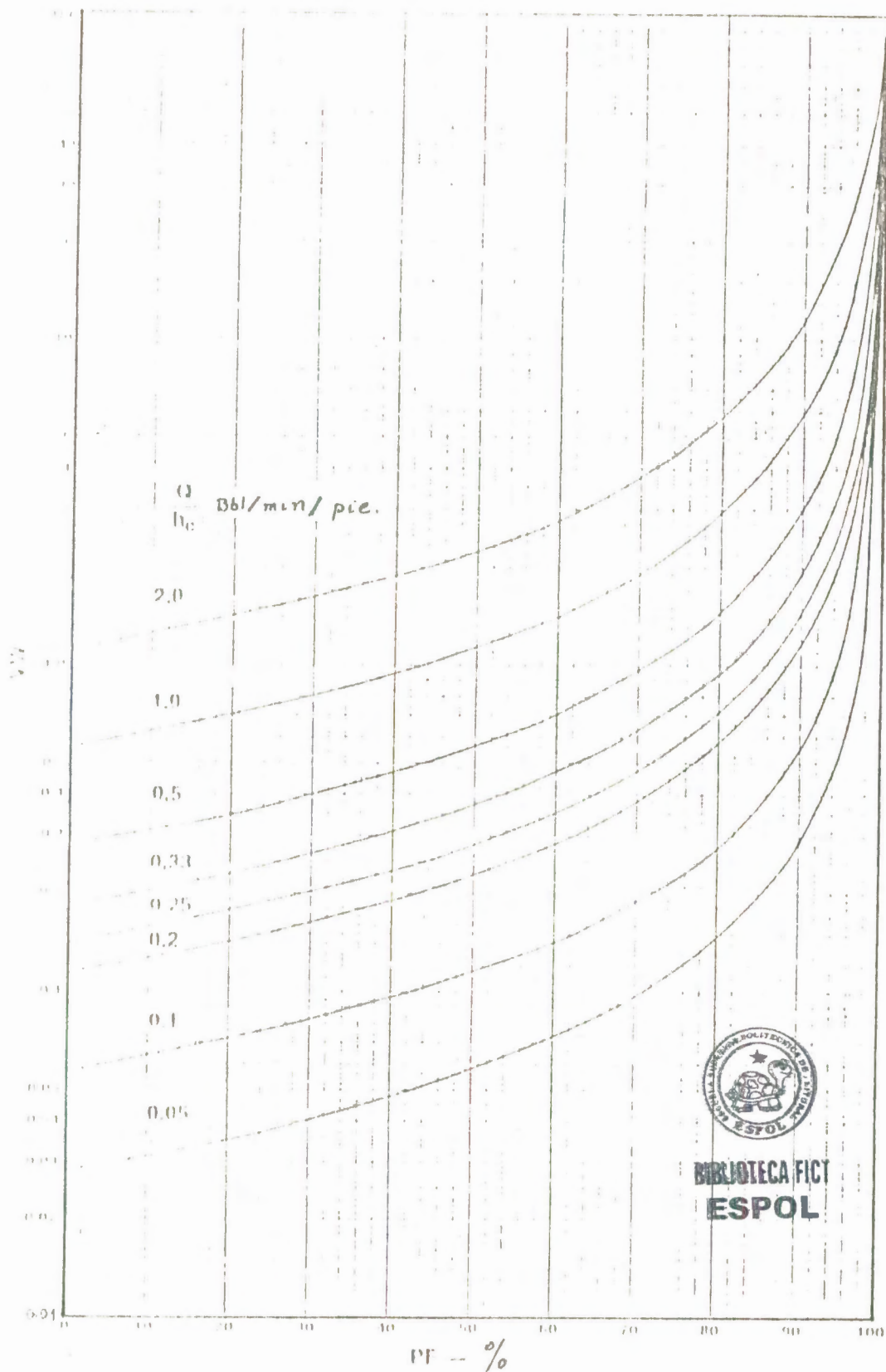
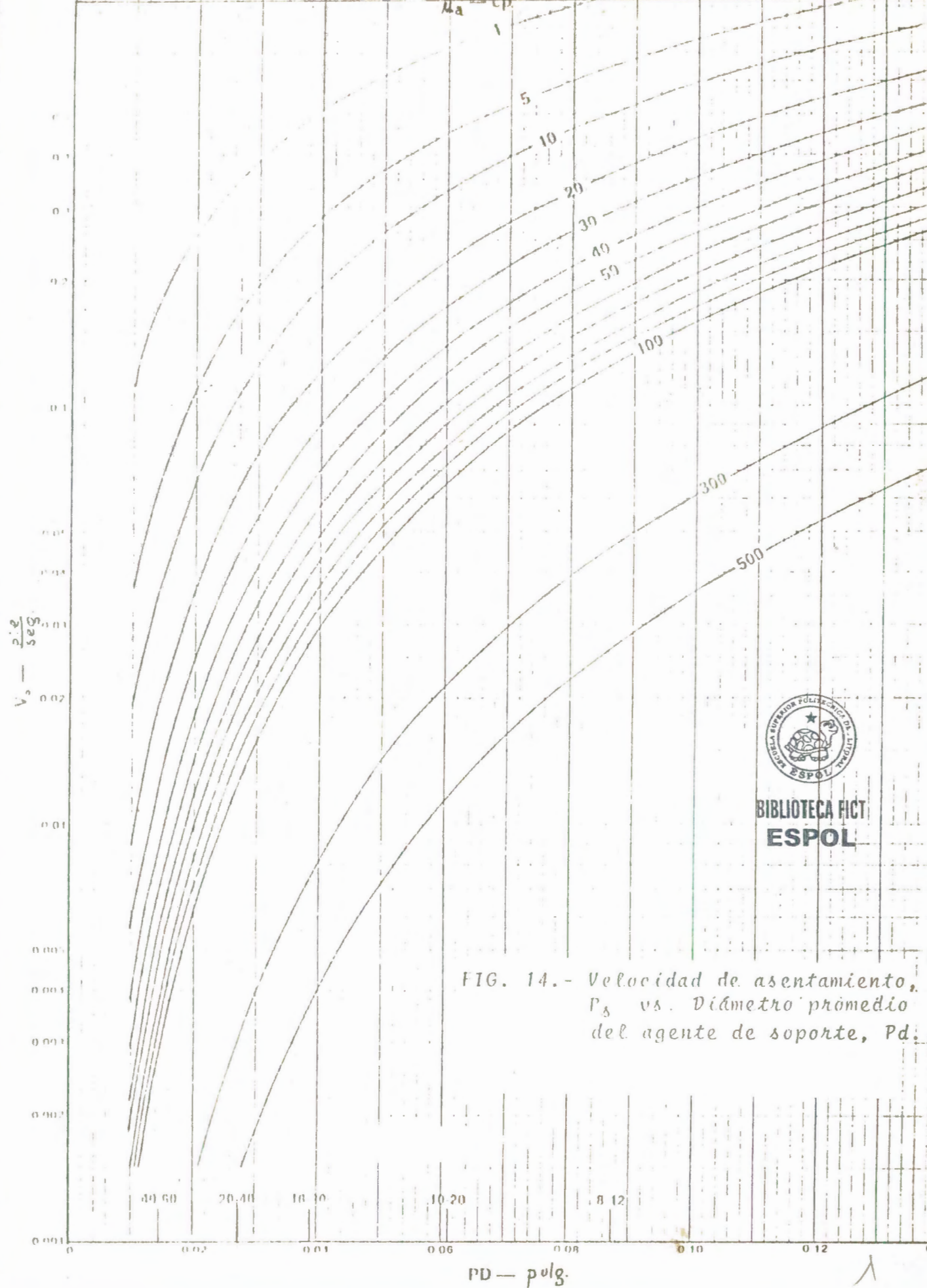


