

BIBLIOTECAS



FACULTAD GEOLOGIA  
MINAS Y PETROLEO

**ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL**

**Departamento de Geología,  
Minas y Petróleos**

**RESTAURACION DE LA PRODUCTIVIDAD  
EN UN AREA DEL CAMPO ANCON  
MEDIANTE REFRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la Obtención del Título de  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**Presentada por:**

**Víctor Manuel Guebara Martínez**

**Guayaquil - Ecuador**

**Marzo 1977**



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL.

ASOCIACION DE ESTUDIANTE DE  
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS  
Y PETROLEOS A.E.I.G.M.P.-ESPOL

BIBLIOTECA

"RESTAURACION DE LA PRODUCTIVIDAD DE UNA AREA  
DEL CAMPO ANCON MEDIANTE REFRACTURAMIENTO  
HIDRAULICO"




FACULTAD GEOLOGIA  
MINAS Y PETROLEO

DIRECTOR DE TESIS

A U T O R

  
Ing. Kléber Malavé T.

  
Víctor M. Guevara M.

ASOCIACION DE ESTUDIANTE DE  
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS  
Y PETROLEOS AEIGMP-ESPOL

  
BIBLIOTECA  
BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

FACULTAD GEOLOGIA  
MINAS Y PETROLEO



ASOCIACION DE ESTUDIANTE DE  
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS  
Y PETROLEOS A E I G M P - E S P O L

T  
622.3382  
GVE

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctri  
nas expuestos en esta tesis son de  
mi exclusiva responsabilidad, y que  
el patrimonio intelectual de la mis  
ma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos  
profesionales de la ESPOL).

BIBLIOTECA

ASOCIACION DE ESTUDIANTE DE  
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS  
Y PETROLEOS A E I G M P - E S P O L



FACULTAD DE GEOLOGIA  
MINAS Y PETROLEO

ASOCIACION DE ESTUDIANTE DE  
INGENIERIA DE GEOLOGIA MINAS  
Y PETROLECS A E I G M P - E S P O L

## AGRADECIMIENTO

AL ING. KLEBER MALAVE T., Director de Tesis, por su acertada guía en la elaboración de este trabajo.

A los Ingenieros de CEPE Jorge Arboleda y Alejandro Silva, por las facilidades prestadas durante mi permanencia en Ancón y su valiosa colaboración en la obtención de los datos de campo.

## DÉDICATORIA

A mis Padres:

VICTOR M. GUEVARA W.

ISABEL M. de GUEVARA

A mis hermanos:

ISABEL

PATRICIA

MARTHA

EDUARDO

NORA



"RESTAURACION DE LA PRODUCTIVIDAD DE UNA AREA  
DEL CAMPO ANCON MEDIANTE REFRACTURAMIENTO  
HIDRAULICO"

C O N T E N I D O

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCION	3
CAPITULO I. ASPECTOS TEORICOS FUNDAMENTALES	7
1.1. Objetivo	7
1.2. Inducción de Fracturas. Principios Matemáticos.	8
1.3. Parámetros para seleccionar pozos a ser fracturados hidráulicamente.	13
Criterio general en la selección de pozos para fracturamiento hidráulico.	13
1.4. Tipos de fracturamiento.	18
a) Sand-Frac	
b) Water Frac	
c) Perf-Pac	
d) Vis - o- Frac	
e) Entrada Limitada	
CAPITULO II. MECANISMOS DE FRACTURAMIENTO	23
2.1. Esfuerzo Regional de la Roca	23
a) Esfuerzo vertical	
b) Esfuerzo horizontal	
2.2. Distorsión del esfuerzo causado por el hueco.	26



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL.

	Pág.
2.3. Iniciación y propagación de la fractura	28
2.4. Orientación de la fractura	31
CAPITULO III. EVALUACION DE POZOS PARA UN RE FRACTURAMIENTO.	33
3.1. Consideraciones generales	33
3.2. Historia de producción y factores de for mación.	34
3.3. Historia de la completación y tratamien tos efectuados.	39
3.4. Interpretación de cartas de fracturamien to.	41
CAPITULO IV. PARAMETROS INVOLUCRADOS EN UN RE FRACTURAMIENTO.	56
4.1. Cálculo de la capacidad relativa del sis tema de fractura.	56
4.2. Determinación del área y longitud de la fractura.	60
4.3. Distribución de la arena en la fractura.	65
4.4. Redistribución del agente de sostén.	70
CAPITULO V. EJEMPLOS DE DISEÑO Y ANALISIS DE POZOS PARA POSIBLES REFRACTURAMIE NTOS.	74
5.1. Ecuaciones básicas	74
5.2. Procedimiento para diseñar un fracturamien to.	78
5.3. Ejemplos prácticos de aplicación Análisis del fracturamiento.	83



BIBLIOTECA FICT  
74 SPOL.

	Pág.
CAPITULO VI. CONSIDERACIONES ECONOMICAS	119
6.1. Costos	120
6.2. Valor presente	121
6.3. Indice de Rentabilidad	122
6.4. Tiempo de retorno del capital invertido	124
CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	141
Apendices	144
Nomenclatura	174
Bibliografía	178



## RESUMEN

Antes de entrar en el análisis y evaluación de los pozos, para ser refracturados, he creído conveniente revisar algunos aspectos fundamentales sobre fracturamiento como son: la inducción de fracturas, los esfuerzos regionales de la roca, iniciación, propagación y orientación de la fractura.

Luego veremos como se puede correlacionar la historia de producción de los pozos, factores de formación, métodos de completación, y la historia de los tratamientos previos, a fin de poder determinar la factibilidad de un Re-fracturamiento con resultados satisfactorios.

Por otra parte veremos el procedimiento para el diseño de un fracturamiento utilizado en el campo Ancón, además de métodos de Re-distribución del agente de sostén.

Para analizar los fracturamientos efectuados, es necesario conocer ciertas informaciones, tales como las recomendaciones con las cuales se realizó el trabajo, el tipo y concentración del agente de sostén, la presión del tratamiento, la permeabilidad del sistema de fractura, el régimen de bombeo, la longitud y altura del agente de sostén en la fractura y el espesor y longitud de fractura creada.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Conociendo toda esta información podremos determinar la capacidad relativa del sistema, y con la ayuda de gráficos determinaremos si esta capacidad relativa se encuentra en el área de capacidad relativa baja o en el área de capacidad - relativa alta.

Conociendo la longitud de la fractura obtenida en el fracturamiento, podremos saber si la longitud alcanzada fue suficiente para que el fluido del yacimiento pueda drenar fácilmente o simplemente eliminó la zona de daño.

En este trabajo presentaré dos grupos de ejemplos, en el primero analizaremos simplemente los resultados obtenidos en el fracturamiento en base a la interpretación de la carta circular. En el segundo grupo presentamos el diseño del fracturamiento con todos los cálculos efectuados para el análisis.

Además veremos algunas consideraciones económicas que justifiquen el tratamiento en base al índice de rentabilidad.



## INTRODUCCION

El primer tratamiento de fracturamiento hidráulico se realizó en 1.947. Al año siguiente se utilizó dicha técnica comercialmente en la industria del petróleo.

Durante los primeros 20 años más de medio millón de pozos han sido fracturados y si revisamos la historia de los pozos tratados, veremos que aproximadamente el 35% de los mismos han sido REFRACTURADOS.

Se puede decir que pozos que responden al primer fracturamiento, lo hacen a un refracturamiento, a menudo con tasas de producción iguales o más grandes que las obtenidas en la primera estimulación<sup>(1)</sup>. Este tratamiento es usado para estimular la formación en el subsuelo y obtener mayor producción. Utiliza presión hidráulica para crear fracturas, las cuales incrementan el radio efectivo del pozo dando mayor producción y se requiere el uso de un agente de sostén para mantener la fractura abierta, cuando no se ejerza presión hidráulica.

Muchos estudios han sido realizados para mejorar esta técnica que permite incrementar la capacidad productiva de los pozos. En general han sido dirigidos a la operación de fracturamiento ideal, donde las características de la formación se las asume homogéneas.



BIBLIOTECA NAC.  
ESPOL.



Debido a la heterogeneidad de las formaciones un gran porcentaje de pozos han sido fracturados desafortunadamente en forma inadecuada a causa de la técnica empleada.

Frecuentemente se realizaban operaciones de fracturamiento adoptando procedimientos establecidos o desarrollados para un campo o pozo en particular y aplicando esas mismas técnicas a otros pozos o formaciones.

Refracturar un pozo se hace necesario cuando no está produciendo en la tasa prevista, cuando el pozo tiene declinaciones a tasas no económicas, o cuando la producción esperada - justifica el tratamiento.

Algunas de las razones para que los pozos fracturados no produzcan con las tasas previstas son:

1. La formación no tiene las reservas esperadas.
2. El área de drenaje de la formación puede haber sido depleta antes o después del tratamiento inicial.
3. La capacidad de flujo del sistema de fractura no es suficiente para que la capacidad de flujo de la formación sea mayor que la inicial.

Esta insuficiente capacidad de flujo de la fractura puede ser resultado de varias causas:

- a) Un agente de sostén con una capacidad de flujo pequeña puede haber sido usado en una formación que tiene alta permeabilidad, requiriéndose capacidad de flujo de fractura grande<sup>(2,3)</sup>.
- b) El agente de sostén puede tener suficiente capacidad de flujo de fractura inicial, pero puede disminuir con el tiempo debido al trituramiento o entrampamiento del agente de sostén o, a que los "finos" de la formación - causan que el agente de sostén se tapone.
4. El fracturamiento original puede haber sido pequeño, resultando una fractura conductiva de insuficiente longitud para drenar toda el área a la tasa prevista.
5. El fracturamiento original puede resultar con una fractura conductiva de suficiente longitud para drenar las zonas - que el agente de sostén cubre, pero la altura alcanzada por este no fue la adecuada, quedando zonas útiles encima del agente de sostén que no son drenadas.
6. La permeabilidad de la formación a lo largo de la pared de la fractura puede disminuir debido a la incompatibilidad del fluido fracturante con el de la formación.

Han sido realizadas muchas operaciones de fracturamiento

hidráulico con éxito, sin embargo, también existen muchos pozos fracturados de los que no se obtuvo la producción deseada. Ya que cada pozo tiene características individuales, una revisión de la historia de producción previa, característica de la formación, completación del pozo y la operación de fracturamiento realizada, ayuda a determinar si se usó la técnica adecuada para obtener buenos resultados.

Los pozos donde la técnica fue deficiente son buenos prospectos para refracturarlos, si es que existe petróleo adicional en cantidades suficientes.



# CAPITULO I

## ASPECTOS TEORICOS FUNDAMENTALES

### 1. OBJETIVO

Considerando que el sistema de fracturar hidráulicamente los pozos se inició en Ancón en el año de 1956 con el pozo # 797, y que desde aquel tiempo hasta la fecha se han fracturado pozos en la península de Santa Elena, existiendo, incluso, casos en que han sido refracturados en muchas ocasiones hasta tres veces en la misma zona, y se puede pensar que las posibilidades en cuanto al número de "arenas" disponibles y éxito a esperarse sean escasas.

Pero si tomamos en cuenta que el sistema de fracturamiento empleado en esa época fue generalmente deficiente, en especial por falta de equipos adecuados, y que en la actualidad se cuenta con técnicas modernas, podremos encontrar algunas posibilidades de éxito, estudiando las circunstancias del tratamiento en cada caso.

El propósito de este trabajo es el de efectuar un análisis del fracturamiento realizado y valorar la eficiencia del mismo en base a la longitud de la fractura y al cálculo de la capacidad relativa y de las cartas de presiones y llegar a conclusiones que nos permitan decir que pozos merecen ser



refracturados.

## 1.2. INDUCCION DE FRACTURAS.- Principios Matemáticos

Existen muchas teorías que explican y sirven para predecir la falla o fractura del material de un medio poroso.

Uno de los aspectos más interesantes y difíciles de determinar es si la formación se comporta como un medio elástico o plástico.

La mayoría de los investigadores asumen que la roca alrededor del pozo está en un estado elástico de esfuerzos.

Los esfuerzos que causan la fractura en algún punto en el pozo pueden ser calculados bajo la suposición de que el pozo se comporta como un cilindro de paredes gruesas cuyo espesor se aproxima al infinito.

El problema, por lo tanto es encontrar los esfuerzos en algún punto en el material en términos de las presiones interna y externa y el radio de las superficies interna y externa.

Estos valores de los esfuerzos dependen de si el material se asume en estado plástico o elástico.

Teoría de Fractura de Mohr <sup>(1,4)</sup>

Esta teoría asume que ocurren fracturas a través de un pla

no bajo una relación crítica entre los esfuerzos normal y de cizalla. Estos esfuerzos están conectados por la siguiente - relación funcional:

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

$\tau$  = esfuerzo de cizalla

$\sigma$  = esfuerzo normal

la relación es característica del material. Un gráfico de esta relación puede ser hecho en el plano ( $\sigma$ ,  $\tau$ ). Cambiando el signo de  $\tau$  cambia la dirección de la fractura pero no cambian las condiciones de límites. La curva es simétrica con respecto al eje  $\sigma$ .

La teoría de Mohr es un método gráfico para determinar los límites de la fractura<sup>(5)</sup>.

Si los esfuerzos principales en un punto son conocidos, el esfuerzo normal y de cizallamiento en ese punto pueden ser determinados por el uso del círculo de Mohr.

Los esfuerzos principales  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$  son aplicados como se muestra en la figura 1. Un círculo de Mohr está construido - como se ve en la figura 2, el origen está indicado por 0. El esfuerzo de tensión es positivo y graficado a la derecha del origen. El esfuerzo de compresión es negativo y se lo grafi-



ca a la izquierda del origen.

De la figura 2 se obtienen  $\tau$  i  $\sigma_y$

$$\tau = AB = AC \operatorname{Sen} 2\theta = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \operatorname{Sen} 2\theta \quad (1)$$

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

Si hay datos suficientes para construir tres o más círculos de Mohr, entonces se puede dibujar una envolvente tangente a los círculos y simétrica al eje  $\sigma$  (figuras 3A y 3B)

Esfuerzos que caen dentro de la envolvente MN,  $N_1M_1$  están bajo el punto de fractura, pero fuera de la envolvente - los esfuerzos causarán fracturas.

El círculo de centro C en la figura 3A que toca a la curva, ilustra un caso limitado. Las fracturas en este caso bajo condiciones correspondiendo a los puntos O y P' que están sobre los planos cuyas normales están inclinadas en un ángulo que es mitad del ángulo PCD en la dirección del esfuerzo principal mayor.

En la figura 3B se encuentran tres círculos que pueden ser encontrados experimentalmente que corresponden a tensión, cizalla simple y compresión.

Es difícil realizar pruebas de tensión y cizalla en las

rocas por lo que la prueba de compresión es preferida. Variando la presión hidrostática, algunos círculos todos a la izquierda del eje  $\tau$  son encontrados, ya que la resistencia a la fractura generalmente incrementa con la presión hidrostática la envolvente de Mohr es usualmente abierta a la izquierda.

Una desventaja de la teoría de Mohr es que no predice la fractura para materiales quebradizos en tensión y solo toman en cuenta los esfuerzos principales máximos y mínimos y descuida el efecto del esfuerzo principal medio, lo que origina que las respuestas de campo no son siempre consistentes con los resultados experimentales.

#### Derivación de las ecuaciones del círculo de Mohr

Consideremos un elemento de formación (figura 1) con un plano de fractura  $dS$  donde actúan  $\tau$  i  $\sigma_y$  y suponiendo que se halla en equilibrio con los esfuerzos  $\sigma_1$  i  $\sigma_2$  que actúan sobre las áreas  $dV$  y  $dH$  respectivamente.

Hagamos el balance de fuerzas que actúan sobre este elemento:

Sumatoria de fuerzas tangenciales al plano de fractura igual a cero.

$$\Sigma F_t = 0$$



$$\tau dS + \sigma_2 \cos \theta dH - \sigma_1 \sin \theta dV = 0$$

$$\tau dS = \sigma_1 dV \sin \theta - \sigma_2 dH \cos \theta$$

$$\tau dS = \sigma_1 dS \sin \theta \cos \theta - \sigma_2 dS \sin \theta \cos \theta$$

pero  $\sin \theta \cos \theta = \frac{1}{2} \sin 2 \theta$

Entonces:

$$\tau = \frac{\sigma_1}{2} \sin 2 \theta - \frac{\sigma_2}{2} \sin 2 \theta$$

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \sin 2 \theta \quad (1a)$$

Sumatoria de fuerzas normales al plano de fractura igual a cero.

$$\Sigma F_N = 0$$

$$\sigma_1 \cos \theta dV + \sigma_2 \sin \theta dH - \sigma_y dS = 0$$

$$\sigma_y dS = \sigma_1 dV \cos \theta + \sigma_2 dH \sin \theta$$

pero:  $dV = dS \cos \theta$  y  $dH = dS \sin \theta$

reemplazando tenemos:

$$\sigma_y dS = \sigma_1 dS \cos^2 \theta + \sigma_2 dS \sin^2 \theta$$

haciendo:  $\cos^2 \theta = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos 2 \theta$  y  $\sin^2 \theta = \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos 2 \theta$

tenemos:

$$\sigma_y = \sigma_1 \left( \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos 2 \theta \right) + \sigma_2 \left( \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos 2 \theta \right)$$

$$\sigma_y = \frac{\sigma_1}{2} + \frac{\sigma_1}{2} \cos 2\theta + \frac{\sigma_2}{2} - \frac{\sigma_2}{2} \cos 2\theta$$

$$\sigma_y = \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \cos 2\theta \quad (2a)$$

### 1.3. PARAMETROS PARA SELECCIONAR POZOS A SER FRACTURADOS HIDRAULICAMENTE.

Antes de seleccionar un pozo para fracturarlo hidráulicamente se debe determinar si el yacimiento contiene suficiente petróleo y además un adecuado gradiente de potencial o presión de formación disponible para producir a altas tasas después de crear una gran permeabilidad de fractura.

[ Para determinar el tipo de fracturamiento correcto, se debe analizar la causa de la baja productividad presente, o en caso de una nueva completación se deben estudiar los datos disponibles del yacimiento y del pozo.

[ Del análisis de los datos de restauración de presión, que es uno de los mejores métodos para la evaluación de las condiciones de la formación cercana al pozo y la condición del yacimiento, se puede determinar la causa de la baja productividad de un pozo que usualmente se debe a una o a la combinación de las siguientes situaciones: ]

a) Puede ser el resultado de una severa reducción de la per-

meabilidad cerca del pozo, resultando, pozos no comerciales, a pesar de existir una gran cantidad de petróleo recuperable en el yacimiento.

La remoción de este bloqueo por un fracturamiento pequeño, restaura la permeabilidad consiguiéndose un incremento en la productividad del pozo.

- b) Puede ser el resultado de una baja permeabilidad en el yacimiento de tal manera que el petróleo no puede ser recuperado a tasas económicas.

La productividad del pozo se la puede incrementar sustancialmente por medio de fracturamientos con volúmenes grandes y tasas de inyección altas que dan fracturas de penetración profundas.

- c) Algunas veces la presión del yacimiento ha sido agotada en el área entre los pozos existiendo insuficiente energía de yacimiento, como para obtener más petróleo.



En esta situación la estimulación por fracturamiento no incrementan la productividad del pozo a menos que las tasas de drenaje por gravedad sean aumentadas considerablemente.

→ Criterio general en la selección de pozos para fracturamiento hidráulico:

Los siguientes criterios son aplicados en muchos casos, sin

embargo, no deberían ser usados cuando existan datos de restauración de presión, pruebas de fondo, análisis de núcleos y otros.

### 1. Estado de depletación de la formación productora.

Grandes incrementos en la producción pueden esperarse si el fracturamiento es realizado en los primeros años en la vida del campo.

Si una formación tiene depletada la energía del yacimiento el fracturamiento no incrementa la producción de petróleo como para justificar el costo del tratamiento.

Se han realizado fracturamientos en campos viejos donde las presiones eran relativamente bajas, lográndose incrementar las tasas de drenaje por gravedad.

### 2. Composición y consolidación de la formación

Las formaciones de caliza, dolomita, arena y conglomerados pueden ser fracturadas exitosamente y aunque los fracturamientos generalmente no están considerando para ser aplicados en formaciones no consolidadas, en algunos casos se han obtenido buenos resultados.

### 3. Permeabilidad de la formación

Cuando la permeabilidad de la formación se aproxima a la



permeabilidad de la fractura creada, el posible incremento de la producción se acerca a cero. Se puede lograr un aumento mayor de la misma efectuando un fracturamiento en una zona de permeabilidad baja, no así del fracturamiento de una zona de permeabilidad alta.

#### 4. Espesor de la formación

Por experiencia en el campo y cálculos efectuados se sabe que mejores resultados se pueden esperar en zonas productivas de espesor delgado que en zonas gruesas.

#### 5. Trabajos previos

Pozos en los cuales se obtuvo incrementos de la producción por fracturamientos son buenos candidatos para Refracturamientos. Pozos que han sido acidificados o punzados pueden también ser fracturados exitosamente.

#### 6. Aislamiento de la zona a ser tratada

El fluido de fracturamiento inyectado fluye por donde <sup>en</sup> encuentra menor resistencia. No se logra incrementar la producción si la fractura es creada en cemento, arcilla o carbón en lugar de la zona productiva. La práctica de extender las perforaciones mas allá de los límites superior e inferior de la zona de pago para asegurarse perforar toda la zona productiva no es aplicable al fracturamiento.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



### 7. Condiciones del equipo en el pozo.

Las presiones de fracturamiento en el fondo del pozo son de 1 Lpc por pie de profundidad, por lo que el rango de presiones de trabajo del equipo del pozo debería ser el adecuado.

### 8. Historia de la producción del pozo

Una curva de declinación de producción decreciente indica que el pozo está drenando una área grande y que la tasa de drenaje puede ser incrementada mejorando la permeabilidad cerca del pozo.

Una curva de declinación de producción creciente indica que el pozo puede estar drenando una área limitada y que la tasa de producción puede ser incrementada extendiendo el radio de drenaje.

### 9. Historia de producción vecina

Si un pozo produce a tasas más bajas que un pozo vecino, se puede esperar que tenga un incremento grande en producción de un fracturamiento, que otros pozos en el campo, ya que la tasa baja indica que la permeabilidad efectiva cerca del pozo es menor que la permeabilidad en áreas adyacentes en el mismo yacimiento.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL.

## 10. Localización del contacto agua-petróleo

La experiencia nos indica que fracturas verticales pueden ser creadas y extenderse muchos pies dentro de las formaciones con agua bajo la zona productiva, dando como resultado el incremento de la relación agua-petróleo sin incrementar la producción de hidrocarburos.

La clave para determinar si un pozo puede o no ser fracturado hidráulicamente es averiguar cual de las tres condiciones primeramente mencionadas es la causa de la baja productividad del pozo, ya sea por el análisis de los datos de restauración de presión o por el uso de los criterios generales.

Después del diagnóstico un diseño de fracturamiento hidráulico puede ser elaborado para lograr un incremento de la productividad del pozo.

### 1.4. TIPOS DE FRACTURAMIENTO

Brevemente describiré algunas técnicas de fracturamiento, especialmente las que han sido empleadas en Ancón para fracturar las formaciones y otras que por ser técnicas desarrolladas posteriormente no han sido usadas.

Me limitaré a describir los métodos sin tratar de profundizar en cada uno de ellos ya que el propósito de este trabajo es diferente.



Existen varias técnicas de fracturamiento, entre las más importantes tenemos:

a. SAND - FRAC

El procedimiento consiste en perforar las formaciones de interés, llenar el pozo con el fluido fracturante y romper la formación. Luego se bombea la mezcla de petróleo y arena, después se desplaza esta mezcla dentro de la fractura por medio del petróleo en una cantidad igual a la capacidad que tenga el pozo hasta el fondo de la sección productiva.

Este trabajo es efectuado en una sola etapa, sin tratar de controlar las fracturas creadas.

b. WATER - FRAC <sup>257</sup>\*

Esta técnica consiste en el uso de agua, de preferencia salada como fluido de fracturamiento. Como las propiedades viscosas y tixotrópicas del agua son bajas es necesario utilizar aditivos. Debe de controlarse la condensación del agua, la pérdida por filtración y lo que es más importante, evitar el hinchamiento de las arcillas de la <sup>formación</sup>  <sup>formación</sup>  <sup>formación</sup>

Este método se usa para reducir la fricción que ocurre entre el fluido y la pared interna de los tubos. Generalmente se la emplea en pozos profundos para evitar el uso de

grandes potencias en las bombas.

Así mismo se usa en pozos que, debido a las condiciones me  
cánicas requieren una menor presión de fracturamiento, co-  
mo cuando la tubería de revestimiento no está cubierta con  
cemento o cuando se fractura a través de la tubería de pro  
ducción.

### c. PERF - PAC

Este método consiste en disparar las formaciones prospecti  
vas y fracturarlas en etapas, empleando bolas de nylon o  
caucho para aislar temporalmente las zonas previamente frac  
turadas y de esta manera crear el mayor número de fracturas  
en toda la formación.

La idea es, que las bolas podrán fluír hacia el punto don-  
de la pérdida de fluido es mayor, presumiblemente donde e-  
xista una fractura, sellando las perforaciones y permitien-  
do que las presiones del fluido produzcan nuevas fracturas  
en otras perforaciones.

Esta técnica tiene la desventaja de que las bolas pueden no  
asentarse eficientemente en las perforaciones debido quizá  
a una insuficiente diferencial de presión en las perforacio  
nes que toman fluido, o por la presencia de arena que tapo  
na las nuevas perforaciones, antes de que ocurra la ruptu-



ra de la formación.

Este método es usado en formaciones que tengan intervalos grandes a ser fracturados.

#### d. VIS - O - FRAC

Este método consiste en el uso de un aceite viscoso como agente de fracturamiento y de transporte del agente de sostén, permiten la formación de fracturas más anchas y el transporte de la arena es más profunda y en mayores concentraciones.

Se usa generalmente en pozos con buena porosidad y relativamente buena permeabilidad y también cuando la presión diferencial de tratamiento es baja.

#### e. ENTRADA LIMITADA

Este es un método efectivo para el fracturamiento de zonas múltiples en dos o más intervalos perforados. Las perforaciones son en número limitado y el fluido de fracturamiento se inyecta a tasas bastante altas para que penetre en todas las perforaciones abiertas.

La presión de fracturamiento se eleva por arriba de la presión inicial de fractura en cada zona que es tratada sucesivamente.

La presión por fricción en las perforaciones varía directa





mente con las tasas a las cuales se bombea el fluido fracturante. Las perforaciones en cada zona actúan como estranguladores individuales en el fondo del pozo, incrementando la presión en la tubería de revestimiento cuando la tasa de inyección se incrementa. Este incremento en presión inicia una fractura en la próxima zona.

La caída de presión a través de las perforaciones tiende a distribuir el fluido de fracturamiento en todas las perforaciones. De este modo se asegura la fractura en cada zona.



BIBLIOTECA FICT.  
ESPOL.

## CAPITULO II

### MECANISMOS DE FRACTURAMIENTO

#### 2.1. ESFUERZOS REGIONAL DE LA ROCA

Hubbert y Willis<sup>(4)</sup> presentan una teoría simplificada del mecanismo de fracturamiento el cual explica gran parte de los eventos observados en operaciones de campo durante la cementación forzada, fracturamiento hidráulico, y en algunas pruebas de pérdida de circulación durante la perforación. El conocimiento de esta teoría proporciona las bases para el entendimiento de la formación fracturada:

Para calcular los esfuerzos horizontal y vertical se hacen las siguientes consideraciones:

1. Las rocas del subsuelo están normalmente en un estado de esfuerzo de compresión debido al peso de la sobrecarga. Este peso de sobrecarga crea esfuerzos en el fondo en direcciones verticales y horizontales.

Las rocas sedimentarias tienen pequeños esfuerzos tensionales inherentes, que están presentes cuando hay esfuerzos de compresión.

Una fractura es extendida cuando se aplica una suficiente presión diferencial hidráulica para vencer dichos esfuerzos de compresión.



BIBLIOTECA NACIONAL DE MÉXICO  
ESPOL

2. Asumiendo que la corteza terrestre es un material elástico en condiciones tectónicas, las fuerzas de compresión vertical y horizontal pueden ser calculadas de la siguiente manera:

a. Esfuerzo vertical

El esfuerzo total de compresión vertical puede ser calculado por:

$$\sigma_v = 0.007 \rho D \quad (3)$$

donde  $\sigma_v$  = Esfuerzo vertical total, Lpc

$\rho$  = Densidad promedio de la roca, Lbs/pie<sup>3</sup>

D = Profundidad, Pie

La densidad de la roca varía de 125 a 212 Lbs/pie<sup>3</sup>.

144 lbs/pie<sup>3</sup> es un promedio razonable

Cuando la formación es porosa y contiene fluido, parte de la sobrecarga es soportada por la presión del fluido y el esfuerzo vertical sobre la estructura de la roca o matriz es reducida.

El esfuerzo efectivo de la compresión vertical (esfuerzo de la roca matriz) puede ser calculado por:

$$\bar{\sigma}_v = 0.007 \rho D - P_o \quad (4)$$

donde:

$\bar{\sigma}_v$  = Esfuerzo vertical de la roca matriz

$P_o$  = Presión de los fluidos del yacimiento



BIBLIOTECA  
ESPOL

### b. Esfuerzo Horizontal

Se asume que bajo condiciones ideales en alguna profundidad los esfuerzos horizontales son iguales en todas direcciones:

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_h$$

a  $\sigma_h$  se lo puede llamar esfuerzo de confinamiento y su valor depende de las siguientes asunciones:

CASO 1. Los esfuerzos elásticos han desaparecido a través de un largo período de tiempo geológico, por lo que los esfuerzos hidrostáticos son iguales en todas direcciones.

$$\sigma_h = \sigma_v \quad (5)$$

CASO 2. Mientras la sobrecarga ha sido incrementada con depositaciones, las formaciones de roca no han sido movidas horizontalmente y han permanecido perfectamente elásticas, por lo que la tensión  $\epsilon_H$  es igual a cero.