FIG. 13.- Término de equilibrio velocidad - ancho V_w , vs. Porcentaje de fractura sostenida, PF.

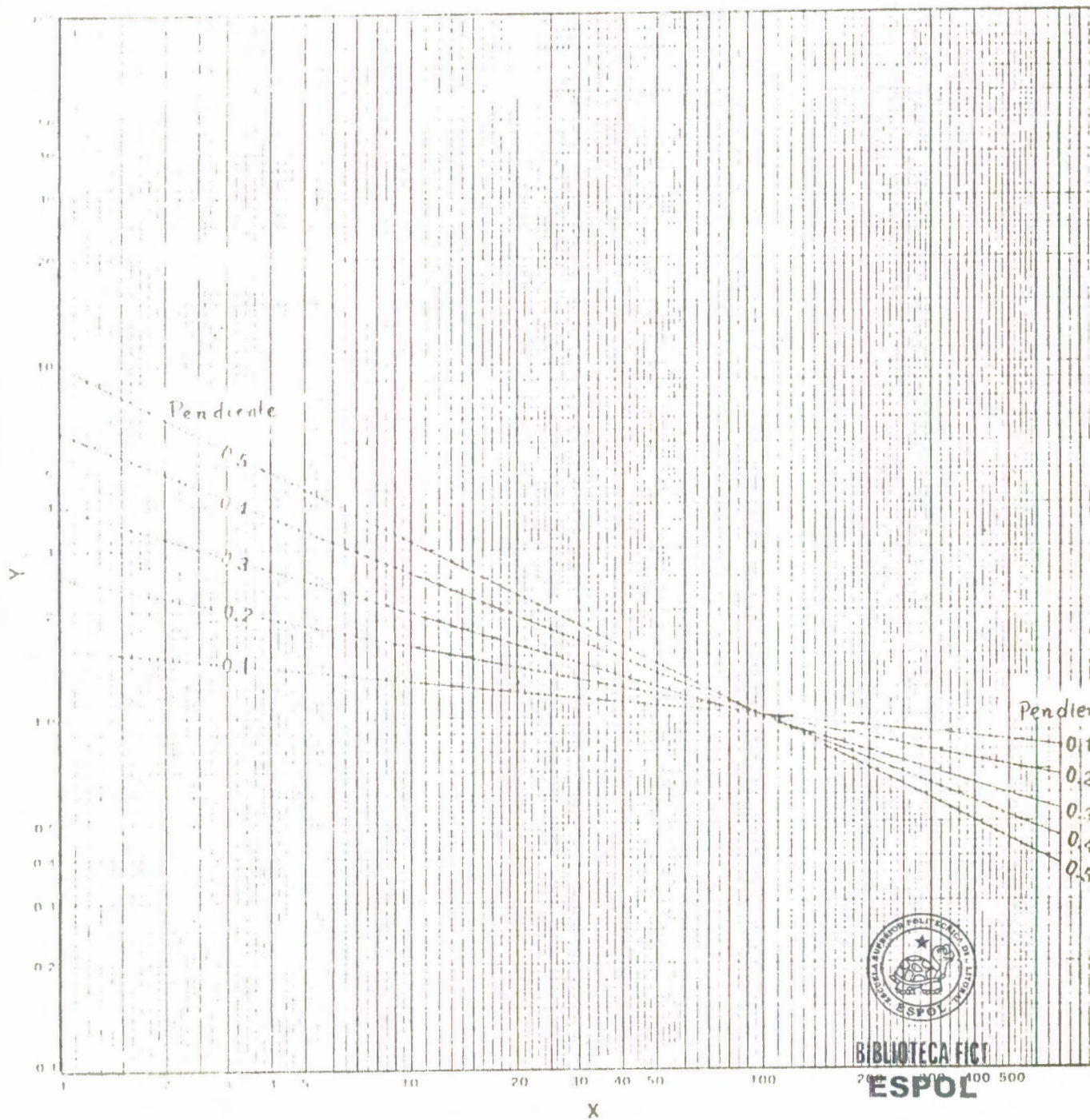
X



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

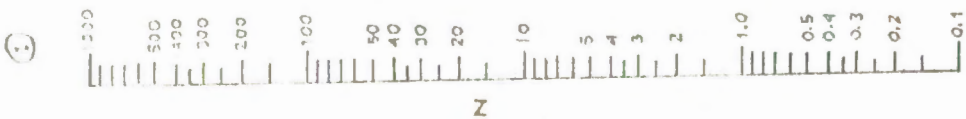
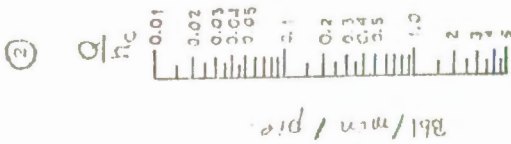
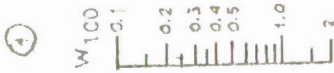
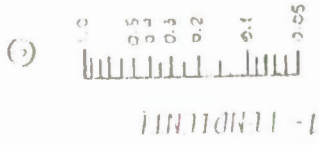
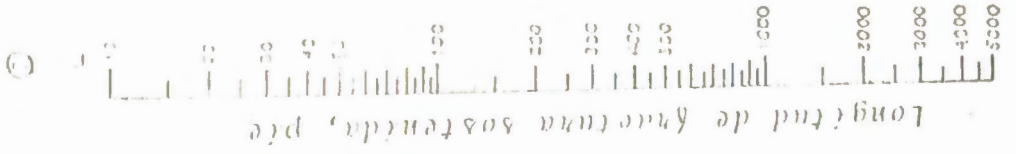
FIG. 14.- Velocidad de asentamiento, P_s vs. Diámetro promedio del agente de soporte, P_d .

Λ



116. 15.- Solución Gráfica de Y.

X



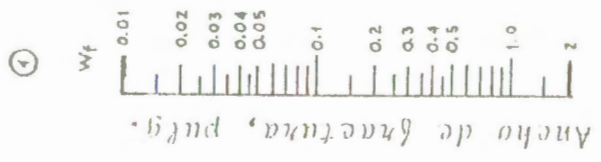
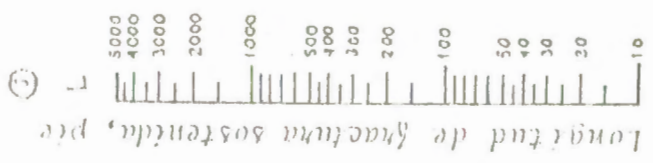
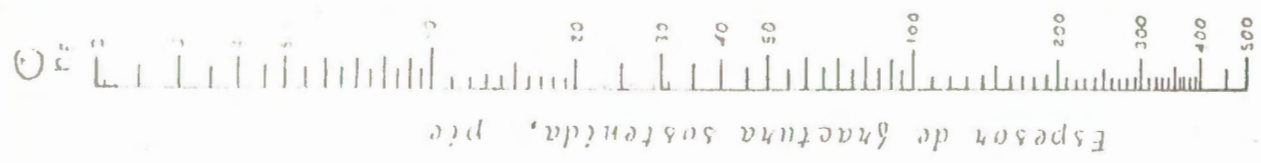
PIVOT

PIVOT



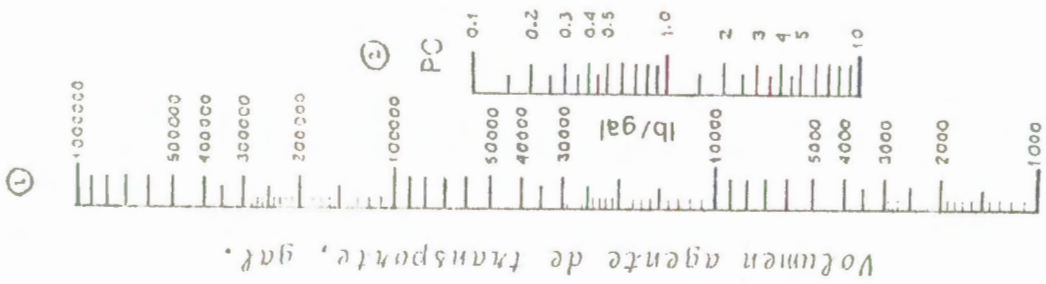
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

f



PIVOT

PIVOT



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIG. 17.- Nomograma para calcular el espesor de la fractura sostenida, hg.

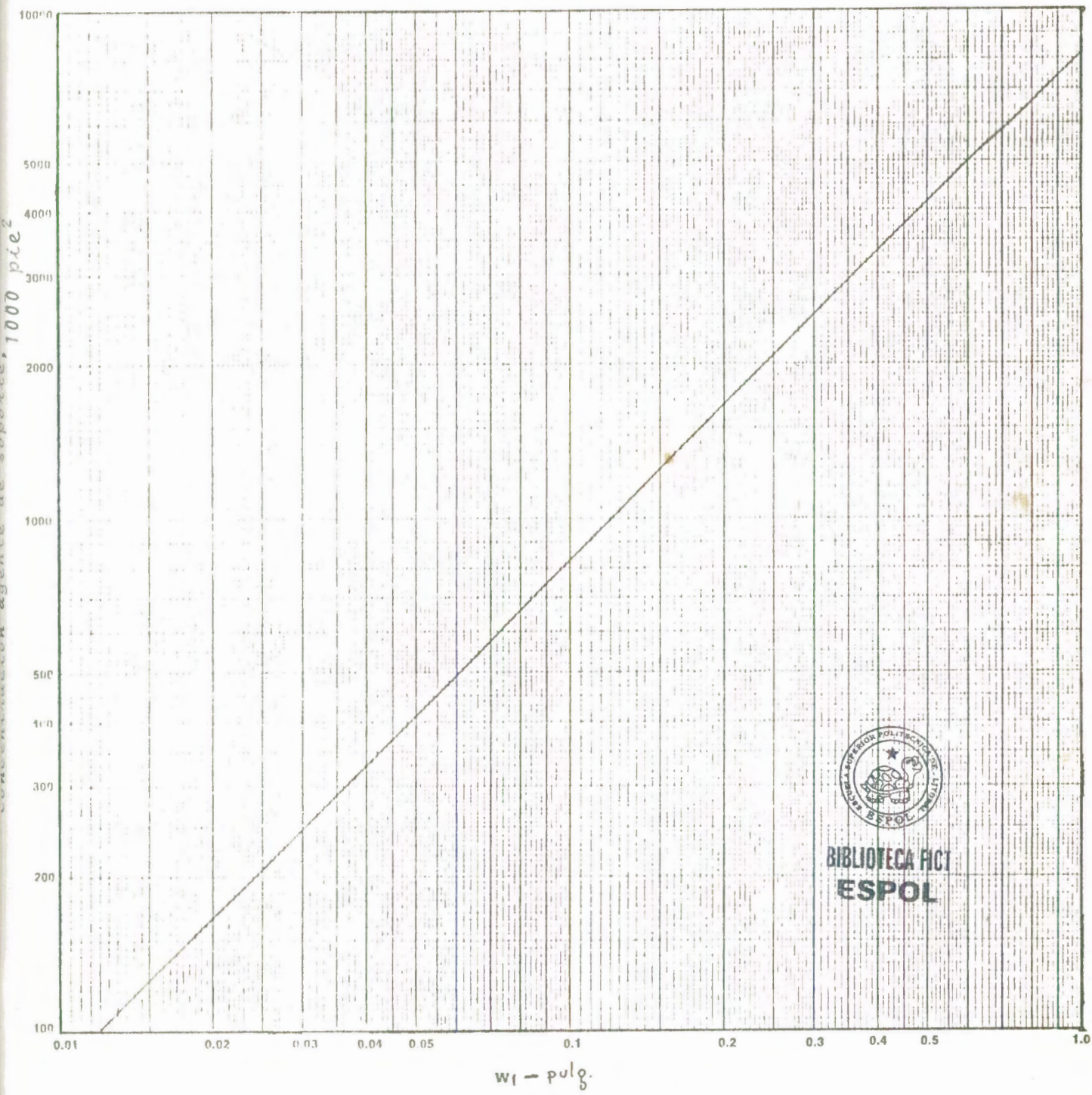


FIG. 18.- Concentración agente de soporte vs. Ancho de fractura.