De acuerdo a la ley de Hooke, la tensión horizontal  $\epsilon_H$  es expresada como:

$$\epsilon_H = \frac{1}{E} [\sigma_1 - \nu (\sigma_2 + \sigma_v)] \quad (6)$$

ya que  $\epsilon_H = 0$  y  $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_h$

tenemos que:

$$\sigma_h = \nu \sigma_h + \nu \sigma_v$$

$$\sigma_h - \nu \sigma_h = \nu \sigma_v$$

$$\sigma_h (1 - \nu) = \nu \sigma_v$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v \quad (7)$$

donde  $\sigma_h$  = esfuerzo horizontal total, Lpc

$\nu$  = razón de Poisson

E = módulo de Young

El rango de la razón de Poisson son medidas en el laboratorio y el rango es de 0.14 a 0.40 para estratos sedimentarios y consolidados es de 0.18 - 0.27

En una área tectónica elástica el esfuerzo horizontal es a proximadamente un tercio de la mitad del esfuerzo vertical. En formaciones suaves o arenas no consolidadas, puede existir un esfuerzo plástico y el esfuerzo de compresión horizontal puede ser más alto que la mitad del esfuerzo vertical.

## 2.2. DISTORSION DEL ESFUERZO CAUSADO POR EL HUECO

La presencia de un pozo en el subsuelo distorsiona el esfuerzo pre-existente de la roca, es decir, ocasiona un disturb **ESPOL** bio en las condiciones naturales de equilibrio de los esfuerzos de las rocas y puede afectar críticamente la presión requerida para iniciar una fractura.

Un cálculo aproximado de esta distorsión puede ser hecha asumiendo que:



- a) la roca es elástica
- b) el pozo es liso y cilíndrico
- c) el eje del pozo es vertical y paralelo a uno de los es esfuerzos principales regionales pre-existentes.

En general ninguna de estas asunciones es precisamente correcta, pero ellas pueden dar una cercana aproximación a los esfuerzos presentes.

Los esfuerzos calculados son los esfuerzos efectivos que existen en la roca además de la presión de fluido hidrostático, la cual existe dentro del pozo así como en la roca.

Los cálculos son hechos de la solución en la teoría elástica para los esfuerzos en un plano infinito el cual contiene un hueco circular, con su eje perpendicular al plano.

Expresadas en coordenadas polares en el centro del hueco en el origen, los esfuerzos pueden ser calculados usando las siguientes ecuaciones (6,7):

$$\sigma_r = \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \left( 1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \left( 1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} - \frac{4r_w^2}{r^2} \right) \cos 2 \theta \quad (8)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \left( 1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \left( 1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) \cos 2 \theta \quad (9)$$

$$\tau = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{2} \left( 1 + 2 \frac{r_w^2}{r^2} - 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) \text{Sen } 2 \theta \quad (10)$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

- $\sigma_r$  = esfuerzo radial  
 $\sigma_\theta$  = esfuerzo tangencial  
 $\tau$  = esfuerzo cizalla  
 $\sigma_1$  = esfuerzo horizontal inicial  
 $\sigma_2$  = esfuerzo horizontal inicial  
 $r_w$  = radio del pozo  
 $r$  = distancia radial horizontal desde el centro del hueco  
 $\theta$  = ángulo medido en sentido contrario a las agujas del reloj ( $\sigma_1$  esta en la dirección correspondiente a  $\theta=0$ )

### 2.3. INICIACION Y PROPAGACION DE LA FRACTURA

#### 1. Iniciación de la fractura

##### a. Fractura Horizontal

Asumiendo que la componente de la fuerza vertical es ejercida contra la formación, la condición necesaria para la iniciación de la fractura horizontal es que la presión del pozo exceda al esfuerzo vertical más el esfuerzo tensional vertical de la roca.

ó:

$$P_{ih} = \bar{\sigma}_v + P_o + S_v \quad (11)$$

donde:

$P_{ih}$  = Presión requerida para iniciar la fractura horizontal.



$P_o$  = presión de los fluidos del yacimiento

$S_v$  = esfuerzo tensional vertical de la roca

#### b. Fractura vertical

La condición para la iniciación de una fractura vertical depende del esfuerzo relativo de los dos principales esfuerzos compresivos horizontales.

Para causar la ruptura de la formación, la presión en el hueco debe ser un poco mayor que el mínimo esfuerzo horizontal en el hueco y también vencer el esfuerzo tensional horizontal de la roca, esto se puede expresar como:

$$P_{iv} = 3 \bar{\sigma}_2 - \bar{\sigma}_1 + P_o + S_h \quad (12)$$

donde:

$P_{iv}$  = Presión requerida para iniciar la fractura vertical.

$P_o$  = Presión de los fluidos del yacimiento

$\bar{\sigma}_2$  = esfuerzo horizontal de la matriz

$\bar{\sigma}_1$  = esfuerzo horizontal de la matriz

$S_h$  = esfuerzo tensional horizontal de la roca

La penetración del fluido aumenta el área sobre el cual se presiona al fluido contra la formación y puede reducir la presión necesaria para la iniciación de la fractura.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

## 2. Propagación de la Fractura

Una vez que la fractura ha sido creada e invadida por la presión del fluido la concentración del esfuerzo cerca del pozo se reduce, y la presión hidráulica requerida para extender la fractura, solo vencerá a la componente del esfuerzo normal en el plano de la fractura.

La presión de propagación de la fractura y la gradiente de la fractura pueden ser obtenidos durante la operación de fracturamiento por la observación de la presión en la cabeza del pozo inmediatamente después de que las bombas son cerradas. Esta presión de cierre instantánea en la cabeza del pozo se corregirá en el fondo por la adición de la presión hidrostática de la columna de fluido. Esta será la presión de la propagación de la fractura.

La gradiente de fractura será la presión de propagación de la fractura dividida por la profundidad de la formación.

Cuando el fluido penetra en la fractura hay una continua pérdida de presión con incremento en la longitud debido a filtración dentro de la formación.

Si la tasa de inyección es incrementada, el volumen de la fractura podría agrandarse extendiéndose la longitud y



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL





o menor a 0.7 Lpc/pie es casi seguro que se fracturará verticalmente. En el rango de gradientes de fractura entre 0.7 y 1 Lpc/pie las opiniones están divididas algunos creen que la orientación de fractura podría ser diagonal, otros creen que también se producen fracturas verticales.

Comparando la presión de ruptura y presión de inyección - obtendremos una guía como se orientó la fractura.

Cuando la presión de ruptura es mucho mayor que la presión de inyección probablemente tendremos una fractura horizontal, pero si los dos esfuerzos horizontales principales  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$  son iguales, la fractura será vertical.

Si la presión de ruptura durante el tratamiento es igual a la presión de inyección y los esfuerzos principales horizontales son desiguales se formará una fractura vertical.

Cuando los esfuerzos horizontales principales no son igua-les, la fractura vertical puede presentar azimuth perpendicu-lar a la dirección del mínimo esfuerzo.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

## CAPITULO III

## EVALUACION DE POZOS PARA UN REFRACTURAMIENTO

## 3.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Antes de entrar a discutir los factores que influyen en la decisión para refracturar un pozo, revisaremos la finalidad y los propósitos del fracturamiento. El propósito de las operaciones de fracturamiento es crear canales de drenaje dentro del pozo a lo largo de la formación productiva y mantener estos canales abiertos con algún tipo de agente de sostén que no se triture. Esto se ilustra en las figuras 5 y 6.

Cuando se perfora un pozo ocurre una invasión de lodo en la vecindad del mismo dando como resultado que la permeabilidad de la formación sea mayor que la permeabilidad en la vecindad del pozo, lo que trae como consecuencia una restricción en la capacidad de flujo del pozo como se ve en la fig. 7.

Cuando se fractura una formación para incrementar la permeabilidad promedio se tiene que lograr que el agente de sostén se mantenga en la fractura y que esta no se cierre, especialmente en la vecindad del pozo, como se muestra en la fig. 8. Aunque se logre que la permeabilidad original de la formación, la máxima capacidad de flujo de este pozo no alcanzará porque la permeabilidad en la vecindad del pozo es menor que



BIBLIOTECA NACIONAL DE MEXICO  
ESPOL

en el resto de la fractura empaquetada de agente de sostén.

Cuando se piensa refracturar un pozo específico, una de las primeras consideraciones que se debe tener en cuenta es si el refracturamiento va a ser exitoso o no, lo que depende de la energía del yacimiento, de las reservas recuperables y de la economía del proyecto.

Los factores que influyen a este respecto son:

- a. Petróleo original en el lugar
- b. La cantidad del petróleo producido
- c. Factor de recobro esperado; y
- d. La presión en el fondo del pozo.

Una revisión cuidadosa de las operaciones realizadas, así como de las historias de las estimulaciones efectuadas en los pozos podría indicarnos si los mismos incrementarán su producción diaria o el último recobro al aplicarse las técnicas de fracturamiento convenientes.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

### 3.2. HISTORIA DE PRODUCCION Y FACTORES DE FORMACION

El petróleo original en el lugar se lo pude determinar ya sea por registros eléctricos, análisis de núcleos, mapas estructurales o por analogía con otros pozos que producen de la misma formación.



Los factores de recobro varían con el tipo de empuje presente, sin embargo en los pozos que son prospectos de refracturamiento se debe establecer que tipo de empuje se encuentra presente. Cuando no se conoce el tipo de empuje, se usa el factor de recobro del empuje por gas en solución.

En el caso de pozos poco profundos o en campos muy viejos, donde no se sacaron núcleos y donde no existen registros, se pueden asumir valores de porosidad y saturación de petróleo si se conoce el tipo de formación. En estos casos las curvas de declinación de producción son muy necesarias así como el análisis de los pozos vecinos para lograr una buena estimación.

La presión en el fondo del pozo, pasada y presente, es un dato importante que se usa al considerar un refracturamiento.

La ecuación de Darcy para flujo de fluido radial dentro del pozo indica que el flujo es directamente proporcional a la caída de presión entre el radio de drenaje y la boca del pozo.

Esta fórmula para flujo radial de fluido incompresible se la expresa así:



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$$Q = \frac{7.08 K.h. (P_e - P_f)}{\mu \ln (r_e/r_w)} \quad (13)$$

donde:

Q = tasa de flujo (B/D)

h = espesor de la formación, (Pies)

K = permeabilidad, (Darcy)

$\mu$  = viscosidad del fluido, (cps.)

$P_e$  = Presión estática en el fondo del pozo (Lpc)

$P_f$  = Presión fluyente en el fondo del pozo (Lpc)

$r_e$  = radio de drenaje (pies)

$r_w$  = radio del pozo (pies)

De esta ecuación podemos ver que, prescindiendo del efecto de la fractura en el cambio de la permeabilidad promedia en la formación productora, las tasas de recobro pueden permanecer bajas si las presiones de la formación son bajas.

Las presiones estáticas en el fondo del pozo pueden ser determinadas cerrando el pozo y dejando que la presión se estabilice y midiéndola con un registrador de presión, o puede ser calculada con una precisión razonable si se conoce el nivel del fluido.

Los niveles de fluido se los puede determinar por el uso de un sonolog (o ecomiter), o si la tubería de producción se la ha sacado, se puede medir la profundidad del nivel del flui

do marcado en ella. En éste caso se calcula la presión estática por la siguiente fórmula:

$$P_e = 0.434 \times G \times h \quad (\text{Lpc}) \quad (14)$$

donde:

G = gravedad específica promedio de la mezcla agua-petróleo en la tubería de revestimiento.

h = altura máxima a la que llega el líquido en la tubería cuando el pozo está cerrado; (pies)

Si hay petróleo original presente y si las presiones de formación están disponibles para mover el petróleo a la boca del pozo, entonces el pozo puede ser un buen prospecto para refracturarlo y obtener mejor producción.

#### FACTORES DE FORMACION

Los factores de formación que influyen en la efectividad de una operación de fracturamiento incluyen:

porosidad

permeabilidad

espesor

profundidad

fuerzas tectónicas presentes



En secciones delgadas que tienen porosidad y permeabilidad uniforme, la presencia de una simple fractura inducida - puede ser efectiva en el drenaje de un intervalo productor <sup>(8)</sup>.

La presencia de una fractura en la sección delgada da mejores resultados de permeabilidad promedio que en una sección gruesa, pero las fracturas múltiples en una sección gruesa dan como resultado una permeabilidad promedio mayor.

Las formaciones son rara vez homogéneas especialmente en áreas de calizas. Los intervalos productivos se encuentran separados por zonas impermeables generalmente de arcilla.

Por otra parte la profundidad de la formación es de importancia en la predicción de la orientación de la fractura formada. Esta información es útil para estimar la eficacia del modelo de drenaje inducido dentro del pozo.

Despreciando las fuerzas tectónicas, investigadores han concluido que la desviación de la fractura de la horizontal está influenciada por la presión de sobrecarga y la razón de Poisson.

La figura 9 ha sido graficada en base a la presión de sobrecarga promedio de 1 Lpc/pie, la razón de Poisson promedio de 0.25 y asumiendo que el pozo se comporta como un cilindro



de pared gruesa.

De esta figura se puede ver que a una profundidad de 5000 pies, una fractura horizontal puede ocurrir con una presión de fracturamiento de la formación de 5000 Lpc., presiones de fracturamiento menores producen fracturas que tienen de desviarse de la horizontal.

Los efectos de las fuerzas tectónicas dentro de un área no son medibles, sin embargo, ellas están reflejadas en las presiones de fracturamiento.

Si los esfuerzos horizontales están decreciendo en una formación a causa de plegamientos, podría esperarse una presión de ruptura baja y las fracturas resultantes serán verticales.

### 3.3. HISTORIA DE LA COMPLETACION Y TRATAMIENTOS EFECTUADOS

La historia de la completación de un pozo es importante en la evaluación de la eficacia de los tratamientos realizados y en la planificación de un tratamiento futuro para asegurar la ruptura de todas las secciones permeables.

En pozos que han sido completados a hueco abierto, las secciones homogéneas delgadas nos ofrecen problemas particulares en técnicas de fracturamiento. Sin embargo, secciones gruesas

con variaciones de porosidad y permeabilidad, requieren técnicas especiales de fracturamiento a fin de fracturar los intervalos deseados.

En pozos que son revestidos hasta el fondo, los intervalos productivos tienen que ser perforados. Esto permite un mejor control en el fracturamiento y en las operaciones de producción.

Algunas de las técnicas empleadas en la completación de los pozos son las siguientes:

1. Completación a hueco abierto. Se la llama así cuando la tubería de revestimiento se la asienta en el tope de la formación productiva, dejando a la formación sin revestir.
2. Completación con tubería de revestimiento atravesando la zona de pago. En esta completación la tubería de revestimiento está colocada cubriendo todas las zonas con posibilidades de producir, luego se cementa y posteriormente se disparan los intervalos de interés.
3. Completación con "Liner". Es cuando se baja la tubería de revestimiento hasta el tope de la zona productiva y luego se recubre este intervalo con un liner perforado o ciego.
4. Completación múltiple. Consiste en hacer producir en for-



ma simultánea dos o más zonas petrolíferas, pero en forma separada y de un solo pozo.

5. Completación de tipo permanente. Es la completación en la cual la tubería de revestimiento se la cementa en el pozo y la cabeza del pozo se la ensambla para toda la vida del pozo.

Existen muchas técnicas de completación de pozos a los cuales se las aplica un determinado tratamiento para aumentar la productividad, muchas veces con buenos resultados, por lo que es necesario tener la información necesaria para poder analizar y evaluar estas técnicas.

Los tratamientos efectuados en el área en estudio han sido para hoyos completados con tubería de revestimiento a través de la zona de pago, luego se ha procedido a la estimulación por los métodos de: Sand-Frac, Water-Frac o Perf-Pac.

#### 3.4. INTERPRETACION DE CARTAS DE FRACTURAMIENTO

↓ En todo fracturamiento se obtienen registros de la operación, los cuales son muy importantes, ya que mediante su análisis podemos evaluar los resultados del fracturamiento. Dichos registros están graficados en cartas que pueden ser circulares o lineales.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

En las cartas circulares se obtienen en superficie, las presiones que ocurren durante el tratamiento.

La carta lineal sirve para controlar el trabajo que se realiza en el campo. En esta carta se registra lo siguiente:

- La presión de fracturamiento
- La tasa de inyección
- El caballaje hidráulico
- La densidad de la mezcla

pg. 150

INTERPRETACION DE LAS CARTAS: En una carta de fracturamiento se debe notar lo siguiente:

1. Cuando se inicia el fracturamiento la presión debe ser cero, a menos que se esté probando las líneas con una determinada presión o que el pozo se encuentre con alguna presión adicional debido al fracturamiento de otras etapas o como consecuencia de la liberación de presión después que la formación ha sido disparada.
2. Al comenzar el fracturamiento la presión subirá hasta alcanzar un punto desde el cual cae en forma rápida. A este punto se lo llama "Presión de ruptura de la formación".
3. La presión debe mantenerse casi constante durante todo el fracturamiento con deflecciones al inducirse más fracturas



o cuando varía la concentración de arena o varía el régimen de bombeo. Es común que la presión aumente gradualmente al bombearse la mezcla de arena y fluido hasta alcanzar un valor máximo. A este punto se lo llama "Presión final de fractura".

4. Al parar el fracturamiento la presión desciende bruscamente hasta un punto donde declinará lentamente a este punto se lo llama "Presión de Parada".
5. En la carta lineal, la curva de la tasa de bombeo, debe mantenerse más o menos constante durante todo el fracturamiento si se desarrolla normalmente el tratamiento.

La curva de la densidad varía conforme cambia la concentración de agente de sostén.

La curva de caballaje hidráulico nos dará la potencia que se empleó en el trabajo.

La figura 10 nos muestra las cartas obtenidas en una operación de fracturamiento.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Un análisis cuidadoso de las cartas nos dará una idea del porqué no se obtuvieron los resultados esperados, siendo una ayuda muy valiosa para la evaluación de pozos con fines de refracturarlos.

Presentamos algunos ejemplos que nos darán una idea de la importancia de estas cartas. No pretendemos con este análisis resolver todos los problemas que se presentan en el refractu<sup>u</sup>ramiento, sino ilustrar la utilidad de las cartas de fractu<sup>u</sup>ramiento.

#### EJEMPLO 1

La fig. A presenta los datos de un pozo completado con 4 disparos por pie con perforaciones en los intervalos 4793 - 4796 pies, 4818 - 4826 pies, 4833 - 4840 pies y 4854 - 4856 - pies, el pozo fue fracturado con petróleo crudo simultáneamen<sup>te</sup> a través de la tubería de revestimiento.

El análisis del fracturamiento es el siguiente:

1. La carta de presión indica que la formación fué fracturada con 1500 Lpc de presión en la cabeza del pozo; 25000 lbs. de arena 20-40 fue colocada en la fractura, seguido de 116 barriles para desplazar y 102 barriles de sobre desplazamiento.
2. La tasa de inyección promedia del fracturamiento fue de 24



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

barriles por minuto.

3. Las presiones de fracturamiento de la formación indica que la fractura se formó en un plano vertical.

Del análisis de los registros del pozo se ve que hay variación de porosidad y permeabilidad con una pobre comunicación entre las secciones productivas.

4. La carta de presión indica que solamente una fractura ha sido formada, datos de núcleos indican que esta fractura ha sido probablemente iniciada y extendida en la sección más porosa y permeable a la profundidad de 4.855 pies.
5. El sobre desplazamiento grande (102 barriles), puede dar lugar al barrido de la arena lejos de la boca del pozo, dando una situación similar a lo que muestra la fig. 8.
6. Los intervalos de 4793 a 4796 pies, 4818-4826 pies y 4833-4840 pies probablemente no fueron fracturados y las permeabilidades originales no han sido alteradas. Por lo que la capacidad productiva de este pozo no ha sido totalmente desarrollada, teniendo posibilidades de efectuarse un refracturamiento.





## HISTORIA Y DATOS DEL TRATAMIENTO

POZO: EA-1

Fecha de completación: 10/2/68 Formación: Valdivia

Espesor: 4793' - 4856' Casing: 5 1/2" 14 lb/pie hasta 4864'

Perforaciones: 4 disparos/pie; 4793-96; 4833-40; 4854-56

Materiales de tratamiento: 25000 lbs de arena 20/40  
50 lbs de TLC - 15  
13000 galones de petróleo

Instrucciones especiales: Sobre desplazamiento con 102 Bbls de petróleo. No excederse de 3000 Lpc de presión de superficie.

Tasa de tratamiento: 24 BPM

Potencia: 1000 HP

Presión actual de tratamiento: Ver carta

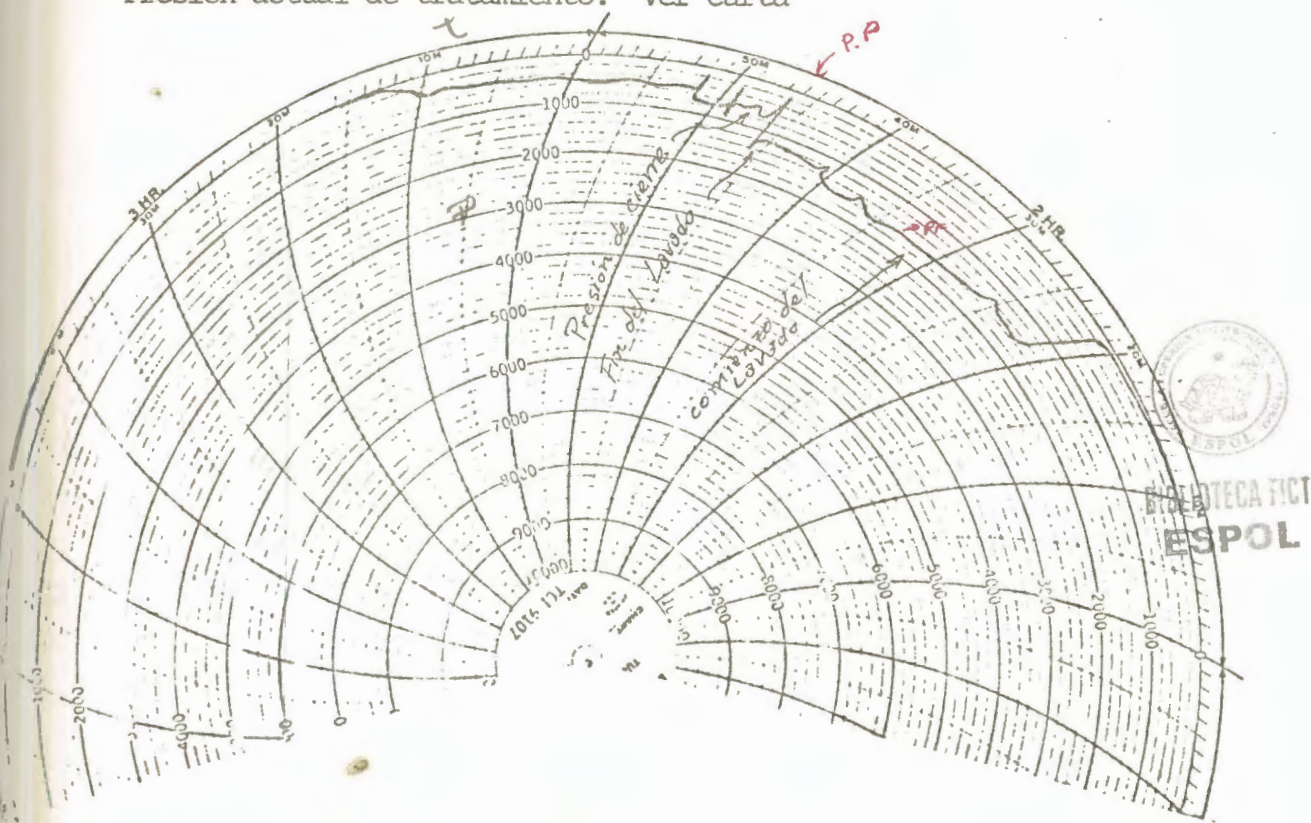


FIG. A. EJEMPLO 1



EJEMPLO 2

La fig. B presenta datos de un pozo completado con 72 perforaciones de 0.5" en un intervalo productivo de 124 pies. Los datos de núcleos y registros no están disponibles.

El pozo fue fracturado selectivamente con 358 barriles de petróleo refinado a través del espacio anular de la tubería de revestimiento.

El análisis del fracturamiento es el siguiente:

1. La inyección de la carta de presión indica que la formación se fracturó en 2600 Lpc de presión en la cabeza del pozo. El fracturamiento fue continuado con 200 barriles de mezcla de petróleo - arena y 30 barriles de petróleo para el desplazamiento, además se usó 100 libras de agente de taponamiento.
2. Después que el agente de taponamiento alcanzó la cara de la formación la presión en la cabeza del pozo fue de 2600 Lpc. El fracturamiento fue continuado con 157 barriles de petróleo refinado, la formación fue sobredesplazada con 50 barriles de petróleo crudo y el pozo fue cerrado.
3. La tasa de tratamiento promedio fué de 15.4 barriles/minuto y la presión de fracturamiento de la formación indi



## HISTORIA Y DATOS DEL TRATAMIENTO

POZO: EA-2      Fecha de completación: Pozo Nuevo  
 Formación: Valdivia  
 Espesor: 7030' - 7154'      Casing: 5 1/2", 15 lbs/pie hasta 7213'  
 Perforaciones: 72 disparos de 7030' - 7154'  
 Materiales de tratamiento: 30000 Lbs de arena 20/40, 100 lbs de TLC-15,  
 15 galones de petróleo.  
 Instrucciones especiales: Sobre desplazar con 50 barriles de petróleo.  
 No excederse de 4000 Lpc de presión de superficie.  
 Potencia: 1000      Tratamiento previo: 751 galones de ácido  
 Presión actual de tratamiento: Ver carta

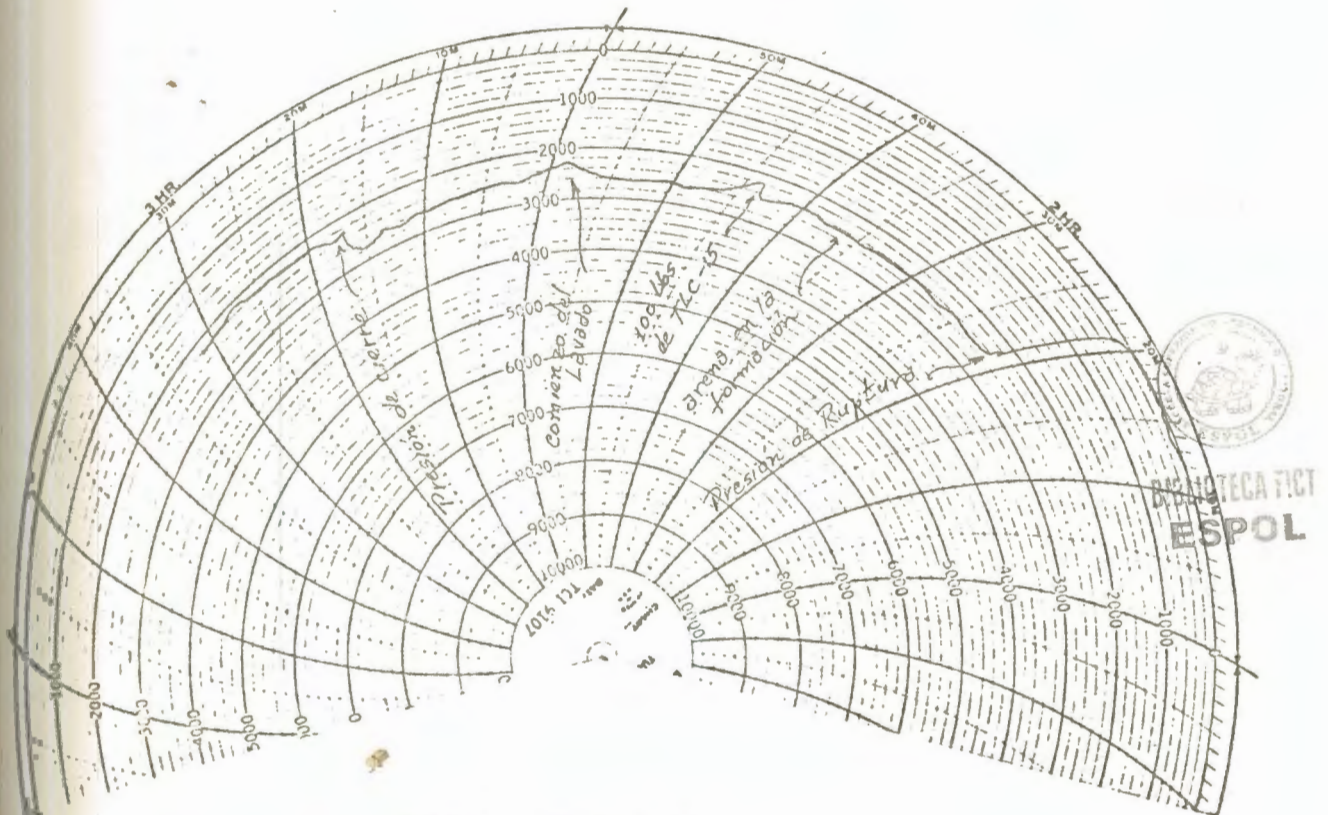


FIG.B. EJEMPLO 2

ca que la fractura fue casi vertical.

4. La carta de presión indica que el agente de taponamiento fue insuficiente para taponar la primera fractura formada.

La fractura inicial fue "selectivamente tratada" por segunda vez. No ocurrió otra fractura como se planeó.

5. El volumen grande de sobredesplazamiento al final de cada tratamiento hace que la arena sea barrida de la boca del pozo, no alcanzándose la máxima capacidad del pozo.

### EJEMPLO 3

La figura C presenta datos de un pozo completado con 296 perforaciones en un intervalo productivo de 288 pies y fracturado selectivamente con petróleo crudo y arena. Se usaron bolas sellantes para tapar las perforaciones.



El análisis del fracturamiento es el siguiente:

BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

1. La inspección de las cartas de presión indican que el primer intervalo fue fracturado con 3300 Lpc de presión en la cabeza del pozo.

La arena fue colocada en la fractura y las bolas sellantes taparon las perforaciones del primer intervalo. La



presión incrementó y el segundo intervalo se fracturó a 3600 Lpc de presión en la cabeza del pozo. Se continuó el fracturamiento de la misma manera, colocando la arena en este intervalo fracturado, se desplazó con 10 barriles de petróleo crudo y el pozo fue cerrado.