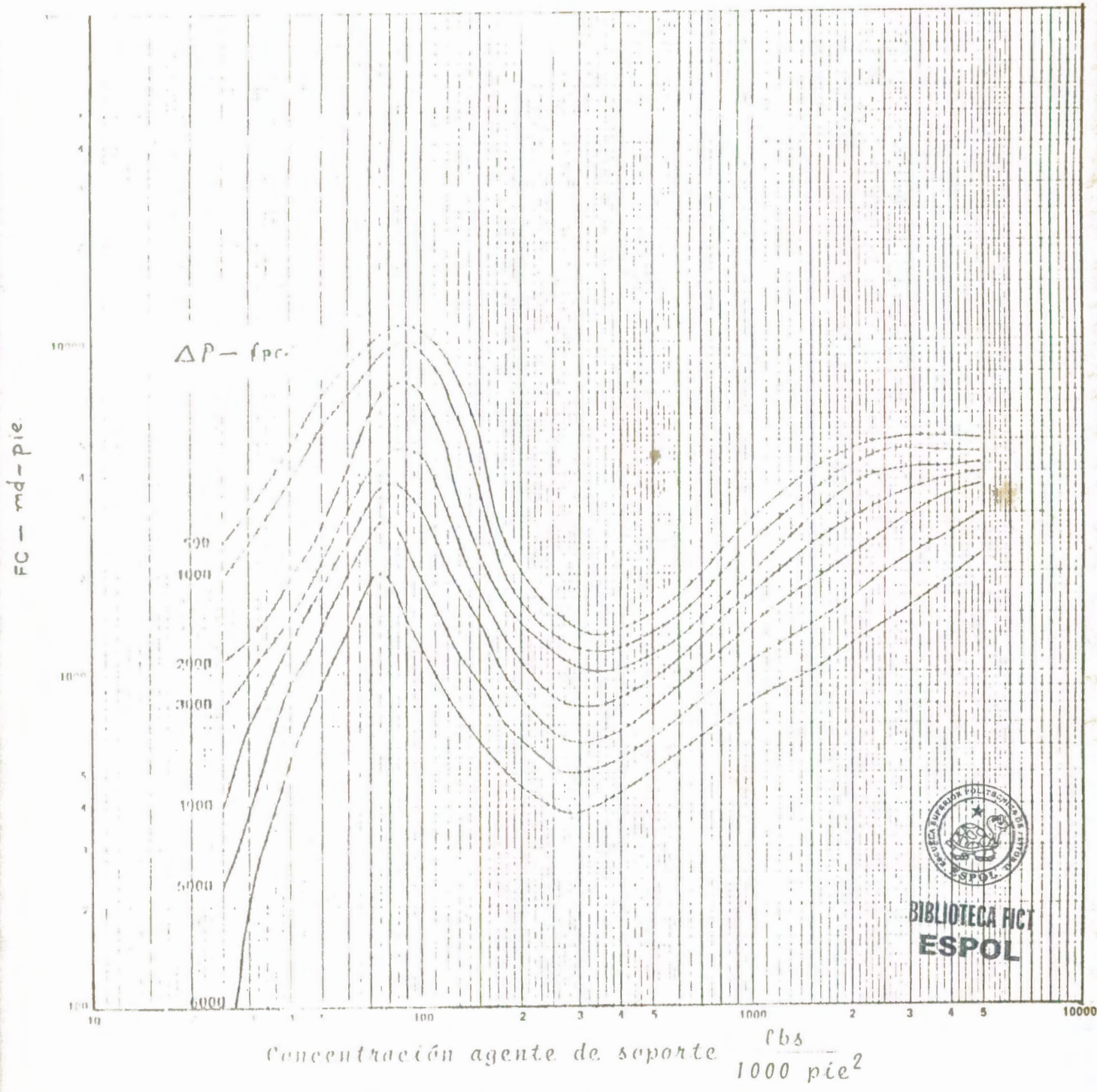


FIG. 19.- Capacidad de flujo en la fractura vs. Concentración agente de Soporte

h

S metros	r_c pies
5	248
10	330
20	466
40	660
80	933
160	1320
320	1880
640	2640

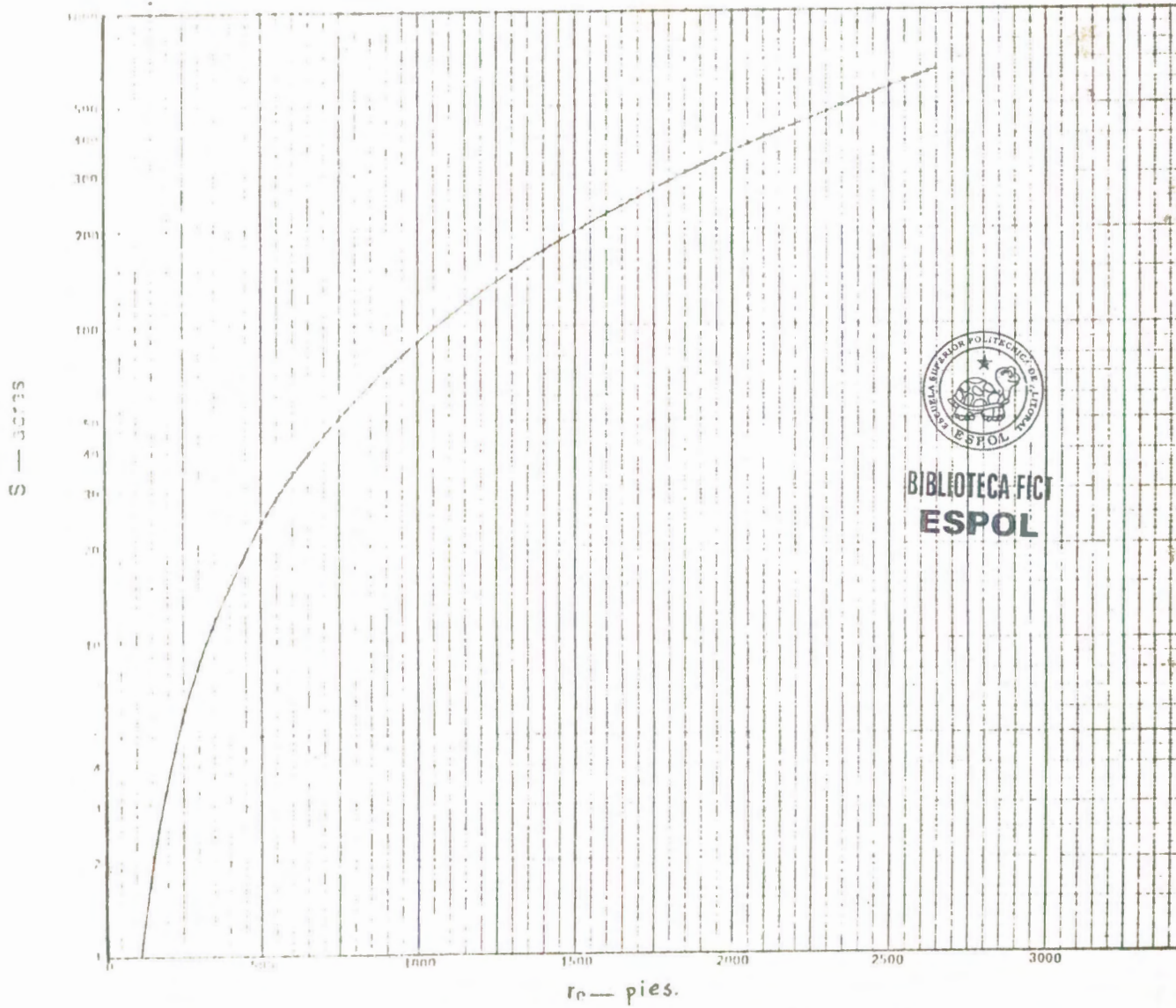
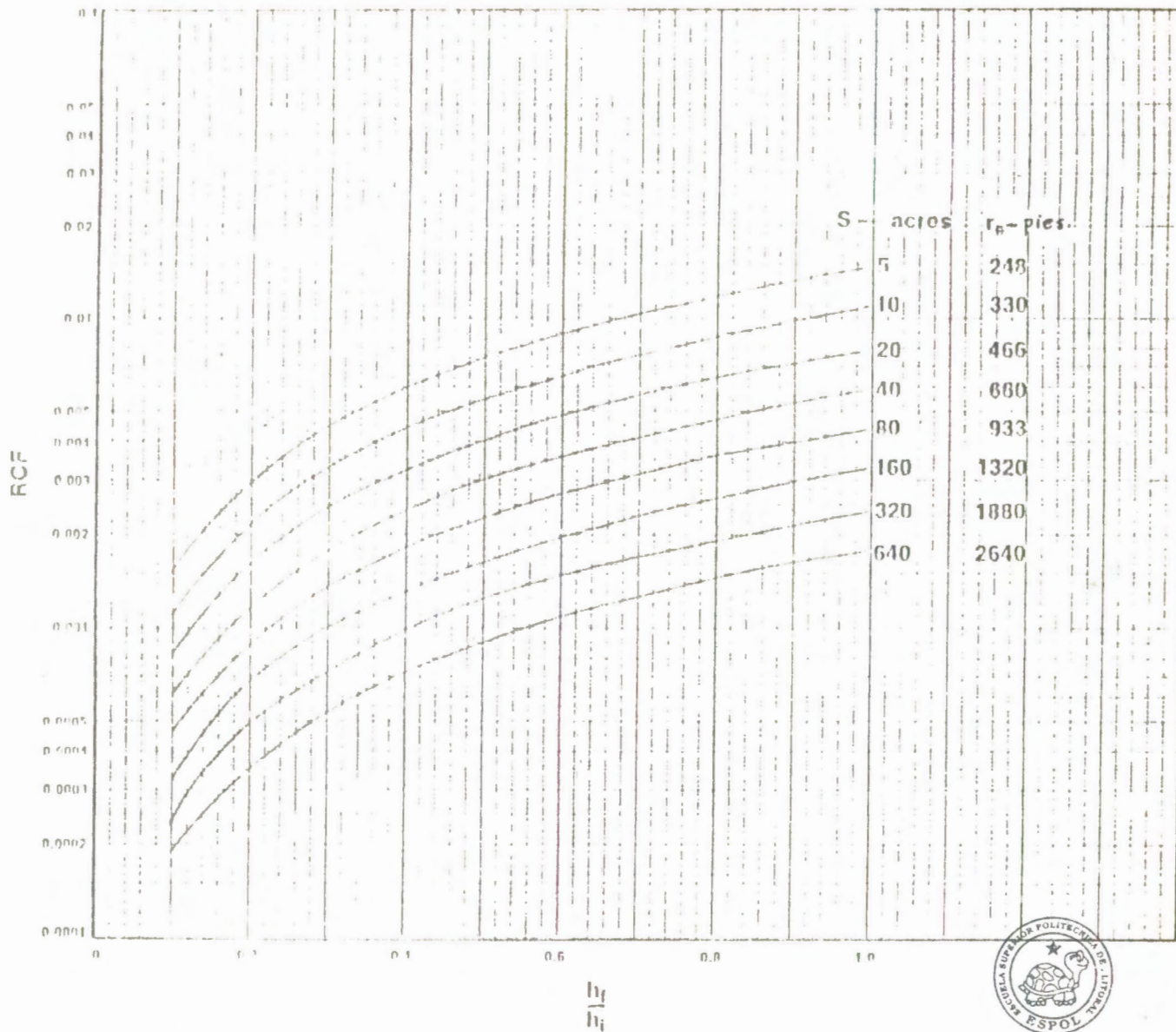