2. La presión instantánea de cierre después de la segunda etapa fue de 1200 Lpc.

La presión de fracturamiento de la formación para el segundo intervalo se la puede calcular de la siguiente ecuación:

$$P_{FP} = P_i + 0.434 D \times G$$

$$P_{FP} = 1200 + 0.434 \times 6.686 \times 0.889$$

$$P_{FP} = 3780 \text{ Lpc}$$

Con esta presión de fracturamiento y la profundidad donde se encuentra la fractura se usa la figura 9 y se ve que fractura es vertical.

3. Para determinar el número de perforaciones abiertas durante el tratamiento es necesario conocer la caída de presión a través de las perforaciones y para esto se emplea la siguiente ecuación:



$$\Delta P_{fp} = P_s - P_{FP} + D \cdot G_h - \Delta P_f$$

donde:

$$P_s = 3600$$

$$P_{FP} = 3780$$

$$D = 6686$$

$$G_h = 0.43 \quad (\text{fig. 24})$$

La pérdida de presión por fricción en la tubería de revestimiento se la calcula mediante el gráfico 25.

de donde:

$$\Delta P_f = 1800 \text{ Lpc}$$

Reemplazando estos valores se tiene:

$$\Delta P_{fp} = 3600 - 3780 + 6686 \times 0.43 - 1800$$

$$\Delta P_{fp} = 895 \text{ Lpc}$$

Con esta caída de presión y el diámetro de las perforaciones la tasa de flujo por perforación es 4.30 BPM. (de la fig. 11).

Por lo tanto el número de perforaciones abiertas al flujo será:

$$\# \text{ de perforaciones} = \frac{40 \text{ BPM}}{4.30 \text{ BPM/perforaciones}} = 9.30$$



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

## HISTORIA Y DATOS DEL TRATAMIENTO

POZO EA-3 Fecha de completación: 6/7/69 Formación: San Juan

Espesor: 6542' - 6830' Casing: 5 1/2" 23 Lbs/pie hasta 6882'

Perforaciones: 256 disparos de 6542' - 6830'

Materiales de tratamiento: 30.000 galones de petróleo, 50 bolas de caucho,  
45000 libras de arena 20/40

Instrucciones especiales: Sobre desplazar con 10 barriles de petróleo, No  
exceder 4000 Lpc de presión de superficie.

Tasa de Tratamiento: 40 BPM Potencia: 3600 HP

Presión actual de tratamiento: Ver carta

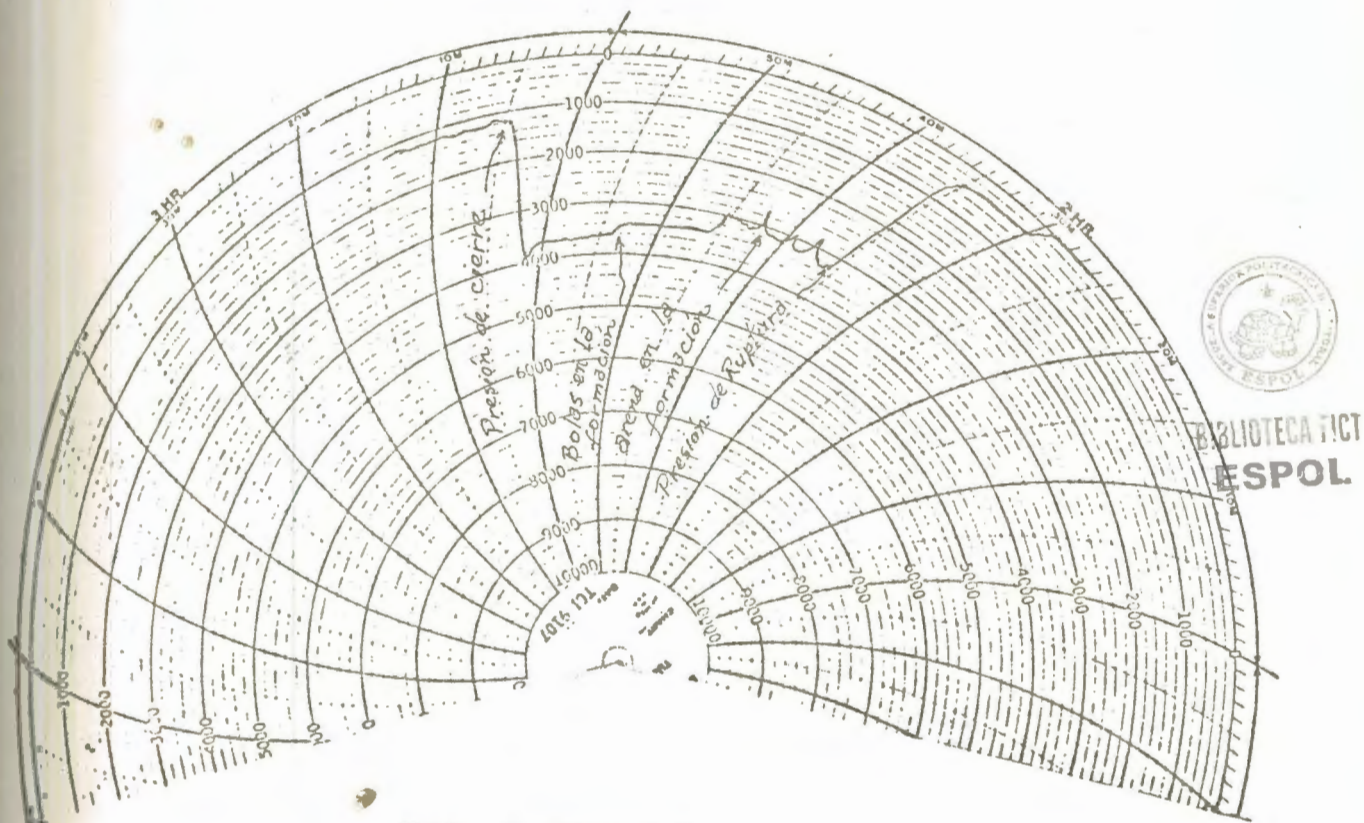


FIG. C. EJEMPLO 5

Es decir durante la segunda etapa fueron abiertas 10 perforaciones.

4. Si se asume una caída de presión similar a través de las perforaciones en la primera etapa se determina que la tasa de flujo para el petróleo de 30° API con 1.5 libras/galón es 4.20 barriles/minuto/perforación, por lo que también 10 perforaciones fueron abiertas al flujo.
5. La cantidad pequeña de sobredesplazamiento indica que la arena no ha sido barrida existiendo una situación similar a la fig. 6. En este ejemplo solo un pequeño porcentaje de las perforaciones fueron abiertas al flujo.

#### EJEMPLO 4

La fig. D presenta datos de un pozo con 98 perforaciones de 0.5" en un intervalo productivo de 84 pies. No están disponibles datos de núcleos y registros eléctricos. La formación fue fracturada en el intervalo de 5664' - 5580' a través de la tubería de revestimiento con petróleo de 30° API.

El análisis del fracturamiento es el siguiente:

1. La inyección de la carta de presión indica que la formación se fracturó con 3000 Lpc de presión en la cabeza - del pozo, 357 barriles de petróleo refinado con 22.500

libras de arena se colocaron en la fractura y la presión incrementó a 3600 Lpc, luego se bombeo petróleo crudo para desplazar y 144 barriles adicionales de sobredesplazamiento, luego el pozo fue cerrado.

2. La tasa promedio de tratamiento fue de 21 BPM. La presión instantánea de cierre fue de 2000 Lpc.
3. La presión de fracturamiento indica que la fractura fue orientada aproximadamente  $60^\circ$  de la horizontal.
4. La carta de presión indica solamente una fractura formada. Las presiones de superficie que se obtuvieron fueron las máximas que puede soportar la tubería de revestimiento.
5. El sobredesplazamiento grande barrió a la arena dentro de la fractura dando una condición similar a la fig. 8 por lo que la capacidad productiva del pozo está restringida.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



## HISTORIA Y DATOS DEL TRATAMIENTO

POZO EA-4 Fecha de completación: 11/8/70 Formación: San Juan

Espesor: 5664' - 5580' Casing: 7" 20 Lbs/pie hasta 3477'

Laina: 4 1/2" 9.5 Lbs/pie; de 3477' - 5725'

Perforaciones: 98 disparos 5664' - 5580'

Materiales de tratamiento: 15.000 galones de petróleo, 22.500 lbs  
de arena 20/40

Instrucciones especiales: No exceder 3600 Lpc de presión de superficie  
sobredesplazar con 144 barriles de crudo.

Tasa de tratamiento: 21 BPM Potencia: 2000 HP

Tratamiento Previo: 1000 galones de ácido

Presión de tratamiento actual: Ver carta

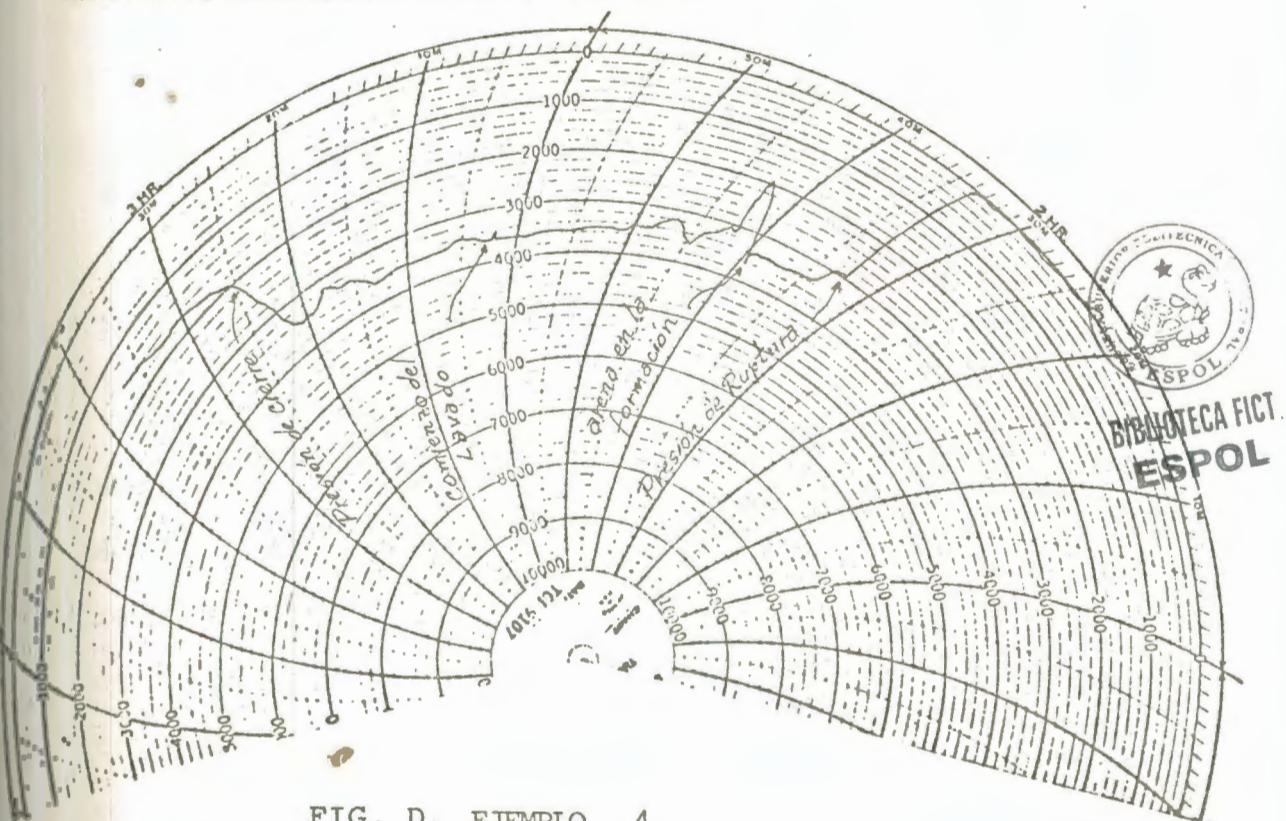


FIG. D. EJEMPLO 4

## CAPITULO IV

### PARAMETROS INVOLUCRADOS EN UN REFRACTURAMIENTO

#### 4.1. CALCULO DE LA CAPACIDAD RELATIVA DEL SISTEMA DE FRACTURA

Existen diferentes métodos para evaluar los resultados que se han obtenido en un trabajo de estimulación, pero todos tratan de llegar al mismo objetivo.

Para evaluar los tratamientos de fracturamiento y los parámetros involucrados en un refracturamiento será necesario conocer:

1. Que zona o zonas fueron estimuladas
2. Que aumento de la producción fué obtenido
3. Cual fué la orientación de la fractura
4. Para fracturas verticales cual fué la longitud y altura de asentamiento del agente de sostén.
5. Cual fue la capacidad de flujo de la fractura.

Las pruebas de producción y las curvas de declinación son unos de los métodos más importantes para conocer los resultados de un fracturamiento. Muchas veces se efectúan pruebas de restauración de presión antes y después de un fracturamiento con la finalidad de determinar la extensión del daño antes del trabajo, y si este daño fue o no eliminado en el fracturamiento. De la misma manera se puede determinar el cambio en la per



meabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

Un registro de temperatura puede, muchas veces, determinar la zona de fractura (9).

Si el yacimiento contiene suficiente energía disponible y reservas, existe la posibilidad de efectuar un refracturamiento, para lo cual se hace necesario determinar ciertos parámetros mediante la ayuda de fórmulas y gráficos que nos permitirán resolver el problema tomando una decisión acertada.

Conociendo la altura del agente de sostén en la fractura, la presión de tratamiento, la permeabilidad del sistema de fractura, la permeabilidad de la formación y el radio de drenaje del pozo, podemos determinar la capacidad relativa del sistema de fractura.

La siguiente ecuación desarrollada por TINSLEY (2) permite calcular la capacidad relativa "X" del sistema de fractura:

$$X = \frac{K_f \times W_f \times h_f}{200 \pi \times K_i \times h_i} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \times \sqrt{\frac{10}{S}} \quad (15)$$

donde:

X = capacidad relativa, pies

$K_f$  = permeabilidad del sistema de fractura, md

$W_f$  = anchura de la fractura, pie



$h_f$  = altura del agente de sostén en la fractura, pie

$K_i$  = permeabilidad de la formación, md

$h_i$  = espesor neto de la formación, pie

$r_e$  = radio de drenaje, pie

$r_w$  = radio del pozo, pie

$S$  = espaciamiento del pozo, acres

La ecuación (15) nos indica que la capacidad relativa es una función de la relación altura del agente de sostén en la fractura al espesor neto de la formación  $h_f/h_i$ . Las curvas que se muestran en las figuras 12 al 21, pueden ser usadas para determinar si se ha obtenido suficiente capacidad relativa de los fracturamientos previos. Estas curvas son re producidas del trabajo presentado por TINSLEY para distintas relaciones de  $h_f/h_i$ .

La importancia del cálculo de la capacidad relativa es más necesaria cuando: los valores de  $\frac{h_f}{h_i}$  son menores a 1; permeabilidad de la formación es mayor a 0.1 md y cuando en el sistema de fractura se encuentren gran cantidad de finos.

Las líneas diagonales dibujadas en cada uno de los gráficos fueron arbitrariamente puestos con el fin de dividirlos en áreas de capacidad relativa alta para consideraciones de un refracturamiento.



BIBLIOTECA  
ESPO



En el lado izquierdo de estas líneas, las curvas  $L/r_e$  comienzan a cambiar apreciablemente en la pendiente mientras - al lado derecho de la línea, la pendiente es casi constante.

Si la capacidad relativa original del sistema de fractura se encontrase a la izquierda de la diagonal, entonces cualquier disminución en la capacidad de flujo de la fractura - ( $K_f \times W_f$ ) con el tiempo puede causar una reducción en la capacidad relativa y provocar un desplazamiento más a la izquierda.

Siguiendo cualquiera de las curvas hacia la izquierda de la línea, podemos observar que la producción está ocurriendo como consecuencia del taponamiento del sistema de sostén con finos u otro material de la formación, lo que reduce la capacidad de flujo de la fractura y por lo tanto la capacidad relativa.

Si la capacidad relativa es inicialmente baja o mínima y una reducción de la capacidad de flujo con el tiempo puede ser perjudicial. Sin embargo, si la capacidad relativa fue inicialmente alta, es decir que se encuentra a la derecha de la línea diagonal entonces una reducción en la capacidad de flujo podría aún, dejar suficiente capacidad relativa para mantener en incremento en la producción <sup>(10,11)</sup>.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Como se muestra en las figuras (12 al 21) esta capacidad relativa mínima es una función del valor de  $L/r_e$  (longitud del agente de sostén en la fractura y radio de drenaje). Por lo que para algún valor determinado de  $L/r_e$  tendremos un mínimo valor de la capacidad relativa.

Si la capacidad realtiva calculada es menor que este valor mínimo entonces el agente de sostén en la fractura podría ser redistribuído, es decir existe la posibilidad de efectuar un refracturamiento.

La permeabilidad del sistema de fractura se calculará em pleando los gráficos (22 al 23) en función del esfuerzo de cierre de la formación.

El esfuerzo de cierre tiene la siguiente ecuación:

$$EC = D (G_f - G_p)$$

donde:

- EC = Esfuerzo de cierre, (Lpc)
- D = profundidad, pie
- $G_f$  = gradiente de fractura, Lpc/pie
- $G_p$  = gradiente de flujo, Lpc/pie



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

#### 4.2. DETERMINACION DEL AREA Y LONGITUD DE LA FRACTURA

La longitud de fractura empaquetada con el agente de sostén, es muy importante para el análisis de los fracturamien-

tos realizados y su determinación se la efectúa por 2 métodos:

- a. En función del área de fractura, ya sea usando las figuras (27 y 28) o cuando se asume que la fractura se extiende en forma regular en ambos lados del pozo para efectuar - verticales o en forma radial para fracturas horizontales.
  - b. Usando el método de la guía de fracturamiento hidráulico <sup>(12)</sup>. Efectuaré el análisis de cada método
- A) El primer método consiste en determinar el área que ha empaquetado completamente el agente de sostén en la fractura.

Si la fractura que se origina es horizontal el área estimada será:

$$A (f) = 2 \pi L^2 \quad (17)$$

Como asumimos que la fractura se extiende verticalmente a ambos lados del hueco el área aproximada será:

$$A (f) = 2 L \times h_i \quad (18)$$

donde:

- A(f) = área de la fractura, pies<sup>2</sup>  
 L = longitud de la fractura, pie  
 h<sub>i</sub> = espesor neto, pie

Como sabemos la cantidad de arena que se ha empleado en



BIBLIOTECA F. I.  
 ESPOL

los tratamientos, entonces en función de esta cantidad podemos determinar el área de fractura  $A(f)$ , basado en el siguiente principio:

1. El volumen por unidad de área de fractura es:

$$V = A(f) \times W_f = 1 \times 0.1/12 = 0.00833 \text{ pie}^3/\text{pie}^2$$

2. De acuerdo a pruebas de laboratorio las arenas de grano redondo tienen las siguientes propiedades<sup>(13)</sup>:

T A B L A 1

MALLA	DIAMETRO MAXIMO (Pulg)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA (md)
10-20	0.0787	32	325.000
10-30	0.0787	33	191.000
20-40	0.0331	35	121.000
40-60	0.0165	38	45.000

La gravedad específica de la arena es 2.63; luego densidad será:

$$2.63 \times 62.4 \text{ lb/pie}^3 = 164 \text{ lbs/pie}^3$$

En este estudio consideraré que las arenas empaquetadas (malla 20-40) tienen una porosidad de 35%.

3. El peso de la arena que se empaqueta un pie cuadrado de fractura será:

$$\text{peso} = V (1 - \phi) \times \rho$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



$$\text{peso} = 0.00833 (1-0.35) \times 164$$

$$\text{peso} = 0.0888 \text{ Lb/pie}^2$$

4. La cantidad máxima de arena que empaquetará un área A(f) será:

$$\text{máxima cantidad de arena} = 0.888 \frac{\text{Lbs de arena}}{\text{pie}^2 \text{ de fractura}} \times A(f)$$

despejando A(f) tendremos:

$$A(f) = \frac{\text{máxima cantidad de arena}}{0.888 \text{ Lbs/pie}^2} \quad (19)$$

reemplazando esta área en la ecuación (18) nos dará la longitud de fractura.

- B. La guía de fracturamiento hidráulico<sup>(12)</sup> para determinar la longitud de fractura emplea la siguiente fórmula:

$$L = \sqrt{V_f / 1.57 (W_0 / 12L) H_G} \quad (20)$$

donde:

L = Longitud del agente de sostén en la fractura  
pie.

V<sub>f</sub> = Volumen de arena dentro de la fractura, sacos

W<sub>0</sub>/12L = Relación ancho a longitud de fractura

H<sub>G</sub> = Espesor grueso de la formación, pie

La relación W<sub>0</sub>/12L está en función de las propiedades de la roca y se determina de la siguiente manera:

1. Calculamos el esfuerzo de la roca, q<sub>∞</sub>



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$$q_{\infty} = G_f \cdot D - P_0 \quad (21)$$

donde:

$G_f$  = gradiente de fractura

$D$  = profundidad

$P_0$  = presión del yacimiento

## 2. Módulo de Young, E

Este valor se lo determina en base del registro sónico, usando las figuras 31 y 32. Cuando no está disponible el registro sónico se utiliza la figura 33 que está en función de la porosidad.

## 3. Determinación de la relación de Poisson, $\nu$ .

Seleccionar el valor aproximado de  $(1 - \nu^2)$  de la siguiente tabla.

T A B L A 2		
FORMACION	$\nu$	$1 - \nu^2$
Arena dura	0.15	0.98
arena media	0.17	0.97
arena blanda	0.20	0.96
caliza dura	0.25	0.94
caliza media	0.27	0.93
caliza blanda	0.30	0.91



BIBLIOTECA FICTICIA  
ESPOL

## 4. Propiedades combinadas de las rocas

$$\alpha = (1 - \nu^2)/E \quad (22)$$

Se selecciona de las figuras (34 a 37), un valor de  $(1 - v^2)/E$  igual o más cercano al valor calculado y se determina la relación  $\Delta P_p/q_\infty$  con  $q_\infty$  y la viscosidad del fluido de fracturamiento.

5. Cálculo de la presión de propagación,  $\Delta P_p$ .

$$\Delta P_p = \frac{\Delta P_p}{q_\infty} \times q_\infty \quad (23)$$

6. Se determina la relación  $\Delta P_p (1 - v^2)/E$

$$\Delta P_p (1 - v^2)/E = \Delta P_p \times \alpha \quad (24)$$

con este valor y  $\Delta P_p/q_\infty$  se entra en la figura (38) y se lee en la ordenada el valor de  $W_o/12L$ .

Este valor lo usamos en la ecuación (20) para determinar la longitud de fractura.

#### 4.3. DISTRIBUCION DE LA ARENA EN LA FRACTURA

El área de la fractura creada por un fracturamiento puede ser calculada, sin embargo solamente la sección empaquetada con el agente de sostén es efectiva para la estimulación en la producción.

Muchos parámetros tales como la tasa de inyección, volumen de tratamiento, viscosidad del fluido y la concentración del agente de sostén pueden afectar la eficiencia del transporte (14).



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Para tener una idea del movimiento y de la distribución (del agente de sostén) de la arena se han efectuado algunas pruebas de laboratorio.

Estos estudios experimentales fueron efectuados por Babcock - Prokop<sup>(14)</sup>, Kern, Perkins y Wyant<sup>(16)</sup>. Estudiaron el movimiento de la arena en una fractura vertical y concluyeron que el agente de sostén se deposita sin considerar el tipo de fluido usado en el fracturamiento.

En una fractura vertical la arena tiene dos componentes de velocidad, uno descendente a causa de la gravedad y el otro horizontal efectuado por el movimiento del fluido a través de la grieta.

Se puede decir que la distribución del agente de sostén puede ser descrito por dos parámetros:

- La velocidad de equilibrio, la cual representa la velocidad necesaria para mantener al agente de sostén suspendido en el fluido fracturante, previniendo el asentamiento de las partículas.
- El régimen de depositación constante, el cual describe el regimen de depositación del agente de sostén cuando la velocidad es menor que la velocidad de equilibrio.

Estos dos parámetros fueron investigados como una función



del tipo y tamaño del agente de sostén, del régimen de bombeo, de la geometría de la fractura y de las propiedades del fluido.

Los fluidos usados fueron Newtonianos (agua fresca, agua salada, petróleo refinado) y los No-Newtonianos (guar-gum gel a distintas concentraciones).

Los tipos de agente de sostén estudiados fueron arena Ottawa, bolas de plástico, arenas angulares, cáscara de nuez, y bolas de vidrio, cuya gravedad específica se encuentra en el rango de 1.04 a 2.65 gr/cm<sup>3</sup> la concentración se hizo variar de 0.2 a 5.4 lbs/galón.

Las conclusiones a que llegaron después de estos trabajos fueron:

1. La velocidad de equilibrio, describe la velocidad de flujo necesaria para prevenir la depositación de las partículas, y tiene la siguiente fórmula:

$$V_{eq} = \frac{1.129 Q}{W_f h_{eq}} \quad (25)$$

donde:

$V_{eq}$  = Velocidad de equilibrio, pie/seg.

$Q$  = Régimen de flujo de la mezcla, BPM

$W_f$  = ancho de la fractura, pulg.

$h_{eq}$  = altura abierta al flujo en equilibrio, pie



BIBLIOTECA  
ESPOL

Los trabajos de Kern<sup>(16)</sup> indicaron que para muchas operaciones de campo la velocidad de equilibrio se estima que varía entre 5 a 10 pie/seg. y en algunos casos puede ser más alta como con petróleo geloso o aguas emulsionadas. Existen gráficos y fórmulas que permiten determinar la velocidad de equilibrio con mayor exactitud, pero para efectos de cálculo se usa 7 pie/seg.

2. El regimen de depositación constante del agente de sostén fue asumido que es directamente proporcional a la diferencia entre la actual velocidad del fluido y la velocidad de equilibrio del mismo<sup>(14)</sup>.

$$\frac{dH}{dt} = K' (V_{eq} - V) \quad (26)$$

$K'$  = tasa de depositación constante

$V$  = velocidad del fluido

Se puede ver que cuando la  $V$  incrementa, la tasa decrece hasta el punto que desaparece cuando se alcanza a la velocidad de equilibrio.

3. Una vez que se forma la altura en equilibrio, ésta no se reduce por el sobreflujo. Sin embargo, a altas tasas de inyección (velocidades incrementadas sobre la capa de sostén) el agente de sostén asentado previamente será lavado hacia la parte de atrás de la fractura hasta que una área mayor sea abierta al flujo y la velocidad caiga a la velocidad de equilibrio.

4. La altura que tiene el agente de sostén dentro de la frac



tura será obtenida por la sustracción de la altura neta de la formación ( $h_i$ ) con la altura en equilibrio abierta al flujo ( $h_{eq}$ ), obteniéndose:

$$h_f = h_i - h_{eq}$$

$$h_f = h_i - 1.129 \frac{Q}{W_f V_{eq}}$$
 (27)

donde:

$H_f$  = altura del agente de sostén en la fractura, pie

$h_i$  = espesor neto de la formación, pie

$h_{eq}$  = altura en equilibrio abierta al flujo, pie

$Q$  = régimen de bombeo de la mezcla, BPM

$W_f$  = ancho de la fractura, pulg.

$V_{eq}$  = Velocidad de equilibrio, pie/seg.

Otro parámetro que afecta a la distribución del agente de sostén en la fractura es la concentración de la arena en la bomba, pero como nuestro interés es saber si la arena empacó o bien la fractura, calcularemos la concentración del agente de sostén en la fractura <sup>(10)</sup>.

Basándonos en el peso de la arena de 100 lbs/pie<sup>3</sup>, y obtendremos:

$$\text{Concentración (Lbs/pie}^2\text{)} = 100 \text{ lbs/pie}^3 \times W_f \text{ (pie)}$$

donde  $W_f$  = ancho de la fractura

Este valor depende solamente del ancho de fractura, y es





independiente de la concentración de la arena en la bomba.

Si se usan concentraciones grandes en la bomba se obten  
drá un incremento hasta alcanzar la altura de equilibrio, al  
mismo tiempo la longitud de la fractura empaquetada aumenta.

Cuando la concentración de la arena en la fractura es  
baja, es posible que se produzca un aplastamiento de la are  
na y la capacidad de flujo de la fractura se reduce; el ran  
go de 1 lb/pie<sup>2</sup> se considera adecuado para mantener el in-  
cremento de la producción.

#### 4.4. REDISTRIBUCION DEL AGENTE DE SOSTEN

Cuando la capacidad relativa es baja y se ha decidido  
refracturar la formación, es necesario saber de que manera  
se va a redistribuir el agente de sostén viejo, es decir que  
técnica se va a usar.

A continuación presentamos dos métodos para redistribuir  
el agente de sostén viejo:

1. El primer método para la redistribución del agente de  
sostén se basa en pruebas de laboratorio, y consiste en colo-  
car una cantidad de gel dispersante sobre el tope de la -  
capa de arena existente. Después de que el gel es coloca-  
do, se bombea a un régimen de inyección bajo a través del



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



agente de sostén hasta que la tasa de flujo puede ser incrementada suficientemente para remover el agente de sostén viejo de las cercanías del pozo.

El primer paso en este procedimiento podría ser el cálculo del volumen del material dispersante requeridos para llenar la fractura sobre la capa de arena, lo que depende del ancho de la fractura, de la altura abierta sobre la arena y de la longitud empaquetada.

El siguiente paso sería determinar la tasa requerida para iniciar el flujo a través del agente de sostén usando la ecuación de Darcy para flujo lineal, para lo cual es necesario conocer la capacidad de flujo del sistema - del agente de sostén.

Ya que este método se basa en la redistribución del agente de sostén viejo debemos considerar los posibles efectos perjudiciales, por su baja capacidad de flujo.

Si la redistribución del agente de sostén resulta en una altura grande de arena detrás del gel dispersante, esto podría sellar la fractura. Si el agente de sostén fué redistribuido más allá del radio de drenaje esto no es perjudicial.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

También se considera no perjudicial cuando la redistribución de una altura de arena es no mayor al 10% del espesor neto de pago.

Una vez que el sistema del agente de sostén viejo ha sido removido y colocado al final de la fractura se debe colocar un nuevo agente de sostén en la fractura.

Después que el área bajo el gel dispersante es llenada con agente de sostén nuevo a tasas de inyección bajas, el gel se rompe o se (la viscosidad decrece) dispersa permitiendo la colocación de arena en esta área. La arena también se la puede colocar en el material dispersante desde el principio.

El procedimiento de redistribución del agente de sostén discutido aquí está basado en el uso de fluido con baja viscosidad y fluidos de fracturamiento poco costosos que puedan sostener y colocar el agente de sostén dando como resultado un tratamiento económico.

2. El segundo método para la redistribución del agente de sostén viejo puede ser mediante el uso de fluidos altamente viscosos, o sea fluidos de fracturamiento que lleven en suspensión al agente de sostén (17).

Usando este tipo de fluido a tasas adecuadas, el ancho



BIBLIOTECA FICTICIA  
DEL ESPOL

de la fractura se incrementa permitiendo que el sistema de agente de sostén viejo decrezca en altura.

Esto permite que, a la vez que se desplaza el agente de sostén viejo, se coloque el nuevo agente de sostén en la fractura.

Este tratamiento de redistribución del agente de sostén resulta más caro que el primer método cuando los radios de drenaje son grandes.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



## CAPITULO V

### EJEMPLOS DE DISEÑO Y ANALISIS DE POZOS PARA POSIBLES REFRACTURAMIENTOS

#### 5.1. ECUACIONES BASICAS

Estas ecuaciones se las usa en el diseño de fracturamiento hidráulico. Algunos de los parámetros empleados se los encuentra en gráficos los cuales dan buenos resultados como los que se encuentra a partir de las ecuaciones.

En el desarrollo del presente trabajo se utilizarán tanto los gráficos como las ecuaciones.

##### a. Gradiente de fracturamiento de la formación

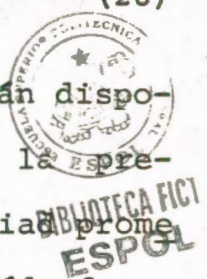
Se denomina gradiente de fractura a la relación que existe entre la presión de fondo de tratamiento registrada durante la inyección de los fluidos fracturantes y la profundidad del intervalo fracturado.

$$G_f = \frac{\text{Presión de tratamiento}}{\text{Profundidad}} \quad (28)$$

Si las cartas de presiones del fracturamiento están disponibles podemos calcular este gradiente dividiendo la presión instantánea de cierre ( $P_i$ ), entre la profundidad y agregando la gradiente hidrostática del fluido fracturante, sea:

$$G_f = \frac{P_i}{D} + G_h \quad (29)$$

Para pozos nuevos la gradiente de fractura se estima de la siguiente ecuación:





$$G_f = C + (\text{Gradiente litostática} - C) \times \frac{\text{Presión del Yacim.}}{D} \quad (30)$$

donde C = constante (estando su valor entre 0.33 y 0.5)

Para pozos nuevos se utiliza 0.45

La gradiente litostática es aproximadamente 1 Lpc/pie hasta los 10.000 pies y de 1 a 1.2 a profundidades mayores a 10.000 pies.

b. Gradiente de presión hidrostática

Esta gradiente está dada por la siguiente ecuación:

$$G_h = \frac{61.5}{131.5 A} + 0.052 \gamma \quad (31)$$

$$1 + 0.0445 x \gamma$$

$G_h$  = gradiente de presión hidrostática

A = gravedad API del petróleo

$\gamma$  = Concentración de la mezcla, Lbs/galón

Este gradiente se lo obtiene también usando el gráfico 24.

c. Presión de fracturamiento de la formación para una condición a hueco abierto

En esta ecuación no se toma en cuenta la caída de presión a través de las perforaciones:

$$P_{FP} = P_s + D \cdot G_h - \Delta P_f \quad (32)$$



donde:

$P_{FP}$  = Presión de fracturamiento, Lpc

$P_s$  = Presión en la superficie, Lpc

$D$  = profundidad, pie

$\Delta P_f$  = pérdida de presión por fricción, Lpc

d. Presión de fracturamiento para pozos disparados

La presión de fracturamiento para pozos disparados está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{FP} = P_s + D.G_h - \Delta P_f - \Delta P_{fp} \quad (33)$$

donde:

$\Delta P_{fp}$  = Pérdida de presión por fricción en las perforaciones, Lpc.

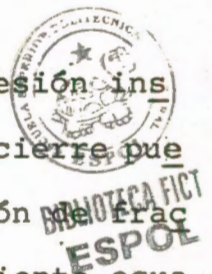
e. Presión de fracturamiento obtenida a partir de las cartas de fracturamiento.

De la carta de fracturamiento se determina la presión instantánea de cierre. Esta presión instantánea de cierre puede ser usada directamente para calcular la presión de fracturamiento de la formación, por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{FP} = P_i + 0.434.D.G \quad (34)$$

donde:

$G$  = gravedad específica del petróleo en la tubería de revestimiento, en el tiempo de cierre.



f. Pérdida de presión por fricción en la tubería conductora

Esta pérdida de presión por fricción puede ser calculada con razonable exactitud si conocemos el diámetro de la tubería, el tipo de fluido que fluye a través de ella y la concentración de arena.

Existen diversos procedimientos para calcular estas pérdidas de presión. En este trabajo usaremos un gráfico para cuando los fluidos sean bombeados a través de la tubería de revestimiento o tubería de producción a varias tasas de inyección.

El gráfico 25 utilizado en el diseño, es en base a la profundidad de la tubería, su diámetro interior, a la tasa de inyección y a la concentración de arena.

g. Pérdida de presión a través de las perforaciones

Se la puede calcular usando la siguiente fórmula:

$$\Delta P_{fP} = \frac{\rho_m \times Q^2}{8096 A_o}$$

donde:

Q = tasa de flujo, Gal/min

A<sub>o</sub> = Area de las perforaciones, pulg<sup>2</sup>

ρ<sub>m</sub> = Densidad de la mezcla, Lbs/gal

La densidad de la mezcla está dada por la siguiente ecuación





ción:

$$\rho_m = \frac{8.34 \times G \times \gamma}{1 + 0.0465 \times \gamma} \quad (36)$$

La pérdida de presión a través de las perforaciones también se las puede calcular por esta fórmula:

$$\Delta P_{fp} = P_s - P_i - \Delta P_f \quad (37)$$

O por el uso del gráfico 26, en base al diámetro de las perforaciones, tasa de inyección y número de perforaciones.

#### h. Potencia hidráulica

La potencia hidráulica necesaria para bombear un fluido al pozo con una presión de inyección en la superficie está dada por la siguiente ecuación:

$$HHP = \frac{P_s \times Q}{40.8} \quad (38)$$

donde:

Q = tasa de inyección, BPM

P<sub>s</sub> = presión en la superficie, Lpc

#### 5.2. PROCEDIMIENTO PARA DISEÑAR UN FRACTURAMIENTO

Existen muchas técnicas que sirven para diseñar trabajos de fracturamientos, pero no todas se pueden aplicar a las condiciones que existen en un determinado campo, ya que los trabajos son complejos y dependen de muchas variables.



A continuación se va a mostrar la teoría básica que se usó en el diseño de un fracturamiento en el área en estudio.

El procedimiento utilizado ha sido el siguiente:

1. Determinar el intervalo que va a fracturarse y decidir si el tratamiento se va a efectuar por etapas.
2. Determinar la profundidad promedio a fracturarse

$$D = \frac{\text{Tope superior} + \text{Tope inferior}}{2}$$

3. Determinar el espaciamiento de pozos

Esto se lo realiza tomando como base el pozo más cercano que se encuentre produciendo en la misma zona.

4. Cálculo del gradiente de fractura

Este se lo realiza tomando datos del pozo más cercano y aplicando la siguiente fórmula:

$$G_f = \frac{P_h + P_s - \Delta P_f - \Delta P_{fp}}{D} \quad (39)$$

donde:

$G_f$  = gradiente de fractura, Lpc/pie

$P_h$  = presión hidrostática, Lpc

$P_s$  = Presión de tratamiento en superficie, Lpc

$\Delta P_f$  = Pérdida de presión en la tubería de revestimiento, Lpc

$\Delta P_{fp}$  = Pérdida de presión en las perforaciones, Lpc

$D$  = Profundidad de la zona a fracturarse, pie

### 5. Tipo de fluido a usarse

El escoger el fluido de tratamiento es importante. Se ha usado mezcla de petróleo crudo residuo y agua, generalmente agua para pozos con gas. El fluido se escoge en base a la experiencia en el área.

### 6. Concentración de arena a inyectarse

Esta concentración depende de las características de la formación y varía para cada área.

### 7. Cálculo de la penetración de la fractura (% de radio de drenaje)

Se la obtiene en porcentaje usando las figuras 27 y 28, que están en función de la razón de conductividad y de la relación de los índices de productividad antes y después del fracturamiento.

Para encontrar la conductividad relativa se usa la siguiente fórmula:

$$CR = \frac{K_f \cdot W_f}{K_i} \sqrt{\frac{40}{S}}$$

donde:

- CR = conductividad relativa
- $K_f$  = Permeabilidad de la fractura, Darcy
- $W_f$  = Ancho de la fractura, Pie
- $K_i$  = Permeabilidad de la formación, md
- S = Espaciamiento, Acres



La relación de índices de productividad se la asume, de acuerdo a la experiencia de tratamientos pasados. Generalmente se usa hasta un máximo de  $\frac{J_f}{J_i} = 5$

#### 8. Cálculo del Radio de Drenaje

Para obtener el radio de Drenaje en pies, se utiliza la siguiente ecuación:

$$RD = 104.36 \sqrt{S} \quad (41)$$

#### 9. Penetración de la fractura

La penetración depende del radio de drenaje y es igual a:

$$\text{Penetración} = 104.36 \sqrt{S} \times \% RD \quad (42)$$

#### 10. Área de la Fractura

Se la calcula en base a la penetración de la fractura y a la altura vertical estimada, la misma que en algunos casos se la asume en 150 pies. En estos valores se encuentra el área de fractura usando el gráfico 29.

#### 11. Cantidad de Arena a inyectarse

Según el diseño de la formación a fracturarse se debe poner 8500 Lbs. de arena de malla 10/20 por cada 10.000 pies cuadrados de fractura para tener la fractura empaquetada.

(Para un ancho de fractura de 0.1" se usa  $\frac{8.500 \text{ Lbs}}{10.000 \text{ pie}^2}$ )

$$\text{Cantidad de arena} = \frac{8.500 \text{ Lbs}}{10.000 \text{ pies}^2} \times \text{Área de fractura (pies}^2\text{)}$$



$$\# \text{ de Sacos} = \frac{\text{cantidad de arena (Lbs)}}{100}$$

## 12. Volumen de fluido

El volumen de fluido a inyectarse se calcula de la concentración de arena estimada.

$$\text{Volumen de fluido (Bbbs)} = 2.3809 \times \frac{\# \text{ de sacos de arena}}{\text{concentración (Lbs/galón)}}$$

## 13. Volumen de Desplazamiento

Después que se inyecta la mezcla de petróleo-arena es necesario bombear un fluido de desplazamiento, este volumen de fluido lo determinaremos por la siguiente relación:

$$\text{Desplazamiento} = \text{Profundidad del tope Superior} \times \text{capacidad de tubería de fracturamiento.}$$

La capacidad de la tubería se la determina de las tablas.

## 14. Tasa de Inyección

Se calcula midiendo el volumen de petróleo inyectado en 2 minutos desde el momento en que se produce la ruptura de la formación.

Una vez que se obtiene la tasa de inyección y con la caída de presión leída en las cartas de presiones se calcula la cantidad de perforaciones que están tomando fluido, por medio de la figura 11.





## 15. Presión de superficie

Esta se obtiene utilizando los datos del pozo y despejando  $P_s$  de la fórmula 39.

$$P_s = G_f \times D \times \Delta P_f + \Delta P_{fP} - P_h$$

## 16. Caballaje Hidráulico

Se lo obtiene utilizando la fórmula 38:

$$\text{HHP} = 0.0245 \times P_s \times Q$$

## 5.3. EJEMPLOS PRACTICOS DE APLICACION

En esta parte del capítulo presentaremos algunos ejemplos del diseño realizado y su respectivo análisis para un posible refracturamiento.

Este análisis será efectuado en base a la longitud de la fractura empaquetada con agente de sostén y a la capacidad relativa. La carta circular nos servirá para ver la variación de presiones a través de todo el trabajo de fracturamiento - que se está analizando.

EJEMPLO # 5

DATOS DEL POZO:

POZO:	AX-1
AREA:	Ancón
FORMACION:	Atlanta

Completado con Tubería

de revestimiento: 4 1/2" J-55 9.5#  
 Intervalo de fractura: 1205' - 1707'  
 Fluido fracturante : agua gelificada

DATOS PARA EL DISEÑO

Gradiente de fractura: 0.71 Lpc/pie  
 Permeabilidad del yacimiento: 4 md  
 Porosidad: 19%  
 Módulo de Young 4.3 x 10<sup>6</sup>  
 Area de drenaje: 40 acres  
 Ancho de fractura asumida: 0.1 pulg.

Los resultados obtenidos en el campo están indicados en la fig. E-1 con las recomendaciones para el trabajo de fracturamiento.

Aplicando el procedimiento descrito anteriormente tendremos:

mos:

1. El intervalo escogido de acuerdo al registro eléctrico es

1205' - 1707'

2. Profundidad promedia (D)

$$D = \frac{1205' + 1707'}{2} = 1456 \text{ pies}$$

3. Espaciamiento, (S)

40 acres

4. Gradiente de fractura ( $G_f$ )



$$G_f = \frac{650 + 1250 - 800 - 100}{1410} = 0.71$$

### 5. Tipo de fluido

Agua gelificada de salinidad 32000 ppm de NaCl

$$\mu = 56 \text{ cps} \quad \text{y} \quad \rho = 1.03 \text{ gr/cm}^3$$

### 6. Concentración de arena a inyectarse

Para este pozo la concentración es 2.1 Lbs/galón

### 7. Cálculo de la penetración de la fractura (% Radio de Drenaje)

$$K_f = 170 \times 0.125 + 330 \times 0.875 = 310 \text{ Darcy}$$

$$CR = \frac{310 \times 0.1}{4 \times 12} \times \frac{40}{40} = 0.65$$

con la capacidad relativa y una relación de estimulación de  $\frac{J_f}{J} = 5$  del gráfico 28 se encuentra % RD = 50%.

### 8. Penetración de la fractura

Para un espaciamento de 40 acres RD = 660'

$$\text{Penetración} = 660 \times 0.50 = 330 \text{ pies}$$

### 9. Area de la fractura

De la figura 29 para fracturas verticales y para una penetración de 330 pies el área es 94.000 pies<sup>2</sup> estimando la altura de la fractura en 150 pies.

### 10. Cantidad de Arena

$$\# \text{ Sacos} = \frac{8.500 \text{ Lbs}}{10.000 \text{ pies}^2} \times \frac{94.000 \text{ pies}^2}{100} = 799 \text{ sacos}$$



BIBLIOTECA FICT

ESPOL



## 11. Volumen de fluido

$$\text{Vol. de fluido (Bbls)} = 2.3807 \times \frac{800 \text{ sacos}}{2.1 \text{ Lbs/galón}} = 907 \text{ Bbls}$$

## 12. Volumen de desplazamiento

$$\text{Desplazamiento} = 1205' \times 0.0873 \frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \times \frac{1 \text{ Bbls}}{561 \text{ pie}^3} = 18.7 \text{ Bbls}$$

## 13. Tasa de Inyección

33 BPM

## 14. Presión de superficie

$$P_s = 0.71 \times 1456 + 800 + 60 - 0.48 \times 1456 = 1175 \text{ Lpc}$$

## 15. Caballaje Hidráulico

$$\text{HHP} = 0.0245 \times 1195 \times 33 = 966 \text{ HP}$$

De acuerdo a esto el diseño para 800 sacos de arena será:

Bbls	Conc.	# de Sacos	
		16/30	8/20
150	0.75	48	0
150	1.50	52	47
150	2.00		130
150	2.50		160
150	2.75		173
150	3.00		190
900		100	700

Desplazar con 25 Bbls.



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL



## ANALISIS DEL FRACTURAMIENTO

El análisis de este pozo y de los demás se lo hará en base a la longitud de fractura empaquetada y a la capacidad relativa y usando las cartas de fracturamiento.

## DATOS PARA EL ANALISIS

Volumen de arena recomendada:	800 sacos
Volumen de arena bombeada:	750 sacos
Tope de arena:	1710 pies
Profundidad registrada:	2100 pies
Capacidad del Casing:	0.0873 pie <sup>3</sup> /pie
Gradiente de fractura real:	0.61 Lpb/pie (ecuación 29)

Longitud de Fractura por el primer método

1. Volumen de arena dentro de la tubería de revestimiento

$$0.0873 \frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} (2100 - 1710) \text{ pie} = 34 \text{ pie}^3$$

pero  $1 \text{ pie}^3 = 1 \text{ saco de arena}$

2. Arena dentro de la fractura

$$750 \text{ sacos} - 34 \text{ sacos} = 716 \text{ sacos}$$

3. Area de empaquetamiento de los 716 sacos de arena

$$A(f) = \frac{716 \text{ sacos}}{0.888 \text{ Lbs/pie}^2} \times \frac{100 \text{ Lbs}}{1 \text{ saco}} = 80.631 \text{ pie}^2$$

4. Para este pozo la longitud de fractura empaquetada es:



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$$L = \frac{A(f)}{2 h_i}$$

$$L = \frac{80631 \text{ pie}^2}{2 \times 200'} = 201 \text{ pie}$$

Longitud de fractura por el segundo método

1.  $q_{\infty} = 0.61 \times 1456 - 400 = 488 \text{ Lpc}$
2.  $E = 4.3 \times 10^6$
3.  $(1 - \nu^2) = 0.98$
4.  $(1 - \nu^2)/E = 0.98/4.3 \times 10^6 = 2.3 \times 10^{-7}$
5.  $\Delta P_P/q_{\infty} = 1.06$  (de la fig. 35)
6.  $\Delta P_P = 1.06 \times 488 = 517 \text{ Lpc}$
7.  $P_P \times (1 - \nu^2)/E = 517 \times 2.3 \times 10^{-7} = 0.119 \times 10^{-3}$
8.  $W_O/12 L \times 10^4 = 0.2$  (de la fig. 38)
9.  $W_O/12L = 0.2 \times 10^{-4}$

$$10. \quad L = \sqrt{716/1.57 (0.2 \times 10^{-4}) 502} = 213 \text{ pies}$$

Análisis de Acuerdo a la capacidad relativa

DATOS:

Diámetro del Pozo:	7 7/8"
$r_w$ :	0.333 pies
$K_i$ :	4 md
G :	1.03



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

$P_i$ :	200 Lpc
D :	1456 pies
$G_p$ :	0.15 (valor asumido)

Cálculo de la Permeabilidad del Sistema de Fractura.

Primero calculamos el esfuerzo de cierre y luego de los gráficos 22 y 23 determinamos la permeabilidad.

$$E_c = D (G_f - G_p)$$

$$E_c = 1.456 (0.61 - 0.15) = 670 \text{ Lpc}$$

la permeabilidad de la fractura será:

$$K_f = 300 \times 0.125 + 1000 \times 0.875 = 912 \text{ Darcy}$$

Cálculo de la altura del agente de sostén en la fractura.

DATOS:

$$h_i = 150 \text{ pies}$$

$$Q = 38.5 \text{ BPM}$$

$$W_f = 0.1 \text{ pulg.}$$

$$V_{eq} = 7 \text{ pie/seg. (Valor asumido para todos los cálculos)}$$

Usando la ecuación 27 tenemos:

$$h_f = 150 - 1.129 \times \frac{38.5/2}{0.1 \times 7} = 119 \text{ pies}$$

Cálculo de la capacidad relativa "X"

Usando la ecuación 15 tendremos:



$$X = \frac{912 \times 0.1/12}{200 \pi \times 0.004} \times \frac{119}{150} \times \text{Ln} \frac{660}{0.333} \sqrt{\frac{10}{40}}$$

$$X = 9.11 \text{ pies}$$

Cálculo de  $P_{FP}$  por medio de la ecuación 34

$$P_{FP} = 200 + 0.434 \times 1456 \times 1.03 = 851 \text{ Lpc}$$

de la fig. 9 con la profundidad y la presión de fracturamiento encontramos el ángulo de fractura que es de  $90^\circ$ .

Estos resultados los tabulamos en las tablas E-1, E-2 y E-3.

T A B L A    E-1  
DISEÑO DE FRACTURAMIENTO

POZO AX-1		Formación
		Atlanta
1	D (pies)	1456
2	S (acres)	40
3	$G_f$ (Lpc/pies)	0.71
4	$\gamma$ (Lbs/galón)	2.1
5	CR	0.65
6	% RD	50
7	Penetración (pie)	330
8	Area de fractura (pie <sup>2</sup> )	94000
9	# de S. Cos	800
10	$V_f$ (Bbls)	907
11	Desplazamiento (Bbls)	18.7
12	Tasa de Inyección (BPM)	33
13	$P_s$ (Lpc)	1195
14	Potencia (HP)	966





## TABLA E-2

DATOS OBTENIDOS DE LA CARTA DE FRACTURAMIENTO  
DEL POZO AX-1  
(Fig. E-1)

POZO AX-1	Formación Atlanta
Presión de ruptura, Lpc	1100
Presión final, Lpc	1500
Presión de cierre, Lpc	200
Presión promedio, Lpc	1600
Tiempo de fracturamiento, Min.	48

Cálculo del número de perforaciones que toman fluido.

La tasa de inyección fue de 34 BPM y la caída de presión es de 200 Lpc el diámetro de las perforaciones es de 0.44".

De la fig. 11 se tiene 1.65 BPM/perforación

Por lo que el número de perforaciones que toman fluido

será:

$$\frac{34 \text{ BPM}}{1.65 \text{ BPM/perf.}} = 21 \text{ perforaciones}$$

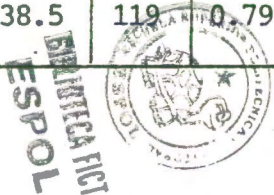


BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

RESULTADO DEL ANALISIS DEL POZO AX-1

Formación	Arena bombeada Sacos	Tope de arena (pie)		Arena en		A(f)	L	G <sub>f</sub>	q <sub>∞</sub>	1 - v <sup>2</sup>	$\frac{1-v^2}{E} \cdot 10^7$	ΔP <sub>P</sub> /q <sub>∞</sub>
		Inf.	Sup.	Forro	Fract.							
Atlanta	750	2100	1710	34	716	80.631	201	0.54	488	0.98	2.3	1.06

ΔP <sub>P</sub>	$\frac{\Delta P_P (1-v^2)}{E} \cdot 10^3$	$\frac{W_o}{12L} \cdot 10^4$	$\frac{L}{Ec} \cdot 20$	Q BPM	h <sub>f</sub> pie	$\frac{h_f}{h_i}$	L/Re	P <sub>FP</sub>	$\frac{EC}{10^{-3}}$	K <sub>f</sub> Darcy	X pie	D pie	Angulo de Fract.
517	0.119	0.2	213	38.5	119	0.79	0.18	851	670	912	9.11	1456	90°





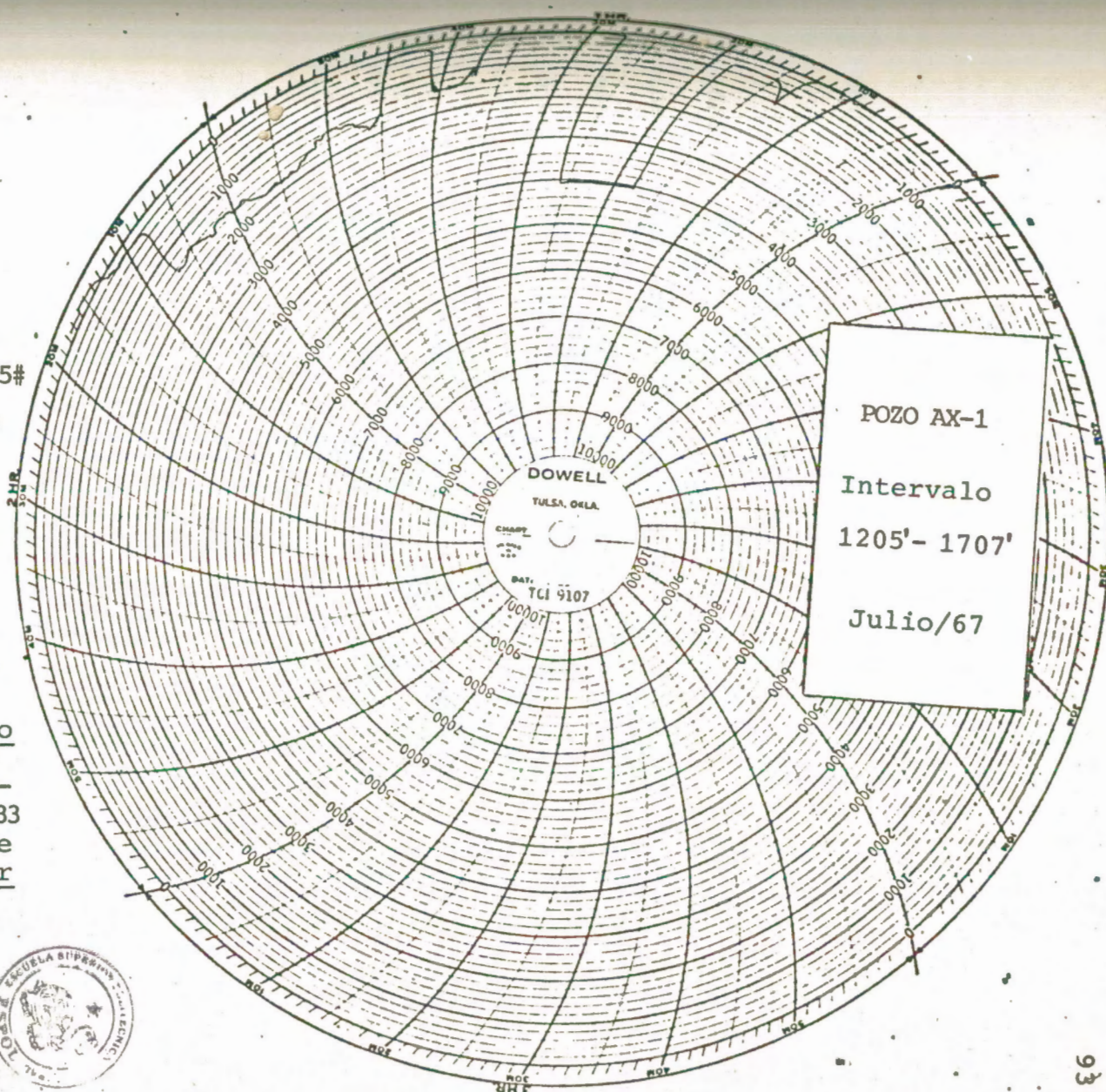
## HISTORIA Y TRATAMIENTO DEL POZO

POZO AX-1            AREA: Ancón  
Formación:          Atlanta  
Intervalo:            1205' - 1707'  
Casing:                4 1/2 - J-55 - 9.5#  
Disparos:            39 Flat charge de  
                          0.44"

### Material de tratamiento:

100 sacos de arena 16/30  
700 sacos de arena 8/20  
900 barriles de agua gelificada

Instrucciones: llenar el pozo y pro  
bar la línea a 4000  
Lpc. Romper la for-  
mación 2 minutos a 33  
BPM, no excederse de  
3800 Lpc en la super-  
ficie.



Con los datos tabulados en la tabla E-3 podemos concluir que:

De la Fig. 14 se puede ver que con el valor de la capacidad relativa y la relación  $L/Re$  el punto cae casi sobre la línea diagonal por lo que cualquier reducción de la capacidad relativa especialmente a causa de los finos de la formación dará como resultado una disminución en la producción.

A este intervalo se le puede refracturar, para así extender la longitud de fractura empaquetada e incrementar la relación  $L/Re$ , incrementando a la vez la producción.





## EJEMPLO 6

POZO AX-2

AREA ANCON

Intervalo de

Fractura

Formación: Socorro 1241' - 1693'  
 Atlanta 1753' - 2195'

Fracturada con la mezcla de petróleo crudo/residuo a través de la tubería de revestimiento de 4 1/2" J-55 - 9.5 #.

Los resultados obtenidos en el campo están indicados en las figuras F-1 y F-2, con las recomendaciones para el trabajo de fracturamiento.