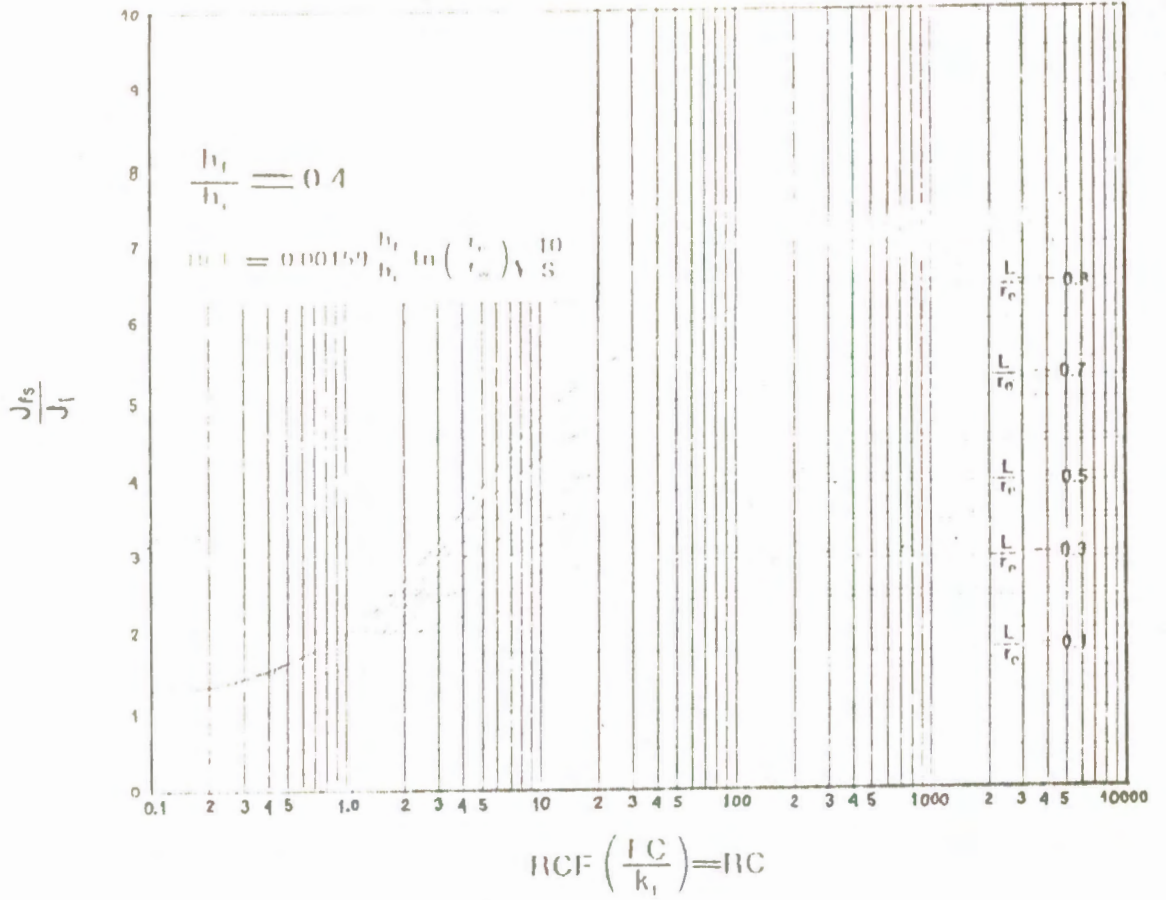
FIG. 20. - Radios de drenaje vs. Espaciamiento

X

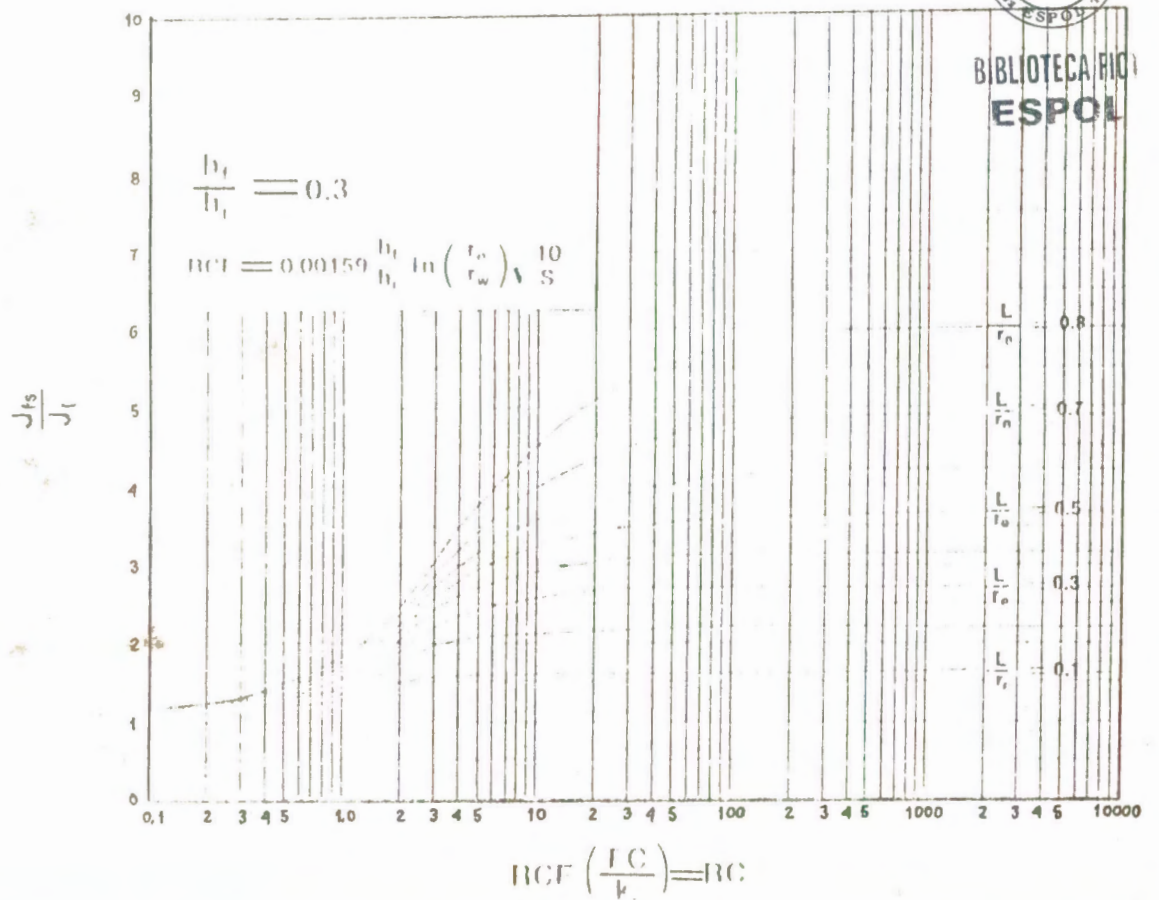


BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

FIG. 21. Factor de capacidad relativa RCF, vs. Relación de espesores, $\frac{h_f}{h_i}$ X