## DATOS ADICIONALES

Gradiente de fractura: 0.88 Lpc/pie (promedio)  
 Permeabilidad: 2.5 md  
 Módulo de Young:  $4.3 \times 10^6$  Lpc  
 Gradiente de flujo: 0.15 Lpc/pie  
 Area de drenaje: 15 acres  
 Ancho de fractura: 0.1 pulg. (asumida)  
 Radio del pozo: 0.33 pies



BIBLIOTECA FICT  
 ESPOL

El procedimiento y el análisis del pozo AX-2 es el mismo que el del ejemplo anterior y los resultados se encuentran tabulados en las tablas siguientes:

Tabla F-1. Diseño de Fracturamiento  
 Tabla F-2 Datos obtenidos de la carta de fracturamiento  
 Tabla F-3 Resultado del análisis del Pozo AX-2

T A B L A F-1

DISEÑO DE FRACTURAMIENTO

POZO AX-2		FORMACION	
		SOCORRO	ATLANTA
1	D (pies)	1467	1974
2	S (Acres)	15	15
3	G <sub>f</sub> (Lpc/pie)	0.85	0.85
4	γ (Lbs/Gln)	1.9	2.0
5	CR	5.6	5.6
6	% RD	42	42
7	Penetración (pie)	170	170
8	Area de fractura (pie <sup>2</sup> )	94120	94120
9	# de Sacos	800	800
10	V <sub>f</sub> (Bbls)	1000	940
11	Desplazamiento (Bbls)	25	35
12	Tasa de inyección (B/M)	35	33
13	Ps (Lpc)	1850	2300
14	Potencia (HP)	1586	1860

BIBLIOTECA FCI  
ESPOL



T A B L A F-2

DATOS OBTENIDOS DE LA CARTA DE FRACTURAMIENTO DEL POZO AX-2  
(Figuras F-1; F-2)

POZO AX-2	Formación	
	Socorro	Atlanta
Presión de ruptura, Lpc	2200	2300
Presión final, Lpc	2400	2400
Presión de cierre, Lpc	800	800
Presión promedio, Lpc	2200	2600
Tiempo de fracturamiento, min.	36	75

T A B L A F-3

RESULTADO DEL ANALISIS DEL POZO AX-2

Formación	Area Bom beada Sacos	Tope de arena pie		Arena en:		A(f) pie <sup>2</sup>	L pie Ec. (18)	G <sub>f</sub> Ec (29)	q <sub>∞</sub> Lpc	1-ν <sup>2</sup>	$\frac{1-\nu^2}{E}$ 10 <sup>7</sup>	ΔP <sub>P</sub> /q <sub>∞</sub>
		Inf.	Sup.	Forro	Fract.							
Socorro	770	1720'	1542'	16	754	84910	249	0.95	994	0.98	2.3	1.085
Atlanta	800	2250'	1775'	42	758	85360	251	0.81	1200	0.98	2.3	1.08

Δ P <sub>P</sub>	$\frac{\Delta P_P (1 - \nu^2)}{E}$ 10 <sup>3</sup>	W <sub>0</sub> /12L 10 <sup>4</sup>	L Ec (20)	BPM	h <sub>f</sub> pie	$\frac{h_f}{h_i}$	L/Re	P <sub>FP</sub> Ec (33)	EC. 10 <sup>-3</sup>	Kf Darcy	X pie	D pie	Angulo de fract.
1078.5	0.248	0.7	123	40	138	0.81	0.30	1364	1.174	600	15	1467	30°
1296	0.298	0.75	121	32	144	0.85	0.30	1560	1.303	588	15.3	1974	56°





Cálculo del número de Perforaciones que toman fluido:

Después que se rompe la formación y se ha calculado la tasa de inyección, se obtiene una caída de presión en la carta parando el tratamiento por un momento, con esta presión y el diámetro de perforaciones se entra a la fig. 11 y se obtiene un regimen de flujo en BPM/perforación.

Con este dato y la tasa de inyección se obtiene el número de perforaciones tomando fluido.

Para el intervalo 1241' - 1693' de la carta de presión se lee 600 Lpc y 40 BPM.

De la figura 11 entrando con 600 lpc y 0.44" se tiene 2.7 BPM/perforación por lo que:

$$\frac{40 \text{ BPM}}{2.7 \text{ BPM/perf.}} = 15 \text{ perforaciones}$$

Para el intervalo 1753' - 2195' de la carta de presión de cierre instantánea inicial es 800 Lpc y la tasa de inyección es 30 BPM.

De la figura 11 entrando con 800 Lpc y 0.44" se tiene - 3.25 BPM/perforación lo que nos da:

$$\frac{30}{3.25 \text{ BPM/perf.}} = 10 \text{ perforaciones}$$



BIBLIOTECA  
ESPOL

# HISTORIA Y TRATAMIENTO DEL POZO

POZO: AX-2 Area: Ancón

Formación: Socorro

Intervalo: 1241' - 1693'

Casing: 4 1/2" - J-55 - 9.5 #

Disparos: 54 flat charge de 0.44"

Material de tratamiento:

200 sacos de arena local 16/30

560 sacos de arena local 6/16

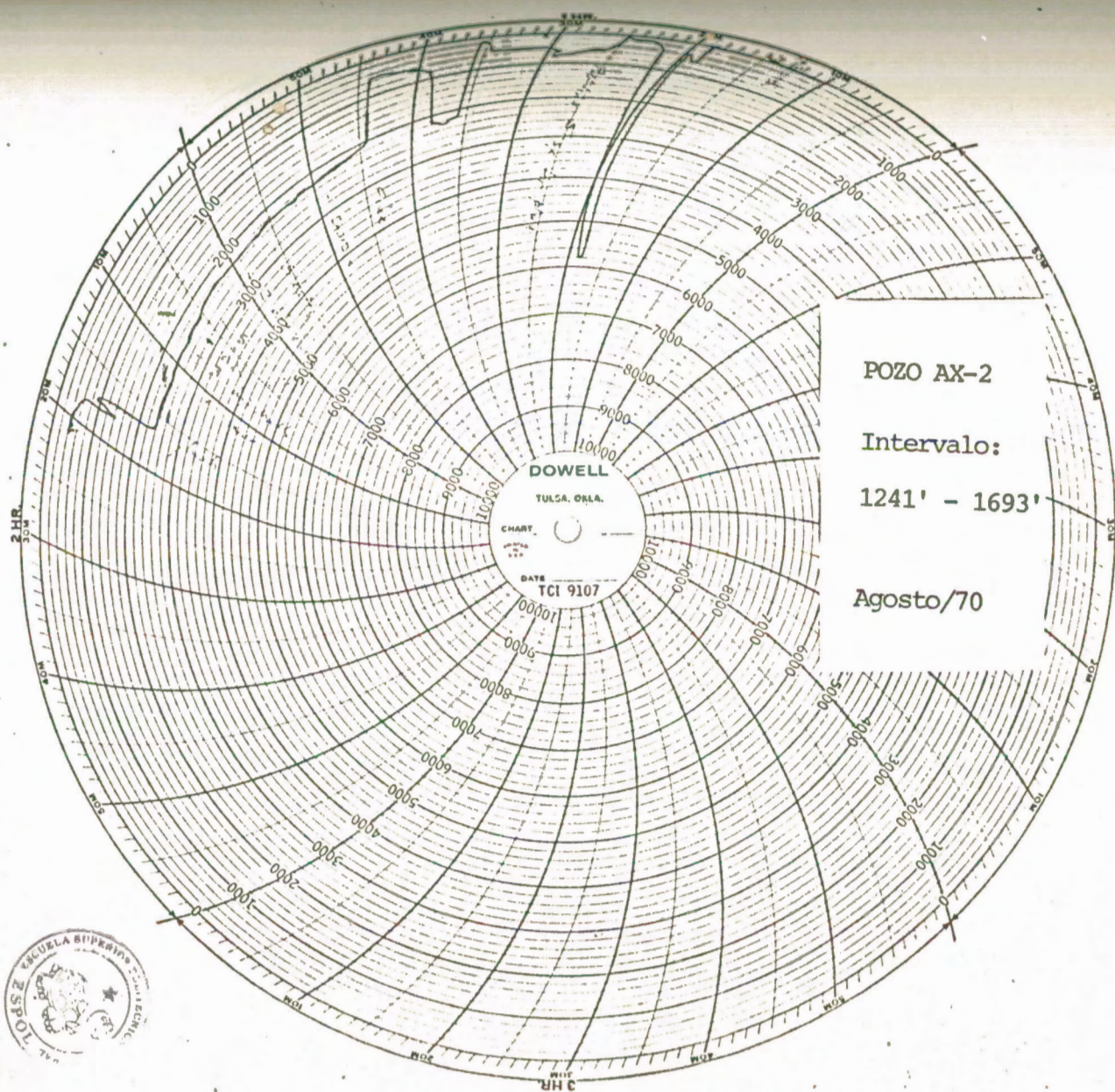
1055 barriles de petróleo

Instrucciones: Llenar el pozo y probar

la línea a 4000 lpc, romper la formación

2 minutos a 35 BPM, no excederse de 3800

lpc en la superficie.



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL



FIGURA F-1



POZO: AX-2 Area: Ancón  
Formación: Atlanta  
Intervalo: 1753' - 2195'  
Casing: 4 1/2" J-55 - 9.5 #  
Disparos: 55 flat charge de 0.44"

Material de tratamiento:

100 sacos de arena local 16/30

100 sacos de arena local 8/20

150 barriles de petróleo

Instrucciones: Llenar el pozo y probar  
línea a 4000 lpc. Romper la formación  
en 15 minutos a 33 BPM, no excederse de  
800 lpc en la superficie.

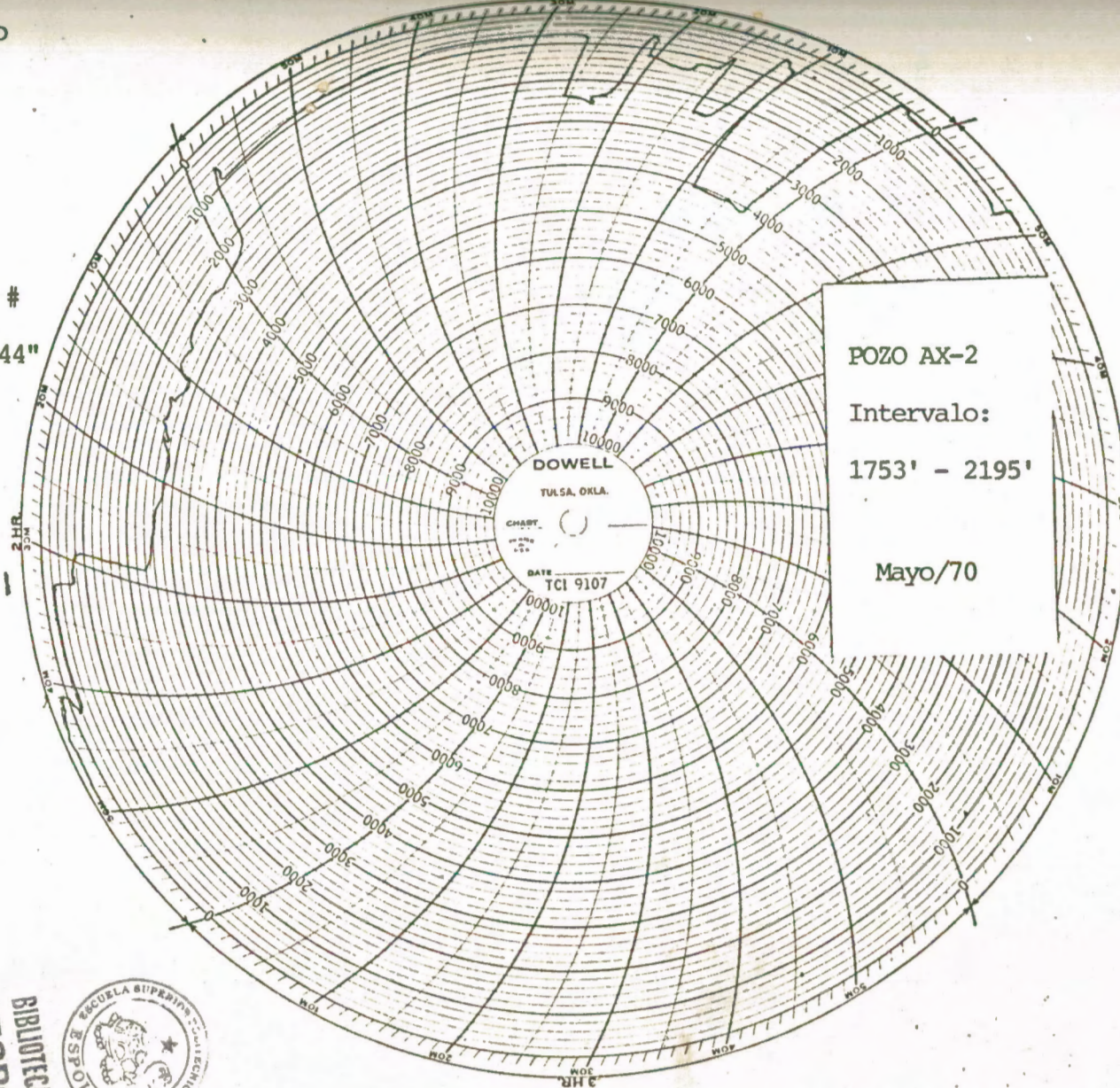


FIGURA F-2



Analizando la carta de fracturamiento y con los datos tabulados en las tablas concluimos que:

1. En el intervalo (1753' - 2195') después de romper la formación y cuando se estaba bombeando la arena tuvo que suspenderse el fracturamiento durante unos 30 minutos debido al daño de la cadena del Blender, luego se continuó el tratamiento como estaba programado.

Esta paralización del bombeo del agente de sostén en la fractura, bien puede haber ocasionado el cierre de la fractura creada dando lugar a que 42 sacos de arena se queden en los forros y el resto de arena no penetre profundamente.

El valor de la capacidad relativa cae a la izquierda casi sobre la línea diagonal por lo que una reducción de la capacidad relativa por los finos de la formación causará una disminución en la relación de productividad.

Este intervalo presenta buena perspectiva para refracturar lo, para así extender la longitud e incrementar la relación  $L/Re$  a la vez que se incrementa la producción, evitando así el regreso de la arena al pozo lo que causa el taponamiento de las perforaciones.

2. El intervalo (1241' - 1693') presenta una sola fractura se-



BIBLIOTECA FICTICIA  
ESPOL



gún la carta de presión, se usaron 15 bolas y no se logró incremento en la presión, la fractura formada forma un ángulo de  $30^\circ$  con la horizontal.

La capacidad relativa y la relación  $L/Re$  es similar al primer intervalo, por lo que es conveniente esperar el resultado del tratamiento del intervalo inferior.



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

## EJEMPLO # 7

POZO AX-3

AREA ANCON

Intervalo de Fractura:

Formación: Socorro 638' - 1040'

Atlanta 1690' - 2456'

La formación Atlanta se la fracturó con mezcla de petróleo crudo/residuo y la formación Socorro con agua salada a través de la tubería de revestimiento de 4 1/2" J-55 9.5#.

Los resultados obtenidos en el campo están indicados en las figuras G-1 y G-2 así como las recomendaciones para el trabajo de fracturamiento.

## DATOS ADICIONALES:

Gradiente de fractura: 0.9 Lpc/pie (promedio)

Permeabilidad: 5 md

Módulo de Young:  $4.3 \times 10^6$  Lpc

Gradiente de flujo: 0.15 Lpc/pie

Area de drenaje: 15 acres

Ancho de fractura: 0.1 pulg

Radio del Pozo: 0.33 pies

BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

El procedimiento y el análisis es similar al ejemplo 6, los resultados se encuentran tabulados en las tablas siguientes.

T A B L A      G-1  
DISEÑO DE FRACTURAMIENTO

POZO AX-3		Formación	
		Socorro	Atlanta
1	D(pies)	840	2073
2	S(acres)	15	15
3	Gf (Lpc/pie)	0.9	0.83
4	γ (Lbs/Galón)	2	1.2
5	C.R.	16	3.62
6	% RD	38	22
7	Penetración (pie)	152	88
8	Area de fractura (pie <sup>2</sup> )	70588	17647
9	# de Sacos	600	150
10	Vf (Bbls)	715	300
11	Desplazamiento (Bbls)	15	30
12	Tasa de inyección (B/M)	33	27
13	Ps (Lpc)	1000	1360
14	Potencia (HP)	800	1070

BIBLIOTECA FIC  
ESPOL





T A B L A G-2

DATOS OBTENIDOS DE LA CARTA DE FRACTURAMIENTO DEL POZO AX-3  
(Figuras F-1 y F-2)

POZO AX-3	Formación	
	Socorro	Atlanta
Presión de ruptura, Lpc	1000	1400
Presión final, Lpc,	1300	3600
Presión de cierre, Lpc	600	600
Presión promedio, Lpc	1400	2600
Tiempo de fracturamiento, Min.	46	32

BIBLIOTECA FIC  
ESPOL



T A B L A G-3

RESULTADO DEL ANALISIS DEL POZO AX-3

Formación	Arena bombeada Sacos	Tope de arena pie		Arena en		A (f)	L Ec.18	Gf	q <sub>o</sub> Lpc	1- v <sup>2</sup>	$\frac{1-v^2}{E}$	$\Delta P_p/q$
		Inf.	Sup.	Forro	Fract.							
Socorro	600	1590	1152	38	562	63288	211	1.16	573	0.98	2.3	1.075
Atlanta	150	2522	1835	60	90	10135	51	0.69	930	0.98	2.3	1.08

$\Delta P_p$	$\Delta P_p \frac{(1-v^2)}{E}$	$\frac{W_o}{12L} \cdot 10^4$	L Ec.20	Q BPM	hf pie	$\frac{hf}{hi}$	L/Re	P <sub>FP</sub> Ec.33	EC 10 <sup>-3</sup>	Kf Darcy	X pie	D pie	Angulo de fract.
616	0.141	0.35	185	37	120	0.80	0.46	971	847	975	12	839	0°
1014	0.231	0.6	47	28.6	77	0.77	0.12	1410	1120	915	10.8	2073	60°



## CALCULO DEL NUMERO DE PERFORACIONES QUE TOMAN FLUIDO

Luego de romper la formación se calcula la tasa de inyección de 37.5, se encuentra la caída de presión parando el tratamiento que es de 800 Lpc, con estos datos y el diámetro de las perforaciones que es de 0.44" se obtiene:

De la Fig. 11 se tiene 3.25 BPM/perforación

Para el intervalo 1690' - 2456' el número de perforaciones que toman fluido será:

$$\frac{37.5 \text{ BPM}}{3.25 \text{ BPM/perf.}} = 12 \text{ perforaciones}$$

Para el intervalo 638' - 1040' tendremos:

Con 750 Lpc y 0.44' de la figura 11, se tiene 3 BPM/  
Perf.

De donde:

$$\frac{40 \text{ BPM}}{3 \text{ BPM/Perf.}} = 14 \text{ perforaciones}$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



HISTORIA Y TRATAMIENTO DEL POZO

POZO: AX-3 Area: Ancón

Formación: Socorro

Intervalo: 638' - 1040'

Casing: 4 1/2" J-55 9.5#

Disparos 26 Flat charge de 0.44"

Materiales de tratamiento:

100 sacos de arena local 16/30

500 sacos de arena local 6/16

860 barriles de agua salada

Instrucciones: Llenar el pozo y probar  
línea a 4000 lpc. No excederse de 3800  
lpc en la superficie

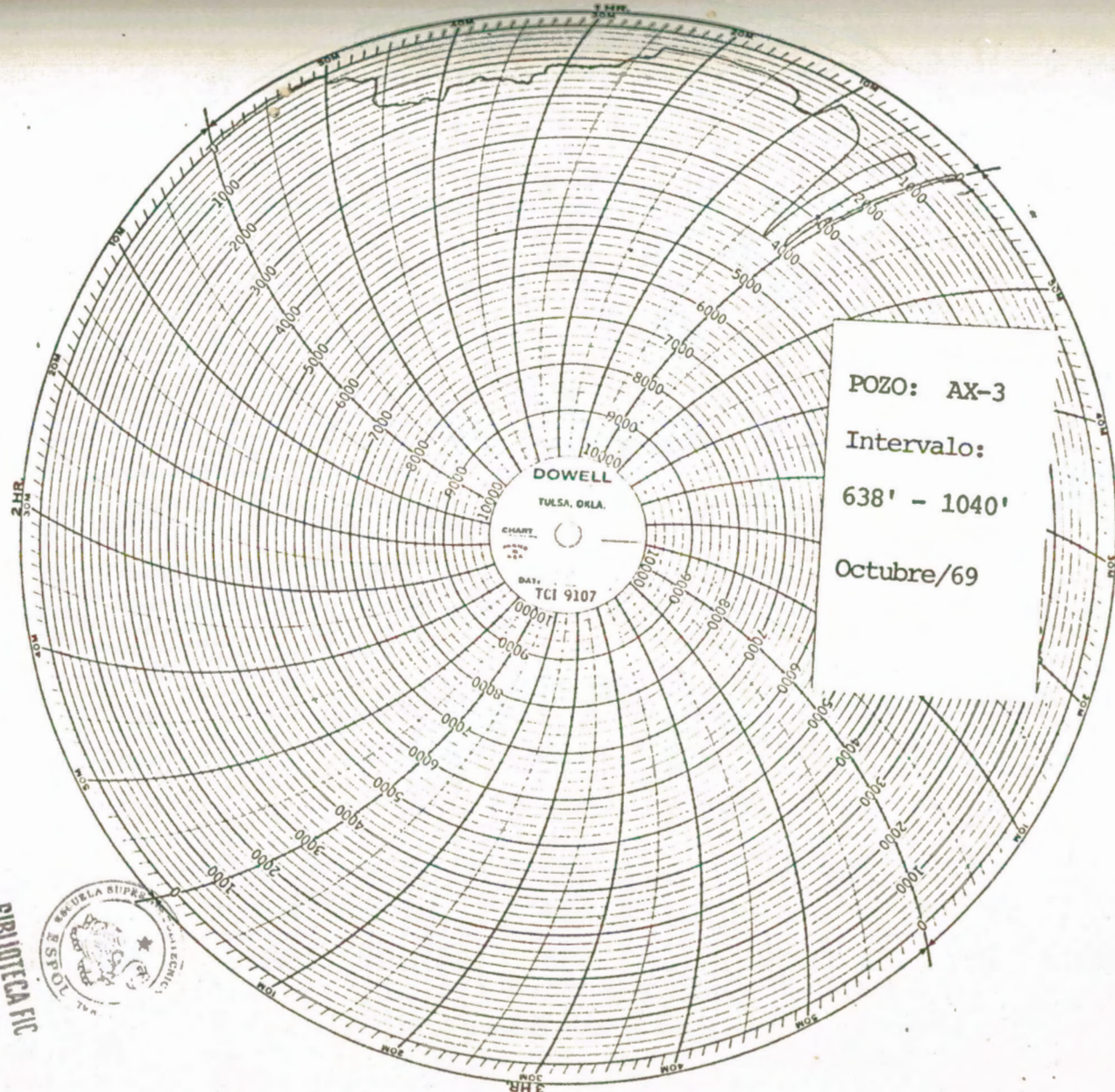


FIGURA G-1



HISTORIA Y TRATAMIENTO DEL POZO

POZO: AX-3 Area: Ancón  
Formación: Altanta  
Intervalo: 1690' - 2456'  
Casing: 4 1/2" J-55 9.5#  
Disparos: 70 flat charge de 0.44"

Materiales de tratamiento:

40 sacos de arena local 8/20

110 sacos de arena local 6/16

500 barriles de mezcla crudo/residuo

Instrucciones: llenar el pozo y probar

líneas a 4000 lpc. No excederse de 3800 lpc

en la superficie

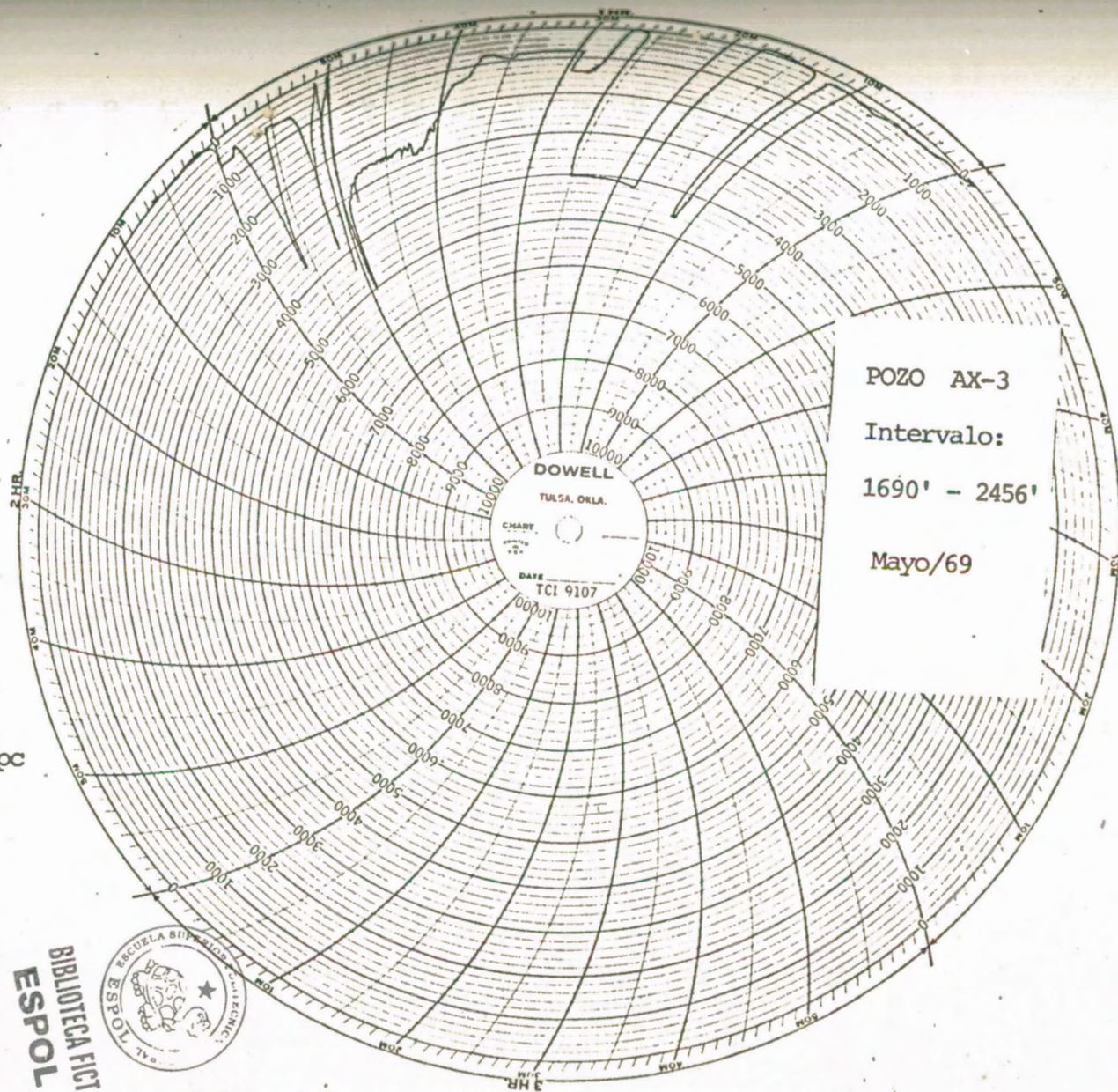


FIGURA G-2



Del análisis de las cartas de presión del fracturamiento efectuado y de los datos tabulados en las tablas podemos concluir que:

1. En el intervalo 1690' - 2456' solo 12 de las 70 perforaciones están tomando fluido, cuando se empezó a bombear la arena a una concentración de 1 Lbs/galón la presión aumento a 2850 Lpc. teniéndose que reducir la concentración a 0.5 Lpc/galón, cuando se volvió a incrementar la concentración la presión se elevó bruscamente a 5000 Lpc teniéndose que suspender el fracturamiento arenándose el pozo. 60 sacos de arena quedaron en la tubería de revestimiento, por lo que solo se alcanzó una penetración de 47 pies de fractura.

La capacidad relativa calculada, en la figura 14 cae a la derecha de la línea diagonal, pero debido a la poca penetración no es suficiente para producir de toda el área de drenaje, por lo tanto, este intervalo es recomendable re-fracturarlo para obtener mayor penetración en la fractura y así incrementar la producción.

2. El intervalo 638' - 1040' ha alcanzado buena penetración en la fractura y la altura del agente de sostén en ella es aceptable.

La capacidad relativa cae a la izquierda de la línea diago



nal por lo que su reducción a causa de los finos de la for  
mación causará una disminución en la producción.

En este intervalo 14 de las 26 perforaciones tomaron flui-  
do.

De la Fig. 9 podemos ver que la fractura formada es hori-  
zontal. Se usaron 16 bolas selladoras y se logró un incre-  
mento en la presión por lo que más de una fractura se pue-  
de haber formado como el agente de sostén esta bien distri-  
buído este intervalo no debe ser refracturado..



**BIBLIOTECA FIC  
ESPOL**

## EJEMPLO 8

POZO AX-4

AREA ANCON

Intervalo de Fractura

Formación: Atlanta 2083' - 2447'

A esta formación se la fracturó con mezcla de petróleo crudo/residuo a través del casing de 5". J-55 15#.

Los resultados obtenidos en el campo están indicados en la figura # 1 así como las recomendaciones para el fracturamiento.

## DATOS ADICIONALES:

Gradiente de fractura:	0.84 Lpc/pie
Permeabilidad:	5 md
Módulo de Young:	$4.3 \times 10^6$
Gradiente de flujo:	0.15 lpc/pie
Area de drenaje:	15 acres
Ancho de fractura:	0.1 pulg.
Radio del pozo:	0.33 pie

Los resultados del diseño, así como el del análisis se encuentran en las tablas adjuntas.



T A B L A H-1

	POZO AX-4	FORMACION ATLANTA
1	D (pies)	2265
2	S (Acres)	15.
3	G <sub>f</sub> (Lpc/pie)	0.87
4	γ Lbs/galón	2
5	CR	0.72
6	% RD	50
7	Penetración (pie)	200
8	Area de Fractura (pie <sup>2</sup> )	58824
9	# de Sacos	500
10	V <sub>f</sub> (Bbls)	600
11	Desplazamiento (Bbls)	47
12	Tasa de Inyección (B/M)	35
13	Ps (Lpc)	1440
14	Potencia (HP)	1235





T A B L A H-2

Datos obtenidos de la carta de fracturamiento del Pozo AX-4  
(Fig. H-1)

POZO AX-4

FORMACION ATLANTA

Presión de ruptura	Lpc	2100
Presión final	Lpc	2600
Presión de cierre	Lpc	1000
Presión promedio	Lpc	2600
Tiempo de fracturamiento	Min	42

Cálculo del Número de perforaciones que toman fluido.

La tasa de inyección calculado fue de 27.5 BPM y la caída de presión obtenida de 700 Lpc. el diámetro de las perforaciones es de 0.44".

De la figura 11 se tiene 2.9 BPM/perforación, por lo que el número de perforaciones de tomar fluido será:

$$\frac{27.5 \text{ BPM}}{2.9 \text{ BPM/Perf.}} = 10 \text{ perforaciones}$$

BIBLIOTECA FIC  
ESPOL



T A B L A H-3  
RESULTADO DEL ANALISIS DEL POZO AX-4

FORMACION	ARENA BOMBEADA Sacos	Tope de Arena pie		Arena en:		A(f)	L	Gf	$q_{\infty}$	$1-v^2$	$\frac{1-v^2}{E \cdot 10^7}$	$\Delta P_P/q_{\infty}$
		Inf.	Sup.	Forro	Fract.							
Atlanta	500	2850	2285	40	460	51.802	172	0.84	1400	0.98	2.3	1.07

$\Delta P_P$	$\Delta P_P \left( \frac{1-v^2}{E} \right)$ $10^3$	$W_O/12L$ $10^4$	L Ec. 20	Q BPM	$h_f$ pie	$\frac{h_f}{h_i}$	L/Re	$P_{FP}$	EC $10^{-3}$	Kf Darcy	X pie	D pie	Angulo de Fract.
1498	0.344	0.9	104	28	127,4	0.85	0.26	1865	1.563	486	6.36	2265	56°





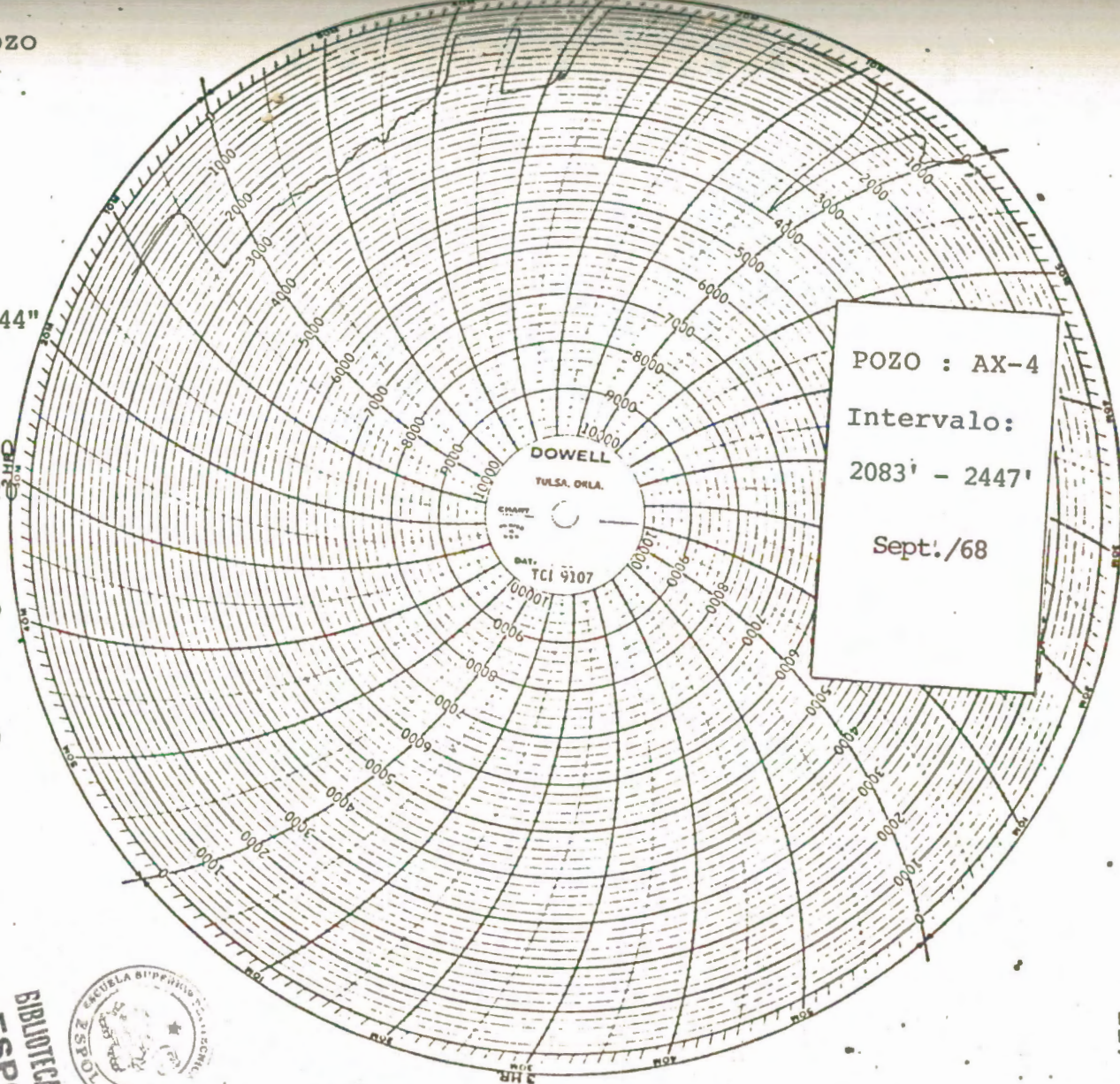
# HISTORIA Y TRATAMIENTO DEL POZO

POZO AX-4      Area: Ancón.  
Formación:    Atlanta  
Intervalo:     2083' - 2447'  
Casing:        5" J-55 15#  
Disparos:     21  
                 Flat charge de 0.44"

## Material de tratamiento:

150 sacos de arena local 20/40  
350 sacos de arena local 10/20  
700 barriles de petróleo

Instrucciones: Llenar el pozo  
y probar la línea a 4000 Lpc  
Romper la formación 2 minutos  
a 28 BPM; no excederse de 400  
Lpc en la superficie.



BIBLIOTECA FICI  
ESPOL



FIGURA H-1



Analizando la carta de fracturamiento y con los datos tabulados en las tablas concluimos que:

En el intervalo 2083' - 2447' de la formación Atlanta, se ha fracturado verticalmente con un ángulo de  $56^\circ$  con respecto a la horizontal.

Solo 10 perforaciones de las 21 están tomando fluido, cuando se inyectaron bolas selladoras, la presión incrementó hasta 2800, posiblemente se formaron más fracturas.

El valor de la capacidad relativa cae a la izquierda de la diagonal por lo que se espera una reducción en la producción por efecto de los finos de la formación.

La longitud de fractura se la puede incrementar y lograr mayor penetración, siendo lo ideal alcanzar el radio de drenaje.



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

## CAPITULO VI

### CONSIDERACIONES ECONOMICAS<sup>(18)</sup>

Cualquier proyecto de ingeniería requiere generalmente una inversión de capital. Nadie puede permitirse el lujo de emprender un proyecto sin antes haber estimado el rendimiento esperado de dicha inversión.

Se llama inversión a cualquier cantidad de dinero arriesgado con el objeto de lograr una ganancia. Esto implica el concepto de riesgo. Toda inversión lleva consigo un peligro mayor o menor de perder las sumas de dinero invertidas.

En términos generales cuando mayor sea el riesgo mayor debe ser la ganancia para que una inversión sea atractiva.

Nosotros evaluaremos los ejemplos con mayores perspectivas de éxito de obtener buenos resultados al refracturarlos. Si bien hay ocasiones que un proyecto se complica por el hecho de no conocerse con exactitud los resultados que se van a obtener. Con el análisis de curvas de declinación se lo puede realizar ya que existen datos suficientes de historia de dicha producción. (figuras I-1, I-2, I-3, I-4).

Como en cualquier otro método que se haga uso de extrapolaciones, su precisión depende de la cantidad de datos disponibles y de cuan capaces seamos nosotros de predecir las desvia



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

ciones que las condiciones de producciones futuras puedan presentar.

### 6.1. COSTOS

En esta parte del capítulo pondremos a consideración los costos aproximados por el uso de equipo y material necesario para un trabajo de refracturamiento.

	Sucres
- camión H-T-400 V-16 (950 HP)	66892.25
por hora adicional	6689.25
- camión H-T-400 V-12 (620 HP)	48641.75
por hora adicional	4800.50
- camión H-T-400 V-12 (310 HP)	26898.75
por hora adicional	2618.75
- BLENDER	16187.40
por hora adicional	1626.25
- Fracómetro	24600
- Línea	4055.75
- area Otawa (10/20, 20/40)	400/Sx
- arena nacional	140/Sx
- manipuleo	25/Sx
- transporte	6.25/T <sub>n</sub> -Km
- Exceso de Calonaje	0.75/Galón
0 - 16.000 galones	0.50/Galón





> 48.000 galones	0.25 galón
Kilometraje:	
por cada Km. adicional después de los primeros 50 Km	32.50
- Bomba de fracturamiento Twin por cada hora adicional	21600 2130
- Bombas de fracturamiento Twin V-12 por cada hora adicional	33450 3300
- Bomba de fracturamiento Twin V-12 (simple) por cada hora adicional	18510 1800

## 6.2. VALOR PRESENTE

Antes de entrar a calcular el valor presente es necesario conocer el flujo de efectivo.

Al flujo de Efectivo lo podemos definir como la suma algebraica de todos los ingresos y egresos durante un período terminado.

En el caso de un tratamiento de Refracturamiento: Los ingresos serán el valor de la producción neta a incrementarse y los egresos, los gastos de operación, impuestos e inversiones.

El valor presente consiste simplemente en calcular el valor actualizado del flujo de efectivo total del proyecto a una tasa de descuento determinado. Es de hacer notar que di-



cho descuento debe llevar a cabo período por período y no to mando de suma total. Esto es obvio, pues el descuento aplicado es en función del tiempo transcurrido, por lo cual a cada período corresponde un factor actualizado diferente.

El valor presente es la medida del valor actual de futuros valores y se lo calcula mediante la fórmula:

$$VP = VF \times \frac{1}{(1+i)^n} \quad (43)$$

donde:

VP = valor presente

VF = valor futuro al término de n años y a un interés compuesto de i

$\frac{1}{(1+i)^n}$  = factor de descuento

El factor de descuento se encuentra en la tabla I-5



**BIBLIOTECA FICTICIA  
ESPOL**

### 3. INDICE DE RENTABILIDAD

Es uno de los parámetros más populares para el análisis e conómico, y se lo conoce también como la tasa de interés del inversionista.

Recordemos que toda cantidada ser recibida en el futuro - puede desconarse a una tasa determinada a fin de obtener el valor presente, siendo el flujo efectivo siempre el mismo el valor presente será mayor o menor según la tasa de descuento

escogida. Lógicamente habrá una tasa de descuento a la cual la suma de los valores presentes de cada período será igual a cero. Esta tasa de descuento es precisamente lo que se conoce como Índice de Rentabilidad.

$$\sum_{i=0}^n (VP)_i = 0$$

Siendo la tasa de descuento la que hace que la suma de los valores presentes de cada período sea igual a cero, es decir los valores presentes negativos y positivos serán iguales, los cuales están en general representados por el flujo de efectivo de cualquier período que haya generado una pérdida neta, bien sea por haber ocurrido una inversión subsiguiente o por cualquier otra razón.

Si a la rentabilidad la analizamos por el costo del capital tal puede decirse que es la máxima tasa de interés que puede pagar para financiar un proyecto sin que este ocasioné pérdidas (esta tasa tampoco genera ganancia).



El cálculo de la rentabilidad es un proceso de tanteo hasta conseguir que el valor presente se haga cero.

Para determinar el índice de rentabilidad en forma rápida se construye un gráfico con los diferentes valores de descuento y sus correspondientes valores presentes y en aquel punto en que la curva corta la línea de valor presente igual



a cero, se lee el índice de rentabilidad.

Es evidente que el índice de rentabilidad obtenido para un proyecto determinado tenemos que compararlo con el índice de rentabilidad mínimo aceptable, señalado por la Empresa para este tipo de proyecto de inversión, de tal forma que los proyectos que tengan un índice mayor o igual serán aceptados y los que lo tengan menor serán rechazados.

La determinación del índice mínimo debe estar basado en el costo del capital de la Empresa y en el riesgo involucrado en el proyecto.

#### 4. TIEMPO DE RETORNO DEL CAPITAL INVERTIDO

Es el tiempo necesario para que el flujo efectivo no actualizado recupere la inversión original más cualquier desembolso que se haya podido efectuar hasta el momento.

En la primera parte de la vida del proyecto el flujo de efectivo es negativo y no puede ser compensado por las rentas percibidas sino hasta pasado un cierto tiempo. El lapso de tiempo necesario para que el flujo de efectivo pase a ser positivo es precisamente el tiempo de retorno de la inversión.

Retorno Unitario de la Inversión.- Se lo puede llamar también utilidad por sucre invertido y es el resultado de dividir el



flujo de efectivo acumulado al final del proyecto entre la inversión realizada en el proyecto.

$$R_u = \frac{\sum_{i=0}^n (FE)_i}{I} \quad (44)$$

Este método es de tipo cualitativo más que cuantitativo, pues tiene el mismo valor si se mantiene la misma proporción entre ganancia e inversión.

Por otra parte este método tiene su utilidad cuando combinado con el tiempo de retorno se utiliza para seleccionar proyectos atractivos por simple inspección.

En general para proyectos con igual tiempo de retorno será más atractivo aquel que tenga mayor retorno unitario, mientras que en caso de que se tenga igual retorno unitario, será más atractivo el proyecto que tenga un tiempo de retorno menor. Sin embargo, una limitación de este método estriba en que cuando los flujos de efectivo no son uniformes dos proyectos pueden tener igual retorno unitario e igual tiempo de retorno y ser económicamente diferentes.



## ANALISIS ECONOMICO DEL POZO AX-1

Analizando la curva de declinación de este pozo ejemplo, vemos que este declina aproximadamente un 13% anual, por lo que si se logra un incremento de la producción actual en 3 veces vamos a obtener 31.560 barriles de petróleo adicionales.

El límite económico se lo encuentra cuando los gastos de producción se igualan a los ingresos generados por el pozo. Para este análisis el límite económico se lo asume en 60 Bbls/mes.

Ahora calcularemos el flujo de Efectivo, y para esto es necesario conocer los ingresos y egresos del proyecto.

## INVERSION

## 1) Tratamiento

Bomba H-T 400 V-12	100.350,00
Kilometraje 3 unidades 10 Km	
Blender	16.187,40
Fracómetro	2.460,00
Línea	4.055,75
Arena 500 x 140/S <sub>x</sub>	70.000,00
Manipuleo 500 x 25/S <sub>x</sub>	12.500,00
Transporte 60 Km x 6.25/Tn-km x 25 Tn	9.375,00
Exceso de galonaje 37.800 x 0.50/galon	<u>18.900,00</u>
	S/.234.153,15



BIBLIOTECA FICT  
325  
ESPOL



2) Servicio de pozos	235.000,00
100 horas x \$ 1200/hora	120.000,00
3) Transporte del equipo	20.000,00
4) Gastos Departamentales	10.000,00
5) Varios	<u>15.000,00</u>
	\$ 400.000,00

### Gastos de Operación

Estos gastos de operación corresponden a los costos adicionales como consecuencia del trabajo, por ejemplo el uso del camión de servicio de pozos en forma más continua por el retorno de arena al pozo. En general se debe mantener controlado al pozo los dos primeros años después del tratamiento.

### Impuestos

Unificando todos los impuestos, como el impuesto a la renta, regalías, etc. se tiene un porcentaje aproximado de 83% que se paga al estado.

El flujo de efectivo se encuentra en la tabla I-1.

Ahora calcularemos el valor presente para varias tasas de interés.



AÑO	F.E.	20 %	VP	50%	VP	150%	VP
0	-400	1	-400	1	-400	1	-400
1	982.64	0.833	818.54	0.667	655.42	0.40	393.06
2	592.18	0.694	410.97	0.444	262.93	0.16	94.75
3	284.82	0.579	164.91	0.296	84.31	0.064	18.23
4	132.31	0.482	63.77	0.198	26.20	0.0256	3.39
5	77.18	0.402	31.03	0.132	10.19	0.0102	0.79
6	49.61	0.335	16.62	0.088	4.37	0.0041	0.20
7	36.75	0.279	10.25	0.059	2.17	0.016	0.06
8	22.03	0.233	<u>2.57</u>	0.039	<u>0.43</u>	0.0006	<u>0.007</u>
			1118.66		646.02		110.487

200%	VP	250%	VP
1	-400	1	-400
0.333	327.219	0.285	280.052
0.111	65.732	0.081	47.966
0.037	10.5384	0.023	6.5508
0.0123	1.6274	0.0066	0.8799
0.0041	0.3164	0.0019	0.1466
0.0014	0.0695	0.00054	0.0267
0.0005	0.0184	0.00016	0.00588
0.0002	<u>0.0017</u>	0.00004	<u>0.0049</u>
	5.52		-64.3739



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Graficando estos valores (Figura I-5) se tiene para  $VP=0$  un índice de rentabilidad de 205%.

El índice de rentabilidad mínimo de la Empresa es 20% por lo que el proyecto es rentable.

El tiempo de retorno del capital invertido lo calculamos del flujo de Efectivo:

$$\frac{400}{982.64} \times 12 \text{ meses} = 4.88 \text{ meses}$$

El retorno unitario de la inversión será:

$$R_u = \frac{\sum_{i=0}^n (FE)_i}{I} = \frac{1766.52}{400} = 4.42 \text{ \$/\$}$$



**BIBLIOTECA FIC  
ESPOL**



T A B L A I-1

FLUJO DE EFECTIVO

AÑO	Producción Bbls	Valor de la producción M/\$ (1) x 342.50	Gastos de operación M/\$	Depreciación Intangible Tangible M/\$ M/\$	Ingreso antes de impuestos M/\$ (2)-(3)-(4)	Imp. M/\$ (5) x 83%	Ingreso después de imp. M/\$ (6) - (7)	Inversión M/\$	Flujo de Ef. M/\$
0								400	-400
1	11203.80	3837.30	10	400	3427.30	2844.66	582.64		982.64
2	10193.88	3491.40	8		3483.40	2891.22	592.18		592.18
3	4891.80	1675.44			1675.44	1390.62	284.82		284.82
4	2272..32	778.27			778.27	645.96	132.31		132.31
5	1325.52	453.99			453.99		77.18		77.18
6	852.12	291.85			291.85		49.61		49.61
7	631.20	216.17			216.17		36.75		36.75
8	189.36	64.86			64.86		11.03		11.03
	<u>31560.00</u>	<u>10809.30</u>	<u>18</u>	<u>400</u>			<u>1766.52</u>	<u>400</u>	<u>1766.52</u>

Índice de rentabilidad: 205%

Valor presente al 20% (M \$) = 1118.66

Período de Retorno de la Inversión: 4.88 meses

Utilidad por sucre invertido: \$ 4.42/



VALOR PRESENTE DE \$ 1

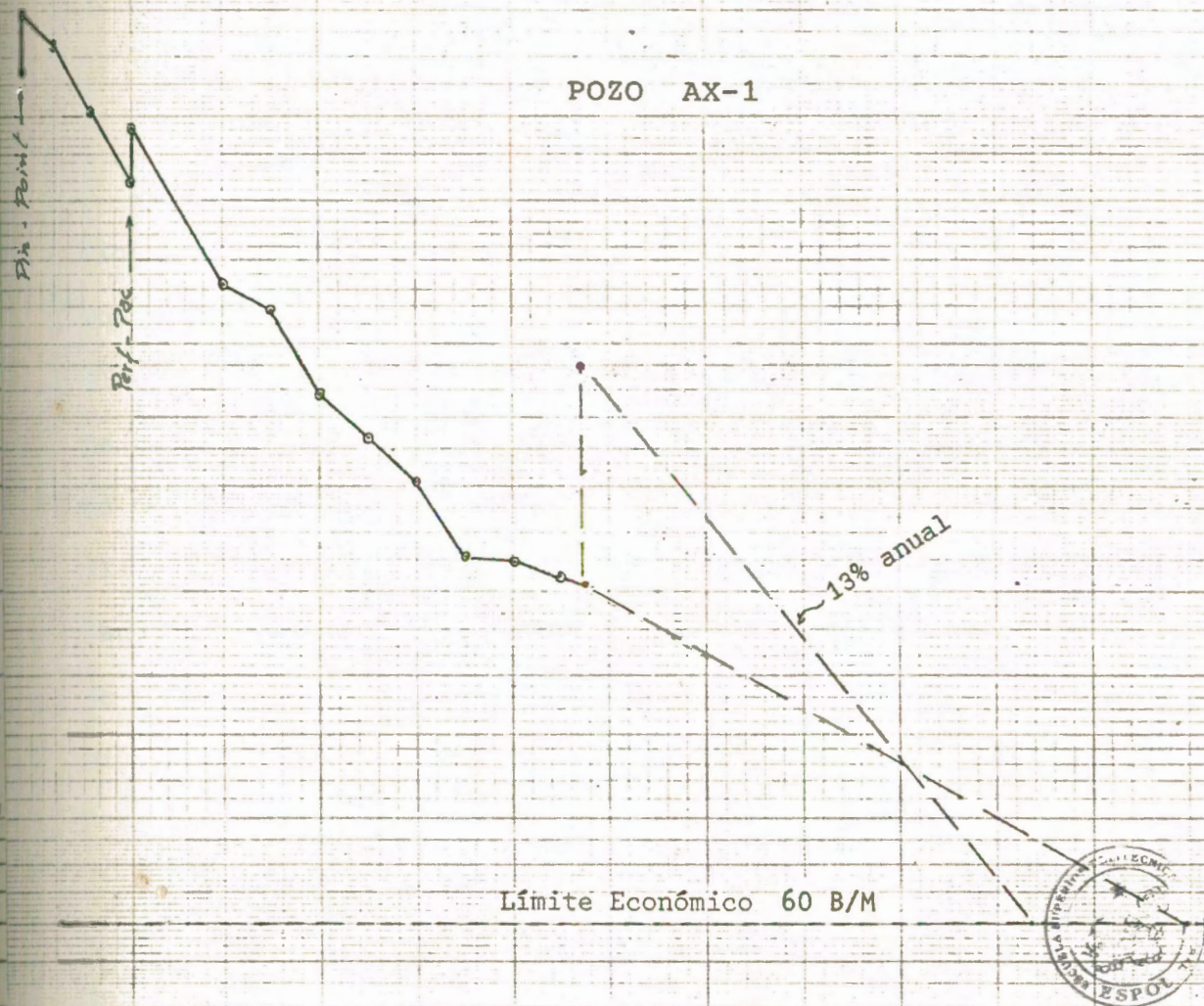
Años de aquí	1%	2%	4%	5%	6%	8%	10%	12%	14%	15%	16%	18%	20%	22%	24%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
1	\$0.990	\$0.980	\$0.962	\$0.945	\$0.928	\$0.912	\$0.896	\$0.880	\$0.864	\$0.848	\$0.832	\$0.817	\$0.802	\$0.787	\$0.771	\$0.756	\$0.741	\$0.726	\$0.711	\$0.696	\$0.681
2	0.980	0.961	0.925	0.898	0.871	0.844	0.817	0.790	0.763	0.736	0.710	0.683	0.656	0.629	0.602	0.575	0.548	0.521	0.494	0.467	0.440
3	0.970	0.941	0.895	0.858	0.821	0.784	0.747	0.710	0.673	0.636	0.599	0.562	0.525	0.488	0.451	0.414	0.377	0.340	0.303	0.266	0.229
4	0.960	0.921	0.865	0.828	0.791	0.754	0.717	0.680	0.643	0.606	0.569	0.532	0.495	0.458	0.421	0.384	0.347	0.310	0.273	0.236	0.199
5	0.950	0.911	0.855	0.818	0.781	0.744	0.707	0.670	0.633	0.596	0.559	0.522	0.485	0.448	0.411	0.374	0.337	0.300	0.263	0.226	0.189
6	0.940	0.901	0.845	0.808	0.771	0.734	0.697	0.660	0.623	0.586	0.549	0.512	0.475	0.438	0.401	0.364	0.327	0.290	0.253	0.216	0.179
7	0.930	0.891	0.835	0.798	0.761	0.724	0.687	0.650	0.613	0.576	0.539	0.502	0.465	0.428	0.391	0.354	0.317	0.280	0.243	0.206	0.169
8	0.920	0.881	0.825	0.788	0.751	0.714	0.677	0.640	0.603	0.566	0.529	0.492	0.455	0.418	0.381	0.344	0.307	0.270	0.233	0.196	0.159
9	0.910	0.871	0.815	0.778	0.741	0.704	0.667	0.630	0.593	0.556	0.519	0.482	0.445	0.408	0.371	0.334	0.297	0.260	0.223	0.186	0.149
10	0.900	0.861	0.805	0.768	0.731	0.694	0.657	0.620	0.583	0.546	0.509	0.472	0.435	0.398	0.361	0.324	0.287	0.250	0.213	0.176	0.139
11	0.890	0.851	0.795	0.758	0.721	0.684	0.647	0.610	0.573	0.536	0.499	0.462	0.425	0.388	0.351	0.314	0.277	0.240	0.203	0.166	0.129
12	0.880	0.841	0.785	0.748	0.711	0.674	0.637	0.600	0.563	0.526	0.489	0.452	0.415	0.378	0.341	0.304	0.267	0.230	0.193	0.156	0.119
13	0.870	0.831	0.775	0.738	0.701	0.664	0.627	0.590	0.553	0.516	0.479	0.442	0.405	0.368	0.331	0.294	0.257	0.220	0.183	0.146	0.109
14	0.860	0.821	0.765	0.728	0.691	0.654	0.617	0.580	0.543	0.506	0.469	0.432	0.395	0.358	0.321	0.284	0.247	0.210	0.173	0.136	0.099
15	0.850	0.811	0.755	0.718	0.681	0.644	0.607	0.570	0.533	0.496	0.459	0.422	0.385	0.348	0.311	0.274	0.237	0.200	0.163	0.126	0.089
16	0.840	0.801	0.745	0.708	0.671	0.634	0.597	0.560	0.523	0.486	0.449	0.412	0.375	0.338	0.301	0.264	0.227	0.190	0.153	0.116	0.079
17	0.830	0.791	0.735	0.698	0.661	0.624	0.587	0.550	0.513	0.476	0.439	0.402	0.365	0.328	0.291	0.254	0.217	0.180	0.143	0.106	0.069
18	0.820	0.781	0.725	0.688	0.651	0.614	0.577	0.540	0.503	0.466	0.429	0.392	0.355	0.318	0.281	0.244	0.207	0.170	0.133	0.096	0.059
19	0.810	0.771	0.715	0.678	0.641	0.604	0.567	0.530	0.493	0.456	0.419	0.382	0.345	0.308	0.271	0.234	0.197	0.160	0.123	0.086	0.049
20	0.800	0.761	0.705	0.668	0.631	0.594	0.557	0.520	0.483	0.446	0.409	0.372	0.335	0.298	0.261	0.224	0.187	0.150	0.113	0.076	0.039
21	0.790	0.751	0.695	0.658	0.621	0.584	0.547	0.510	0.473	0.436	0.399	0.362	0.325	0.288	0.251	0.214	0.177	0.140	0.103	0.066	0.029
22	0.780	0.741	0.685	0.648	0.611	0.574	0.537	0.500	0.463	0.426	0.389	0.352	0.315	0.278	0.241	0.204	0.167	0.130	0.093	0.056	0.019
23	0.770	0.731	0.675	0.638	0.601	0.564	0.527	0.490	0.453	0.416	0.379	0.342	0.305	0.268	0.231	0.194	0.157	0.120	0.083	0.046	0.009
24	0.760	0.721	0.665	0.628	0.591	0.554	0.517	0.480	0.443	0.406	0.369	0.332	0.295	0.258	0.221	0.184	0.147	0.110	0.073	0.036	0.009
25	0.750	0.711	0.655	0.618	0.581	0.544	0.507	0.470	0.433	0.396	0.359	0.322	0.285	0.248	0.211	0.174	0.137	0.100	0.063	0.026	0.009
26	0.740	0.701	0.645	0.608	0.571	0.534	0.497	0.460	0.423	0.386	0.349	0.312	0.275	0.238	0.201	0.164	0.127	0.090	0.053	0.016	0.009
27	0.730	0.691	0.635	0.598	0.561	0.524	0.487	0.450	0.413	0.376	0.339	0.302	0.265	0.228	0.191	0.154	0.117	0.080	0.043	0.006	0.009
28	0.720	0.681	0.625	0.588	0.551	0.514	0.477	0.440	0.403	0.366	0.329	0.292	0.255	0.218	0.181	0.144	0.107	0.070	0.033	0.006	0.009
29	0.710	0.671	0.615	0.578	0.541	0.504	0.467	0.430	0.393	0.356	0.319	0.282	0.245	0.208	0.171	0.134	0.097	0.060	0.023	0.006	0.009
30	0.700	0.661	0.605	0.568	0.531	0.494	0.457	0.420	0.383	0.346	0.309	0.272	0.235	0.198	0.161	0.124	0.087	0.050	0.013	0.006	0.009
40	0.620	0.581	0.525	0.488	0.451	0.414	0.377	0.340	0.303	0.266	0.229	0.192	0.155	0.118	0.081	0.044	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
50	0.600	0.561	0.505	0.468	0.431	0.394	0.357	0.320	0.283	0.246	0.209	0.172	0.135	0.098	0.061	0.024	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000



BIBLIOTECA FICTICIA  
ESPOL



POZO AX-1



Límite Económico 60 B/M



Producción después del tratamiento: 49560  
 Producción antes del tratamiento: 18000  
 Incremento en Producción: 31560 Bbls

FIGURA I-1

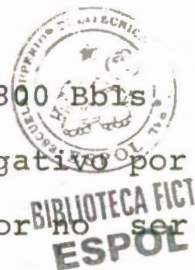


## ANALISIS ECONOMICO DEL POZO AX-2

De la curva de declinación de producción mostrada en la Fig. I-2 se obtiene un incremento en producción de 15.120 Bbbls, con esta producción se obtiene el flujo de efectivo similar al ejemplo anterior, este flujo de efectivo se lo muestra en la tabla I-2, luego se calcula el índice de rentabilidad que es 40% tiempo de retorno de la inversión 20 meses y la ganancia por sucre invertido de \$ 1.02/\$. De estos cálculos comparando el índice de rentabilidad de la Empresa que es de 20 % se puede deducir que el tratamiento es económicamente beneficioso.

## ANALISIS ECONOMICO DEL POZO AX-3

El incremento en producción de este pozo es de 1800 Bbbls por lo que al calcular el flujo de efectivo sale negativo por lo que el proyecto de refracturamiento se desecha por no ser económico.



## ANALISIS ECONOMICO DEL POZO AX-4

Del gráfico I-4 se puede ver que el incremento en producción es de 9600 Barriles. El flujo de efectivo calculado se lo muestra en la tabla I-3.

De los datos calculados se puede ver que el proyecto no es rentable ya que el índice de rentabilidad obtenido es de 7% que es inferior al 20% requerido por la empresa.

AÑO	Producción Bbls.	Valor de la	Gastos de operación M/\$	Depreciación		Ingreso			Inversión M/\$	Flujo de Ef. M/\$
		Producción M/\$ (1) x 342.50		Int. M/\$	Tang.	antes de impuesto (2)	(3)	(4)		
0									400	-400
1	3081.60	1055.45	10	400	645.45	535.72	109.73			109.73
2	2150.40	736.51	8		728.51	604.66	123.85			123.85
3	1584.00	542.52			542.52	450.28	92.23			92.23
4	1084.80	371.54			371.54	308.38	63.16			63.16
5	691.20	236.73			236.73	196.49	40.24			40.24
6	403.20	138.09			138.09	114.61	23.48			23.48
7	259.20	88.77			88.77	73.68	15.09			15.09
8	192.00	65.76			65.76	54.58	11.18			11.18
9	96.00	32.88			32.88	27.29	5.59			5.59
10	57.60	29.75			19.75	16.40	5.35			5.35
	<u>9600.00</u>	<u>3288.00</u>	<u>18</u>	<u>400</u>	<u>2870.00</u>	<u>2382.10</u>	<u>487.90</u>	<u>400</u>		<u>87.90</u>

Índice de rentabilidad: 7%

Tiempo de retorno de Inversión: 52.51 meses

Ganancia por sucre invertido: \$ 0.22/\$

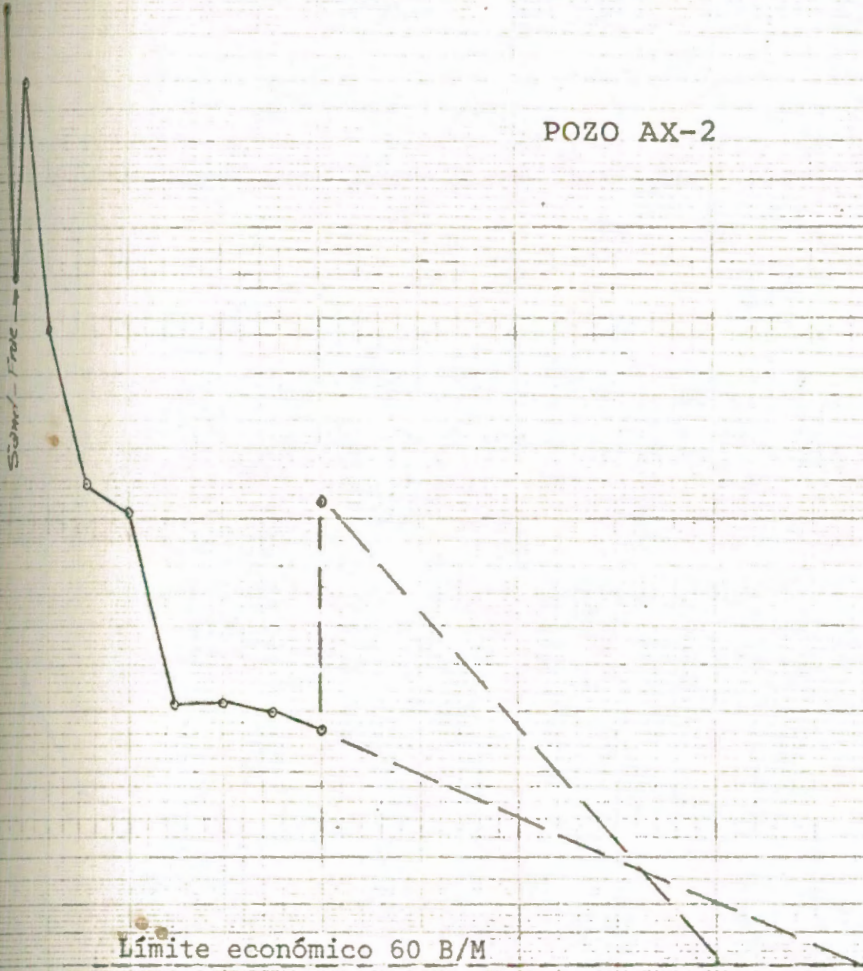
Valor presente al 20% (M\$): - 106.32

BIBLIOTECA FIC  
ESPOL





POZO AX-2



Límite económico 60 B/M

Producción después del tratamiento:	23.040 Bbls.
Producción antes del tratamiento:	7.920 Bbls.
Incremento en producción:	15.120 Bbls.

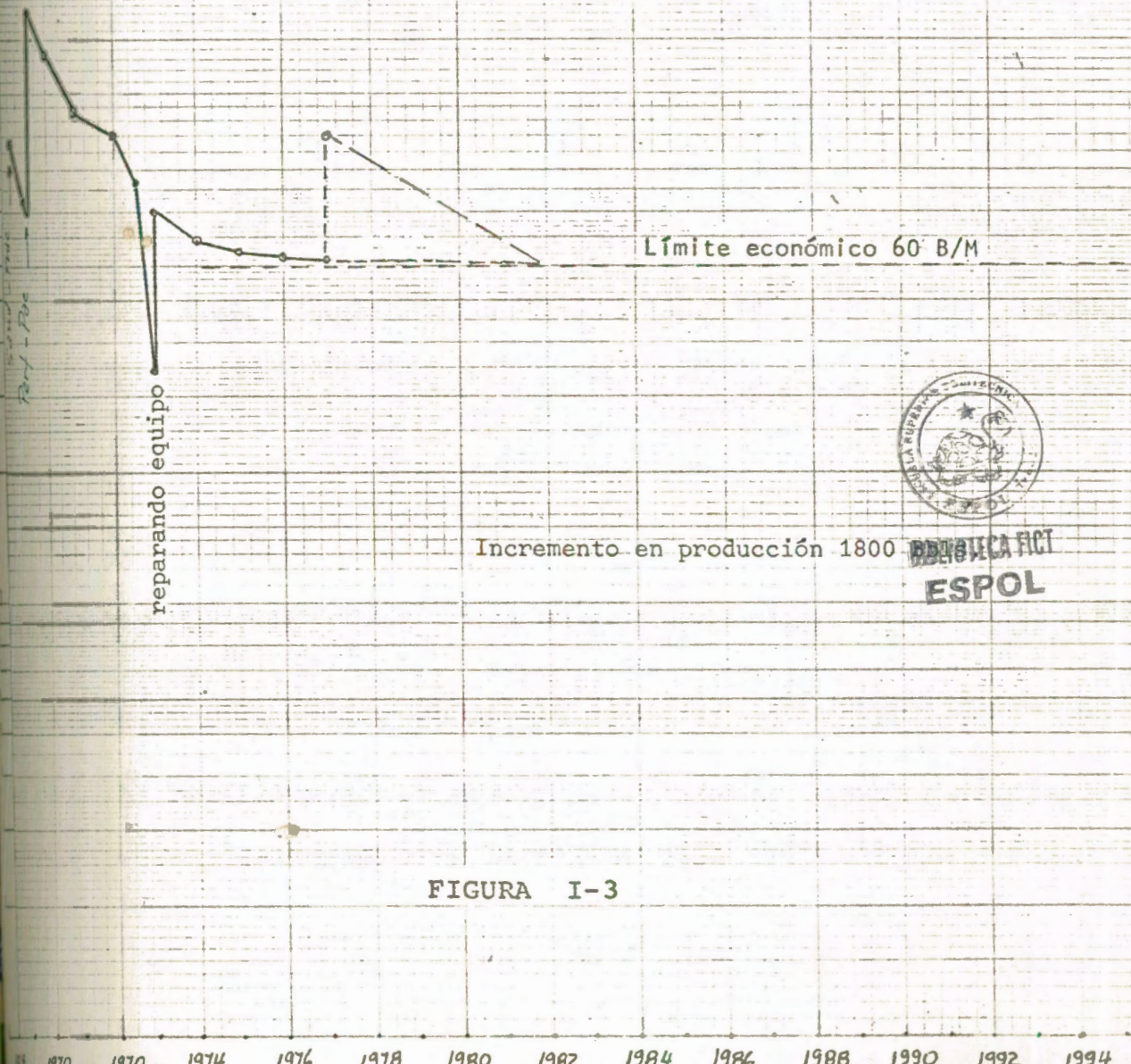
FIGURA I-2



BIBLIOTEC  
ESP



POZO AX-3



Incremento en producción 1800 **BOGOTICA FICT**  
**ESPOL**

FIGURA I-3

T A B L A I - 3

AÑO	Producción Bbls.	Valor de la producción M/\$ (1) x 342.50	Gastos de operación M/\$	Depreciación Int. Tang. M/\$	Ingreso antes de impuesto (2) - (3)	Impuesto M/\$ (4) (6) x 83%	Ingreso después de Imp.	Inversión M/\$	Flujo de Ef. M/\$
0								400	-400
1	5367.60	1838.40	10	400	1428.40	1185.57	242.83		242.83
2	4883.76	1672.69	8		1664.69	1381.69	283.00		283.00
3	2343.60	802.68			802.68	666.22	136.46		136.46
4	1088.64	372.86			372.86	309.47	63.39		63.39
5	635.04	217.50			217.50	180.50	36.98		36.98
6	408.24	139.82			139.82	116.05	23.77		23.77
7	302.40	103.57			103.57	85.96	17.61		17.61
8	<u>90.72</u>	<u>31.08</u>			<u>31.08</u>	<u>25.80</u>	<u>5.28</u>		<u>5.28</u>
	15120.00	5178.60	18	400	4760.60	3951.30	809.30	400	409.30

Indice de Rentabilidad: 40%

Tiempo de retorno de la Inversión: 19.77 meses

Ganancia por sucre invertido: \$ 1.02/\$

Valor presente al 20% (M\$): 137.21





POZO AX-4



Producción después del tratamiento: 15.600

Producción antes del tratamiento: 6.000

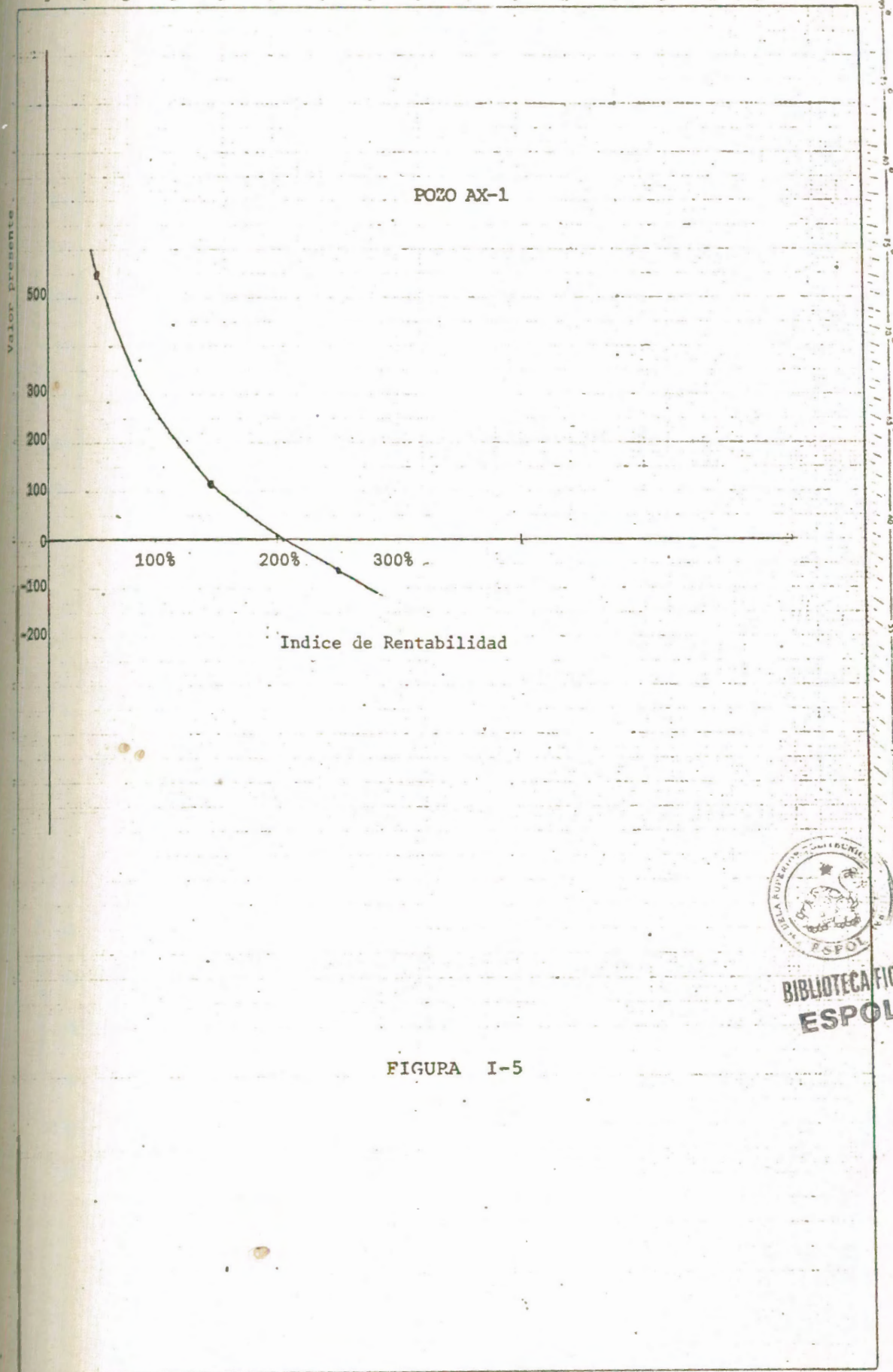
Incremento en producción: 9.600 Bbks.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

FIGURA I-4





POZO AX-1

Indice de Rentabilidad



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

FIGURA I-5

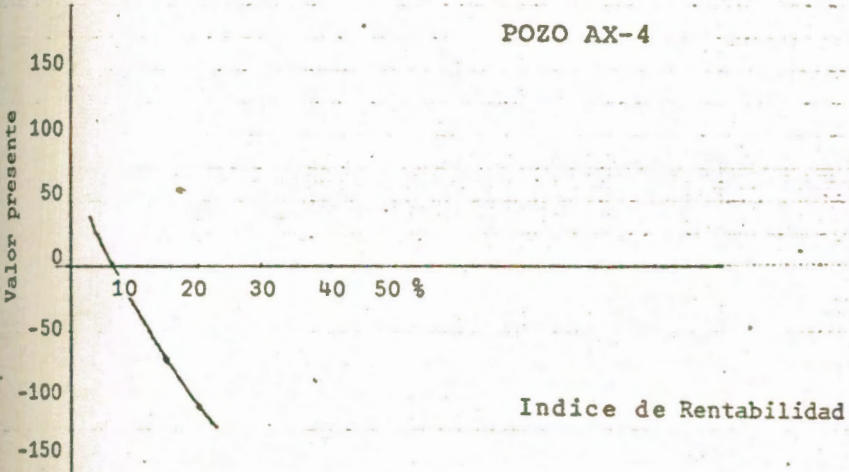
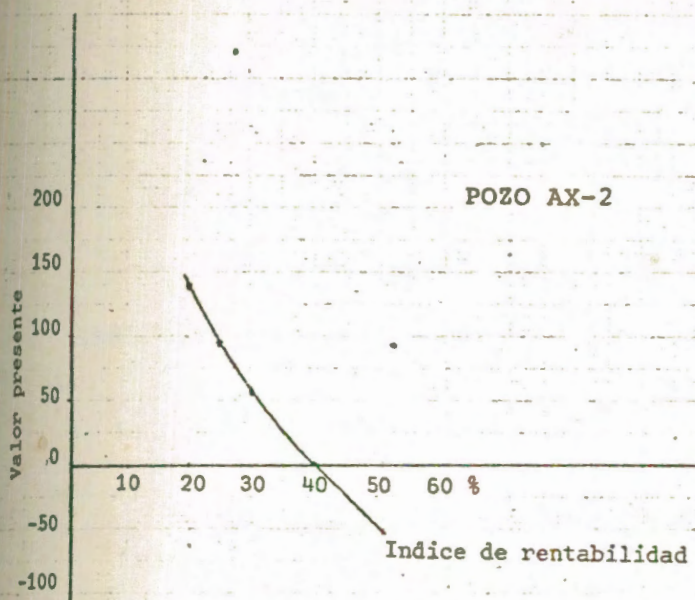


FIGURA I-6





## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

1. Usando las ecuaciones para el transporte del agente de sostén podemos evaluar los resultados de los tratamientos de fracturamiento de los pozos en estudio. Si se encuentra que el antiguo agente de sostén que cubre el intervalo de interés tiene una capacidad de flujo baja, entonces es conveniente reemplazar el agente de sostén de la fractura.
2. Es difícil reemplazar o distribuir un sistema de agente de sostén mediante el uso de flúidos de viscosidad alta, o tasa de inyección grandes, esto es debido a que se abre al flujo una área de sección transversal grande arriba del agente de sostén.
3. La práctica de sobredesplazamiento mueve el agente de sostén lejos del pozo, siendo perjudicial para la obtención de toda la capacidad productiva de las fracturas.
4. Se obtiene una producción máxima, cuando se alcanza una capacidad de flujo de fractura alta y una longitud de penetración aproximada al radio de drenaje.
5. Las presiones de las formaciones son datos de operaciones previas de fracturamientos y deben ser determinadas antes



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



de intentar hacer un refracturamiento.

6. Cuando se obtiene una capacidad relativa baja (a la izquierda de la línea diagonal) no nos indica que el fracturamiento fue deficiente sino que cualquier disminución de la capacidad de flujo del sistema de fractura podría disminuir considerablemente la relación de productividad.
7. Del análisis económico se puede ver que hay pozos en los cuales se justifica un refracturamiento.

#### RECOMENDACIONES

1. Se debe realizar un programa de presiones de fondo de los pozos fracturados a fin de determinar la posibilidad de un refracturamiento.
2. Se debe tener el equipo mecánico necesario por si hay que incrementar la tasa de bombeo cuando las consideraciones del fracturamiento lo permiten.
3. A los pozos que tienen suficiente presión de fondo se los debe analizar para determinar si es factible o no refracturarlos.
4. Se debe evaluar a los pozos que tienen las presiones bajas especialmente en campos viejos, ya que es factible que por medio de un tratamiento aumente la tasa de producción drenada.



BIBLIOTECA FICTICIA  
ESPOL

da por gravedad.

5. Un punto en que hay que tener mucho cuidado al construir curvas de declinación a fin de evitar valores totalmente erróneos, es el de observar que las variaciones en la producción, sean realmente debidas a causas del yacimiento y no a fallas en el equipo de producción, u otras causas similares.
6. Se debe tratar de definir los parámetros petrofísicos en los pozos ya que al asumirlos se producen grandes variaciones especialmente en los espesores y permeabilidades.



BIBLIOTECA FICTICIA  
ESPOL



## A P E N D I C E

### GRAFICOS

- FIG. 1. Diagrama de Esfuerzos
- FIG. 2. Círculo de Mohr
- FIG. 3A y 3B. Envolvente de Mohr.
- FIG. 4. Esfuerzos principales y orientación de la fractura.
- FIG. 5. Modelo de Flujo ideal con una fractura horizontal.
- FIG. 6. Modelo de Flujo ideal con una fractura vertical.
- FIG. 7. Reducción de la permeabilidad por la invasión de Lodo.
- FIG. 8. Cierre de la Fractura causado por el sobre-desplazamiento.
- FIG. 9. Presión de Fracturamiento a varias profundidades del pozo Vs. Angulo de fractura.
- FIG. 10. Curvas registradas en una operación de fracturamiento.
- FIG. 11. Régimen de Flujo Vs. Capida de presión en las perforaciones.
- FIG. 12 a la 21. Razón de Índice de Productividad Vs. Capacidad relativa.
- FIG. 22. Curvas de Esfuerzo de cierre Vs. Permeabilidad para arena dura.



- FIG. 23. Curvas de Esfuerzo de cierre Vs. Permeabilidad para arena ottawa.
- FIG. 24. Presión hidrostática de arena y fluido
- FIG. 25. Pérdida de presión por fricción  $\Delta P_f$
- FIG. 26. Pérdida de presión por fricción a través de las perforaciones,  $\Delta P_{fp}$
- FIG. 27. Incremento de producción después del fracturamiento (fracturas horizontales).
- FIG. 28. Incremento de producción después del fracturamiento (fracturas verticales).
- FIG. 29. Area de fractura para fracturas verticales
- FIG. 30. Area de fractura para fracturas radial
- FIG. 31. Módulo de Young (arena)
- FIG. 32. Módulo de Young (caliza)
- FIG. 33. Porosidad Vs. Tiempo de tránsito del sonido
- FIG. 34 a la 37. Presión de propagación Vs. Propiedades de la roca.
- FIG. 38. Razón Ancho del pozo/longitud Vs. Propiedades de la roca.



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

GRAFICOS DE LA TEORIA DE FRACTURA DE MOHR

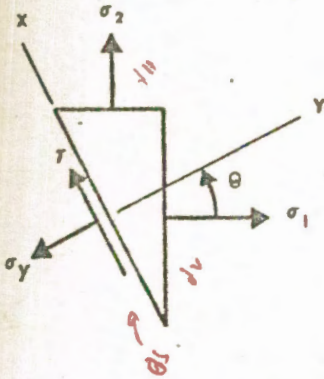


FIG. 1. Diagrama de Esfuerzos

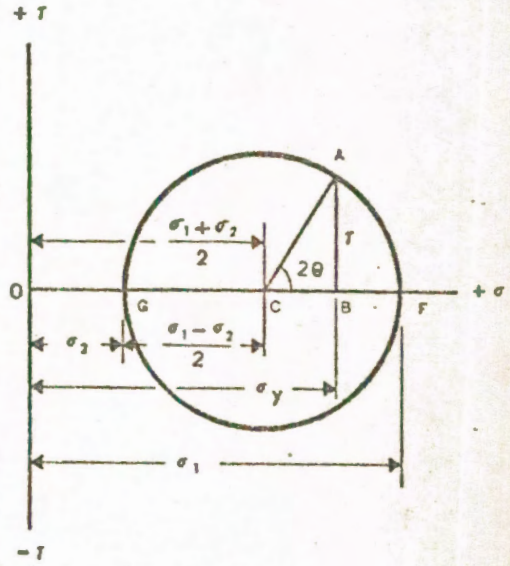


FIG. 2. Círculo de Mohr

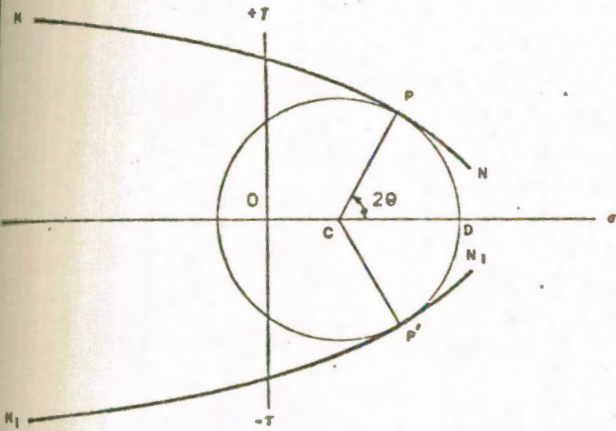


FIG. 3A. Envolverte de Mohr

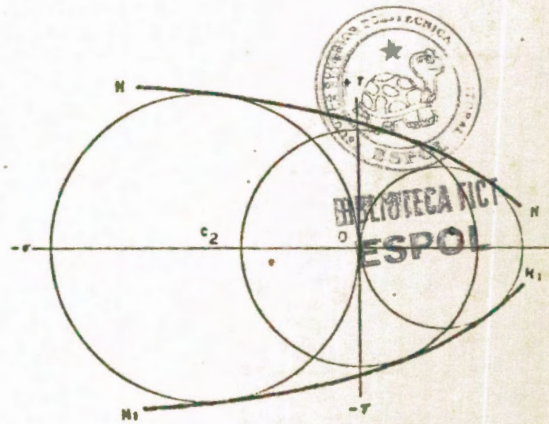
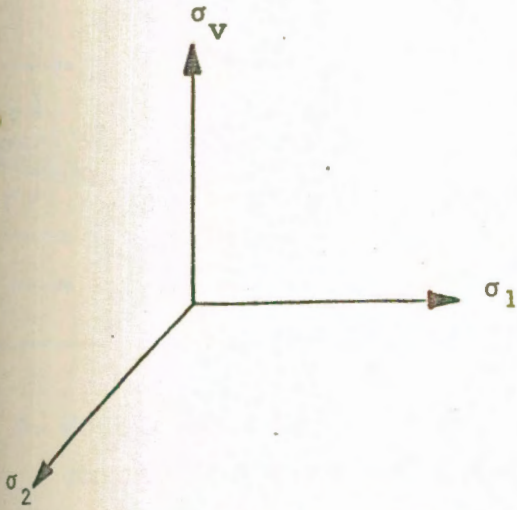


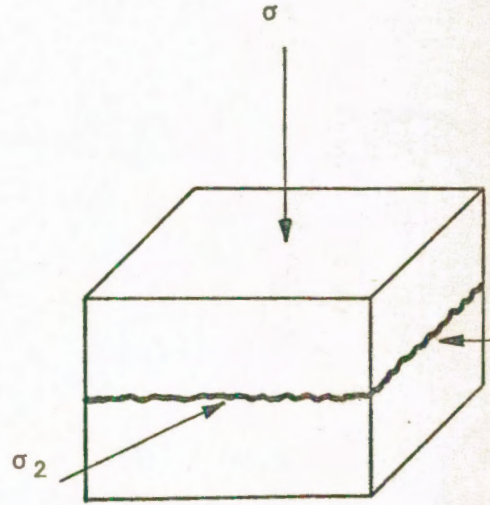
FIG. 3B. Envolverte de Mohr



ESFUERZOS PRINCIPALES Y ORIENTACION DE LA FRACTURA



Esfuerzos Principales

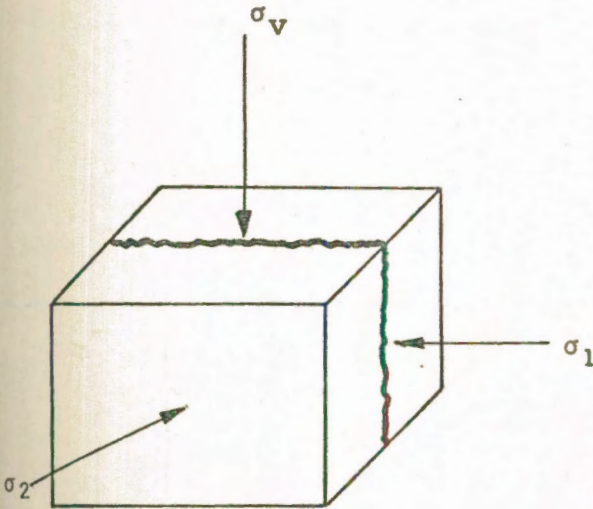


$\sigma_2 > \sigma_1 > \sigma_v$

Fractura  $\perp$  a  $\sigma_v$

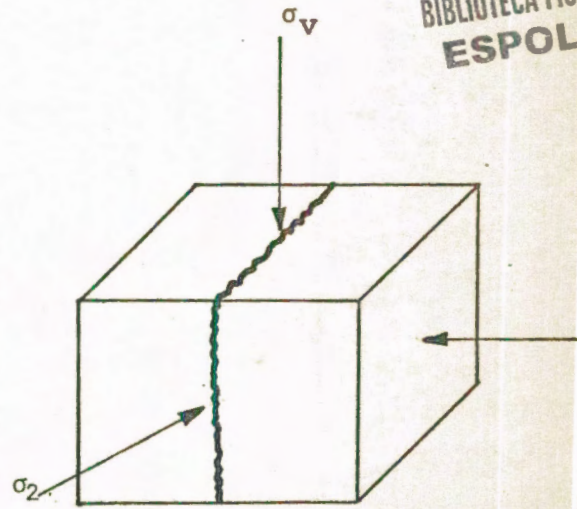


BIBLIOTECA FIC  
ESPOL



$\sigma_1 > \sigma_v > \sigma_2$

Fractura  $\perp$  a  $\sigma_2$



$\sigma_2 > \sigma_v > \sigma_1$

Fractura  $\perp$  a  $\sigma_1$

FIGURA 4



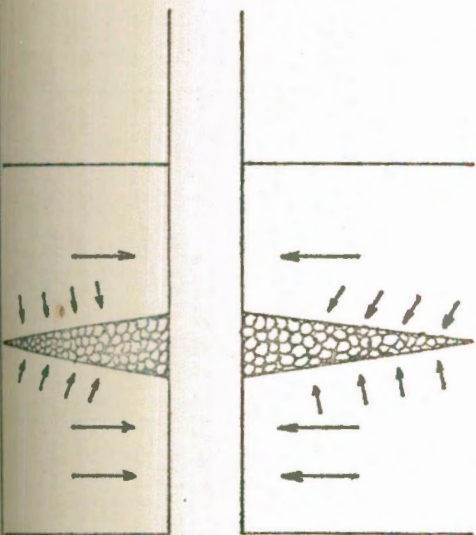


FIG. 5. Modelo de Flujo ideal con una fractura horizontal

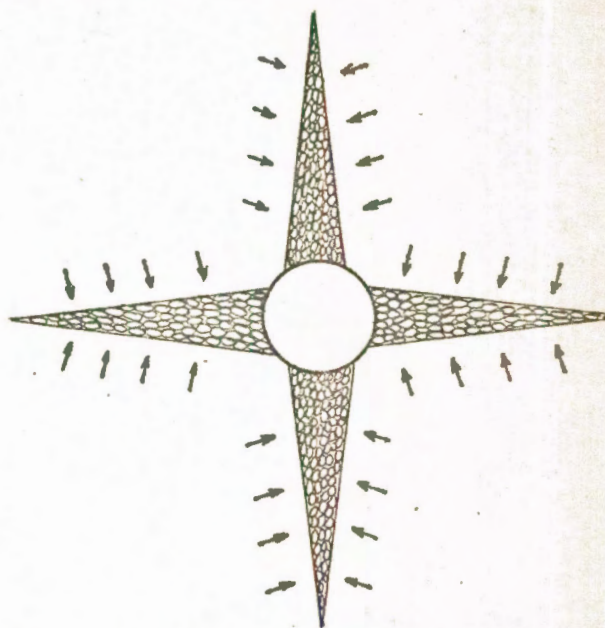


FIG. 6. Modelo de flujo ideal con una fractura vertical



FIG. 7. Reducción de la Permeabilidad por la invasión del lodo

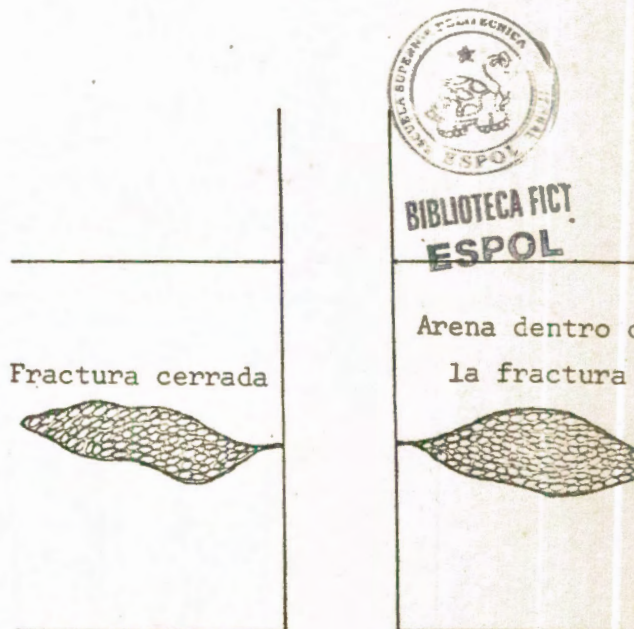


FIG. 8. Cierre de la Fractura causado por el sobre desplazamiento o barrido del agente de sol



FIG. - 9 - PRESION DE FRACTURAMIENTO A VARIAS PROFUNDIDADES DEL POZO VS. ANGULO DE FRACTURA

PROFUNDIDAD DEL POZO x 1000 PIES

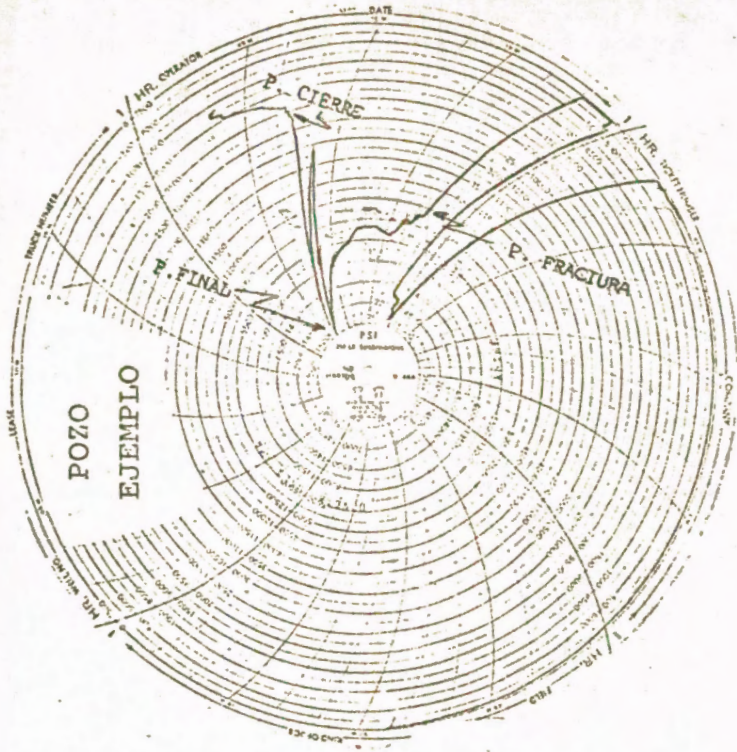


ANGULO DE LA FRACTURA

BIBLIOTECA ESCUELA ESPECIAL

500



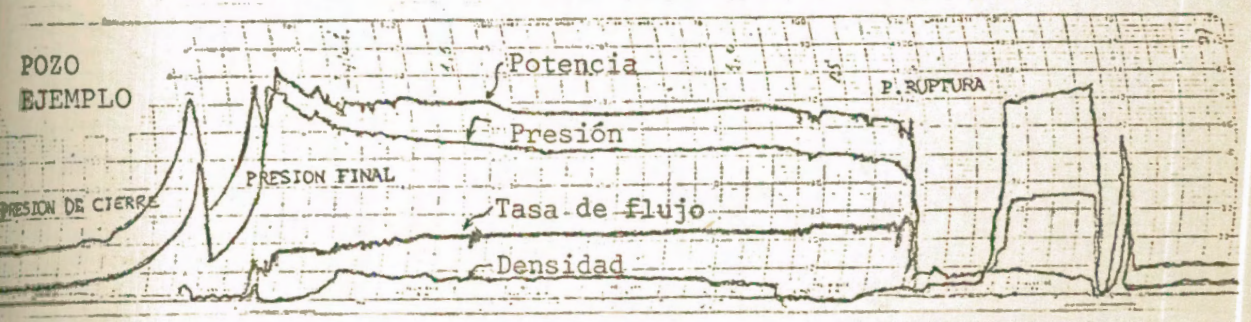


Carta circular

P r.st



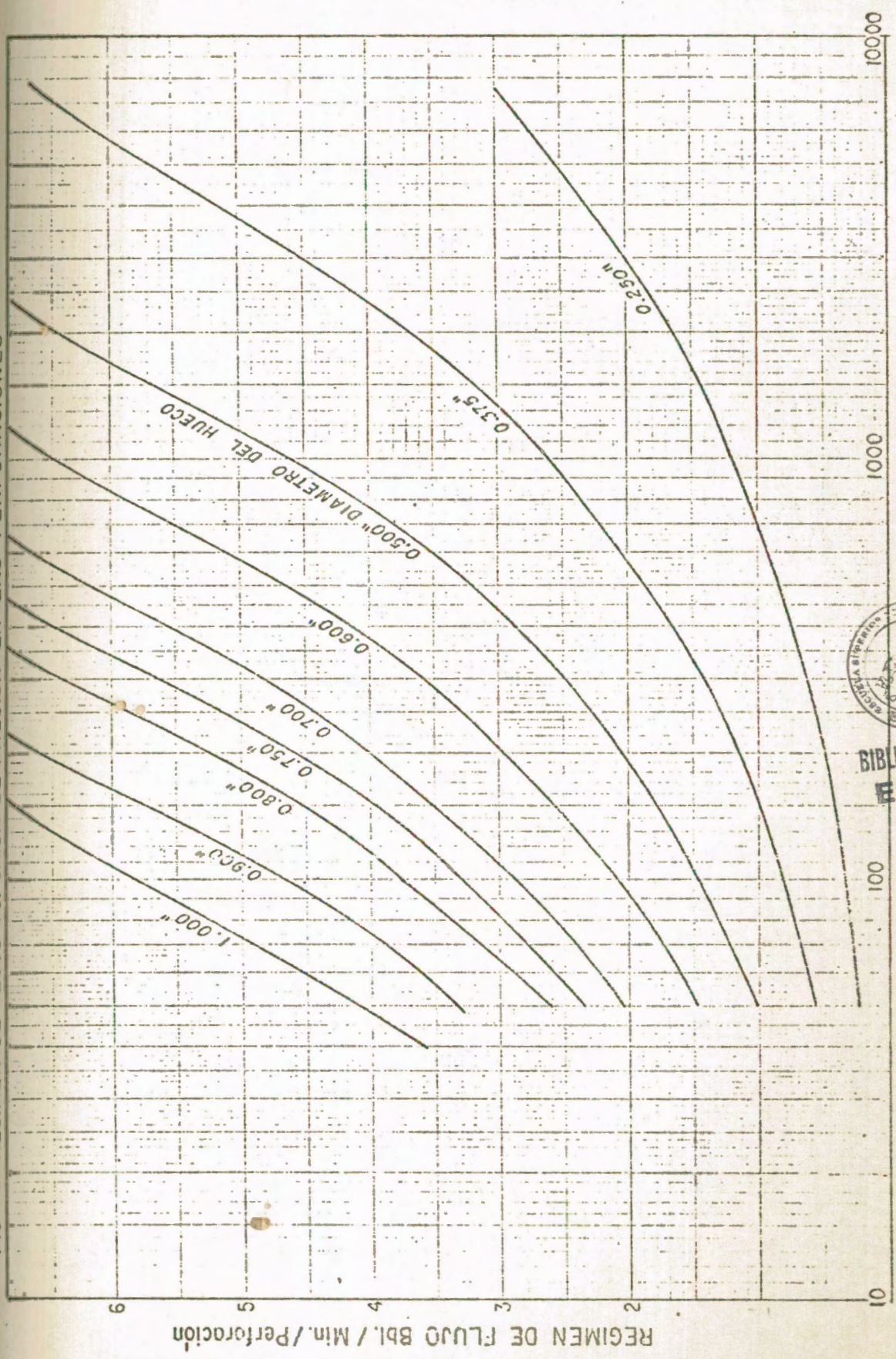
BIBLIOTECA FICT ESPOL



Carta lineal

FIG. 10. Curvas registradas en una operación de fracturamiento



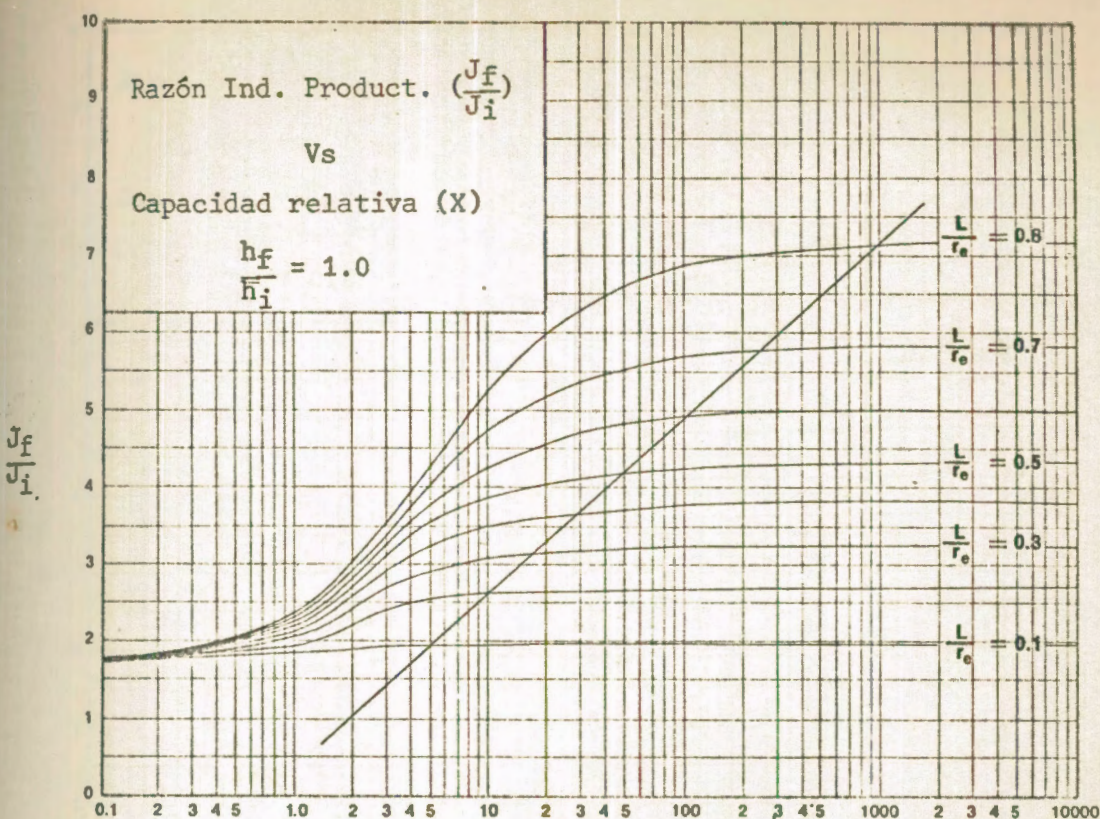


BIBLIOTECA DE LA UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

CAIDA DE PRESION POR FRICCION A TRAVES DE LAS PERFORACIONES

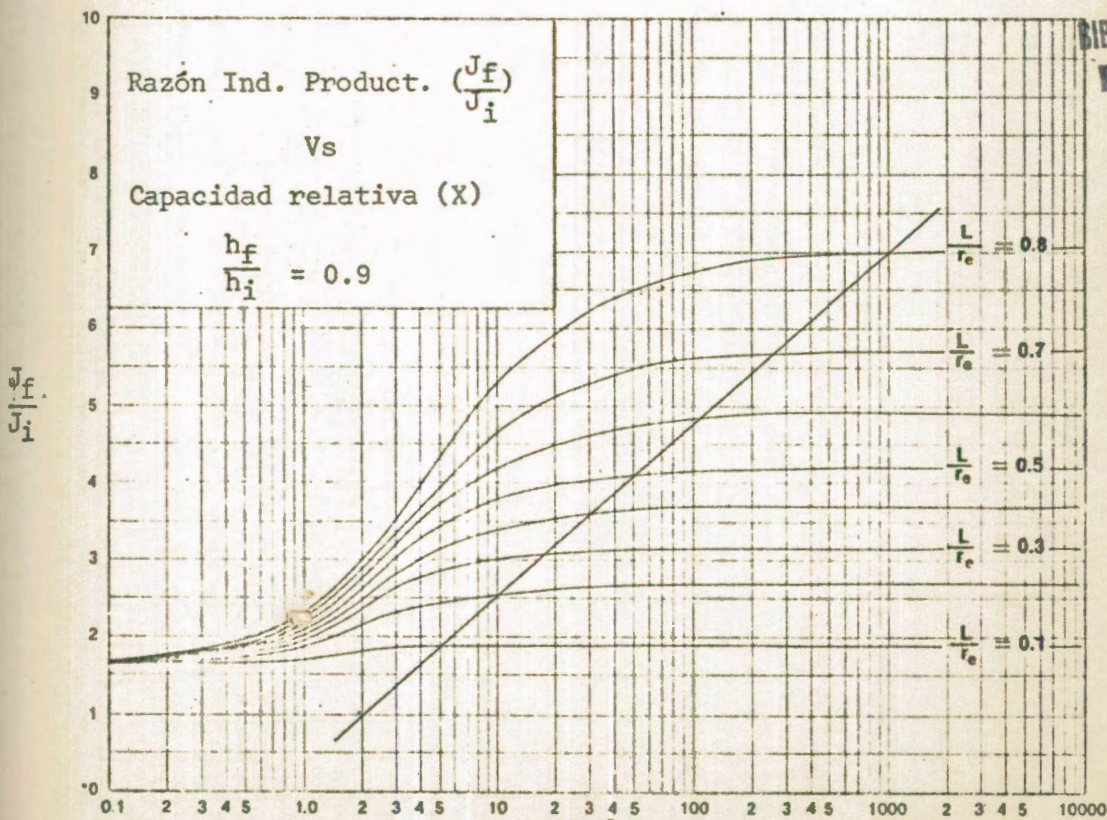
REGIMEN DE FLUJO BBL / Min. / Perforación





$$X = \frac{K_f \times W_f h_f}{200 \pi K_i h_i} \ln(r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$

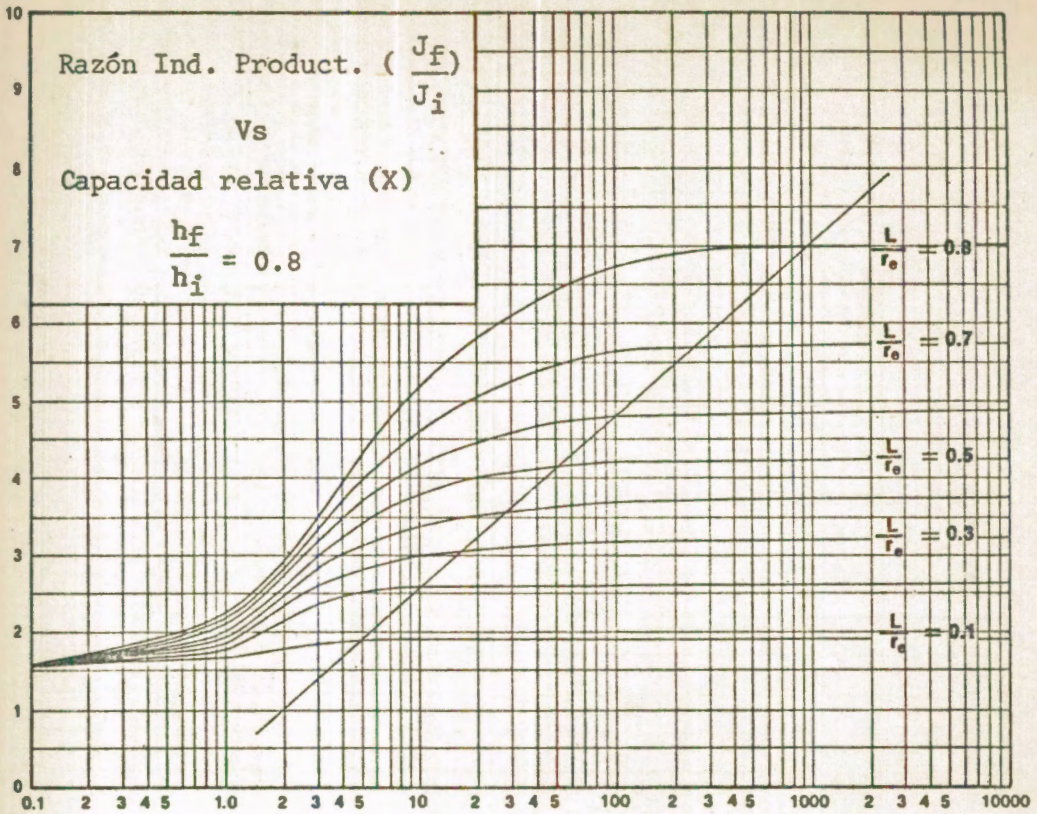
FIG. 12



$$X = \frac{K_f \times W_f h_f}{200 \pi K_i h_i} \ln(r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$

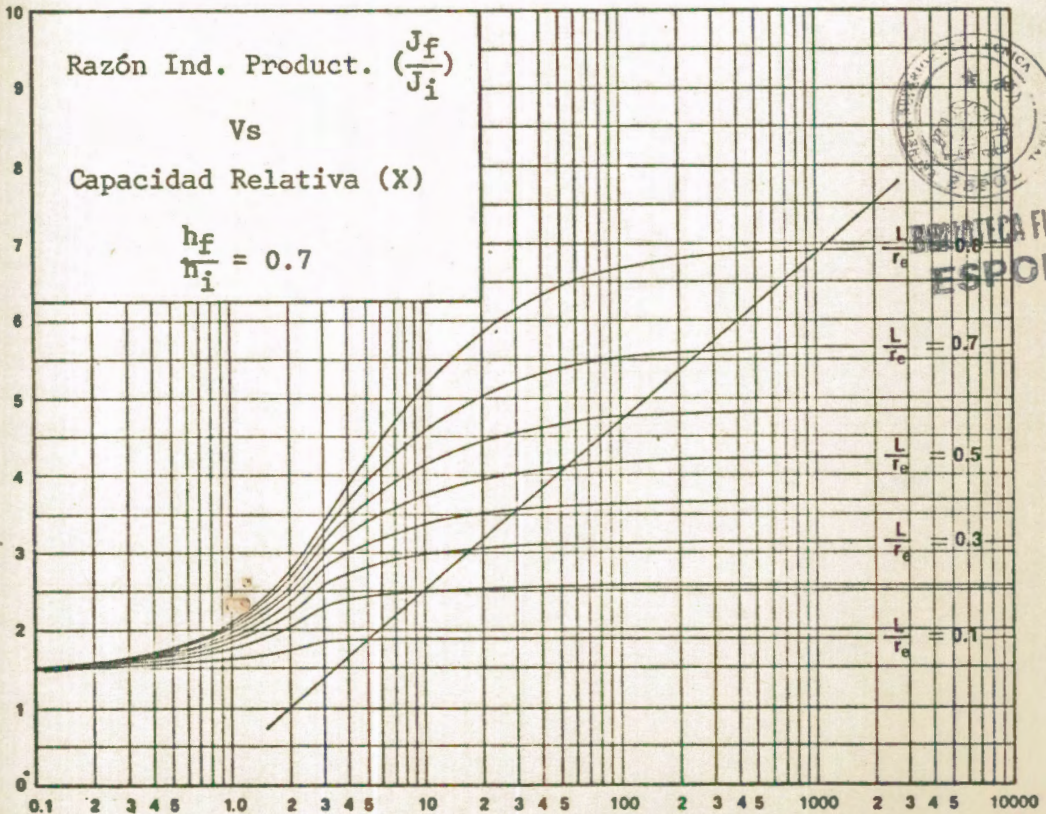
BIBLIOTECA FICTICIA  
ESPOL





$$X = \frac{K_f \times W_f \cdot h_f}{200 \pi K_i \cdot h_i} L_n (r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$

FIG. 14

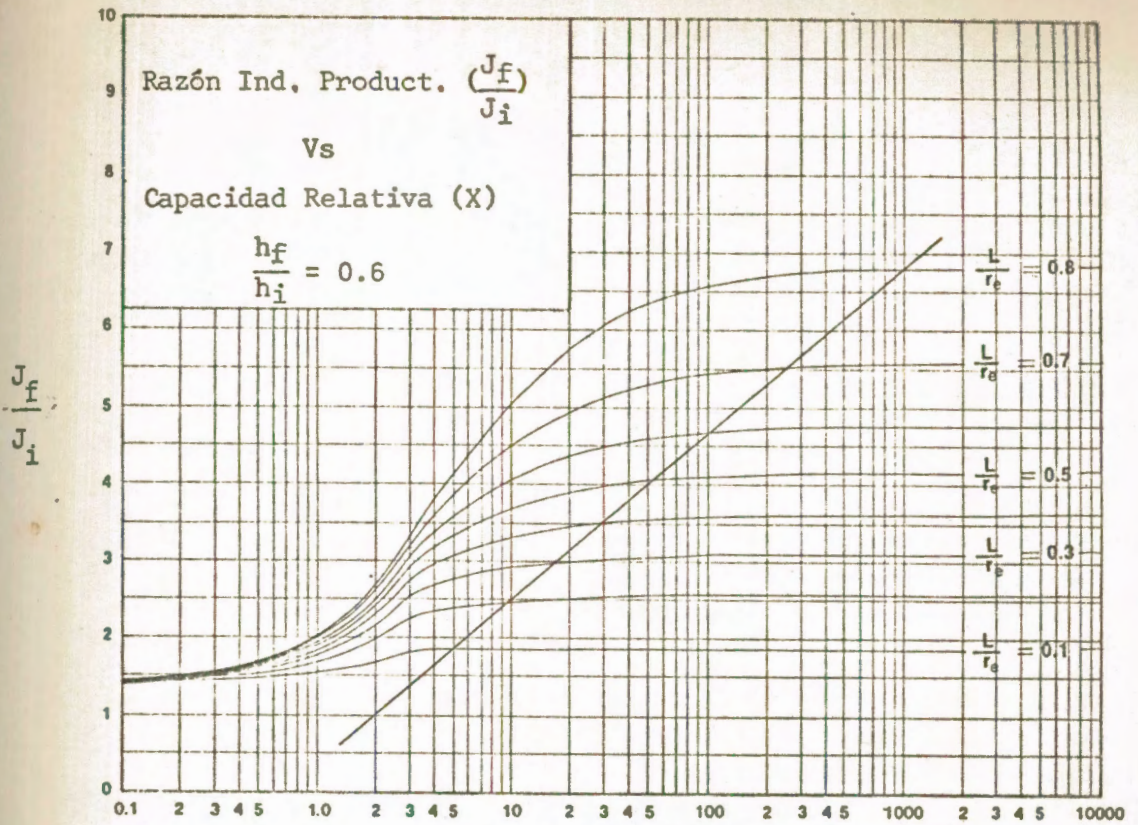


$$X = \frac{K_f \times W_f \cdot h_f}{200 \pi K_i \cdot h_i} L_n (r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE COSTA RICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESPOL



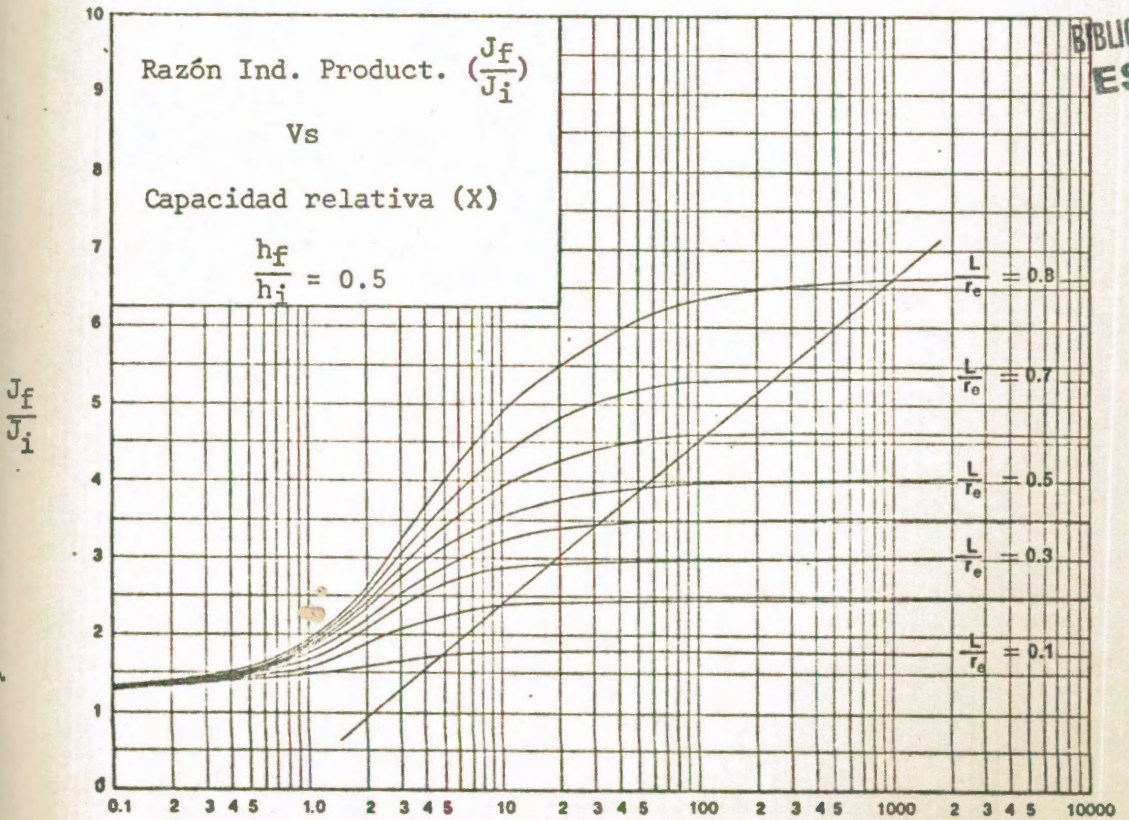


$$X = \frac{K_f \times W_f \cdot h_f}{200 \pi K_i \cdot h_i} \ln (r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$

FIG. 16

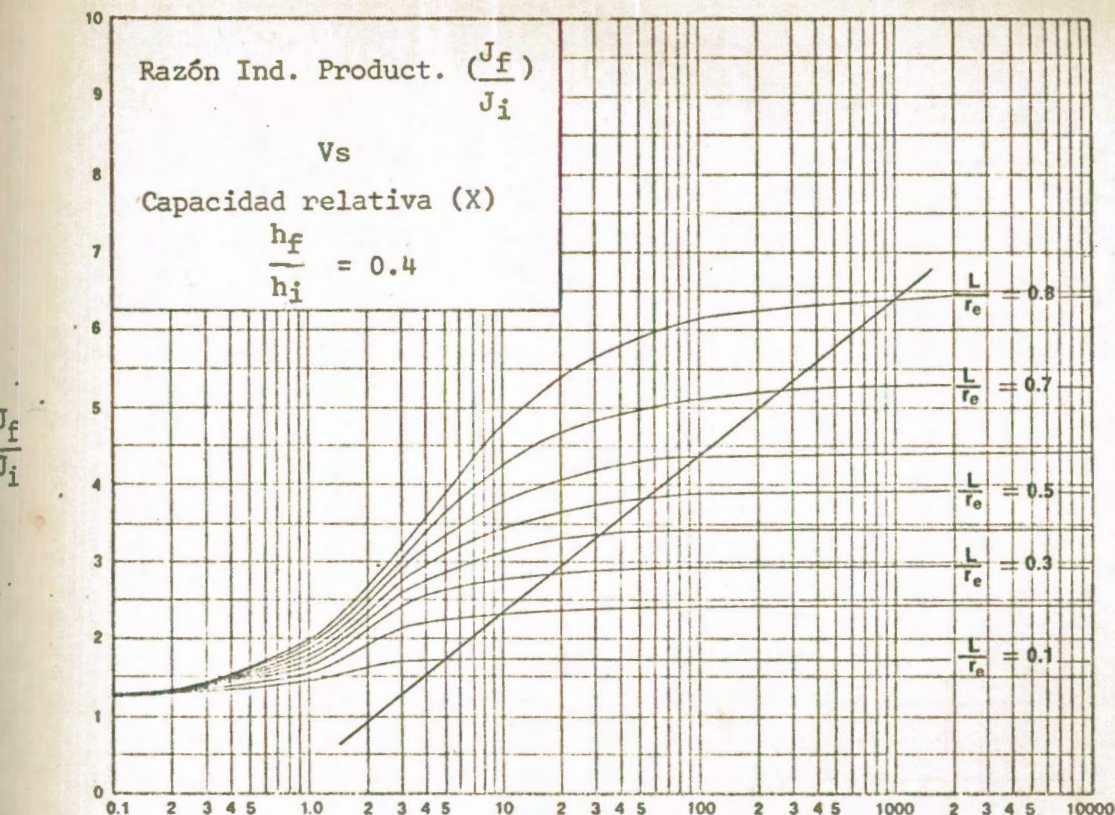


BIBLIOTECA F  
ESPO