116.22.- Relación de índices de productividad vs. capacidad Relativa



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

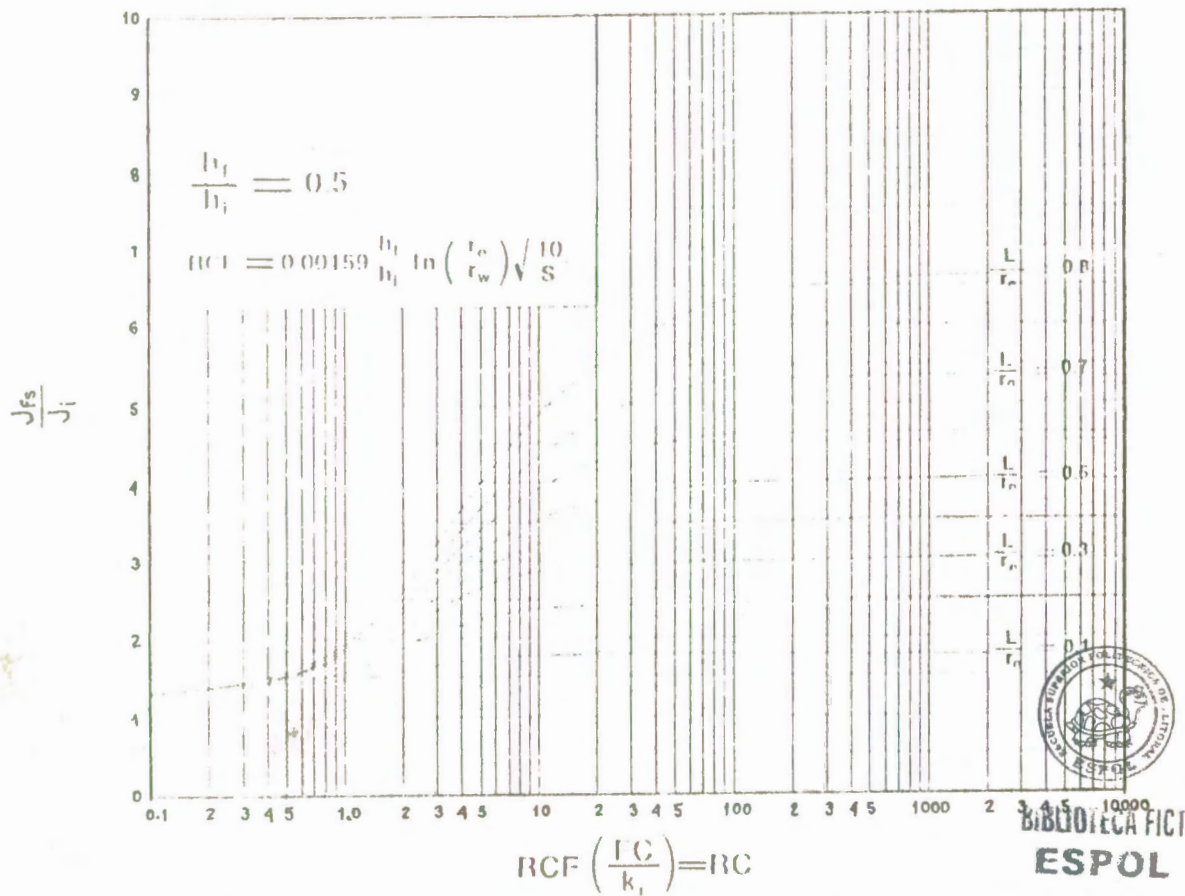


FIG. 23.- Relación de Indices de productividad vs. Capacidad relativa

NOMENCLATURA

t	Tiempo total de inyección, min.
λ	Tiempo requerido para que el fluido alcance un punto dado, min.
$t - \lambda$	Intervalo de tiempo durante el cual hay pérdida de fluido por cualquier punto, min.
$v(t - \lambda)$	Velocidad del fluido, fluyendo en la formación en un punto dado, $\frac{\text{pie}}{\text{min.}}$
w	Ancho de fractura, pies
C	Coefficiente del fluido fracturante, $\frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min.}}}$
$\text{erfc}(x)$	Función de error complementaria de x .
R_n	Número de Reynolds
d	Diámetro interior de tubería, pulg.
v	Velocidad de flujo, $\frac{\text{pie}}{\text{seg.}}$
ρ	Densidad del fluido fracturante, $\frac{\text{lb}}{\text{gal}}$
μ_a	Viscosidad del fluido fracturante, BIBLIOTECA FIC
f	Factor de fricción, adimensional ESPOL
D	Profundidad, pies
ΔP_h	Gradiente de presión hidrostática, $\frac{\text{lpc}}{100 \text{ pies}}$
ρ_m	Densidad de mezcla arena-fluidos, $\frac{\text{lbs}}{\text{gal}}$
P_h	Presión hidrostática, lpc.



Gradiente BHTP	Gradiente de presión de fondo, $\frac{lpc}{pie}$
BHTP	Presión de fondo del tratamiento, lpc.
P_f	Caída de presión por fricción, lpc.
P_{pf}	Caída de presión a través de las perforaciones, lpc.
PC	Concentración del agente de soporte, $\frac{lbs}{gal}$
P_w	Presión de Inyección en Superficie, lpc.
HHP	Potencia Hidráulica, hhp
Q	Tasa de inyección, BPM
C_v	Coefficiente de fluidos fracturantes controlados por viscosidad, $\frac{pie}{V_{min}}$
C_c	Coefficiente de fluidos fracturantes, controlados por los fluidos del yacimiento, $\frac{pie}{V_{min}}$.
C_w	Coefficiente de fluidos fracturantes controlados por aditivos, $\frac{pie}{V_{min}}$.
C_{eff}	Coefficiente efectivo del fluido fracturante, $\frac{pie}{V_{min}}$.
T_f	Temperatura del fluido fracturante en la fractura, °F.
w_{10}	Ancho de fractura correspondiente a un tiempo de 10 minutos, pulg.



BIBLIOTECA FICT-
ESPOL

w_{100}	Ancho de fractura correspondiente a un tiempo de 100 minutos, pulg.
CL	Longitud de la fractura creada, pies
w_f	Ancho de fractura, pulg.
AQ	Función tasa-area de fractura
T.T.	Tiempo de bombeo en el tratamiento, min.
PD	Diámetro promedio del agente de soporte, pulg.
h_c	Espesor de fractura creada, pies
WR	Relación de amplitud de fractura, entre w_{100} y w_{10}
VW	Término de equilibrio Velocidad-Ancho.
PF	Porcentaje de fractura sostenida, %
h_{eq}	Espesor de la fractura el tiempo de equilibrio, pies.
V_s	Velocidad de asentamiento del agente de soporte en la fractura, $\frac{\text{pie}}{\text{seg}}$
L	Longitud de la fractura sostenida, pie.
h_f	Espesor de fractura sostenida, pie
FC	Capacidad de flujo de la fractura, md-pie
r_e	Radio de drenaje del pozo, pies
h_i	Espesor de la formación, pies
RCF	Factor de capacidad relativa, pies
RC	Capacidad relativa, pies
$\frac{J_{fs}}{J_i}$	Incremento de Producción



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

REFERENCIAS

1. Grant B.F.; Duvall W.I.; Obert L.; Rough R.L. and Atchison T.C.: "Research on Shooting Oil and Gas Wells". *Drilling and Production Practice*. API 1950. Pag. 303.
2. Clark J.B.: "A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells". *Transactions AIME*. 1949. Pag. 1.
3. Dickey P.A. and Andersen K.H.: "Behavior of Water Input Wells - Part 4". *Oil Weekly*. Dic. 1945.
4. Grebe J.J.: "Tools and Aims of Research". *Chemical and Engineering News*. Dic. 1943.
5. Yuster S.T. and Calhoun J.C. Jr.: "Pressure Parting of Formations in Water Flood Operations Part II". *Oil Weekly*. Mar. 1945.
6. Torrey P.D.: "Progression Squeeze Cementing Application and Technique". *Oil Weekly*. Jul. 1940.
7. Van Everdingen A.F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well". *Transactions AIME*. 1953. Pag. 171.
8. Hurst W.: "Establishment of the Skin Effect and Its Im-



BIBLIOTECA TIC
ESPOL

- pediment to Fluid - Flow Into a Well Bore". *Petroleum - Engineering*. Oct. 1953.
9. Howard G.C. and Fast C.R.: "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension". *Drilling and Production Practice*. API. 1957. Pag. 261.
10. Katz D.L.; Cornell D.; Kobayashi R.; Poettmann F.H.; Vary J.A.; Elenbaas J. R. and Weinaug Ch.: "Handbook of Natural Gas Engineering". Mc Graw-Hill Book Company. 1959. Pag. 410.
11. *The Fracbook Design - Data Manual*, by Halliburton Edition, 1971.



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL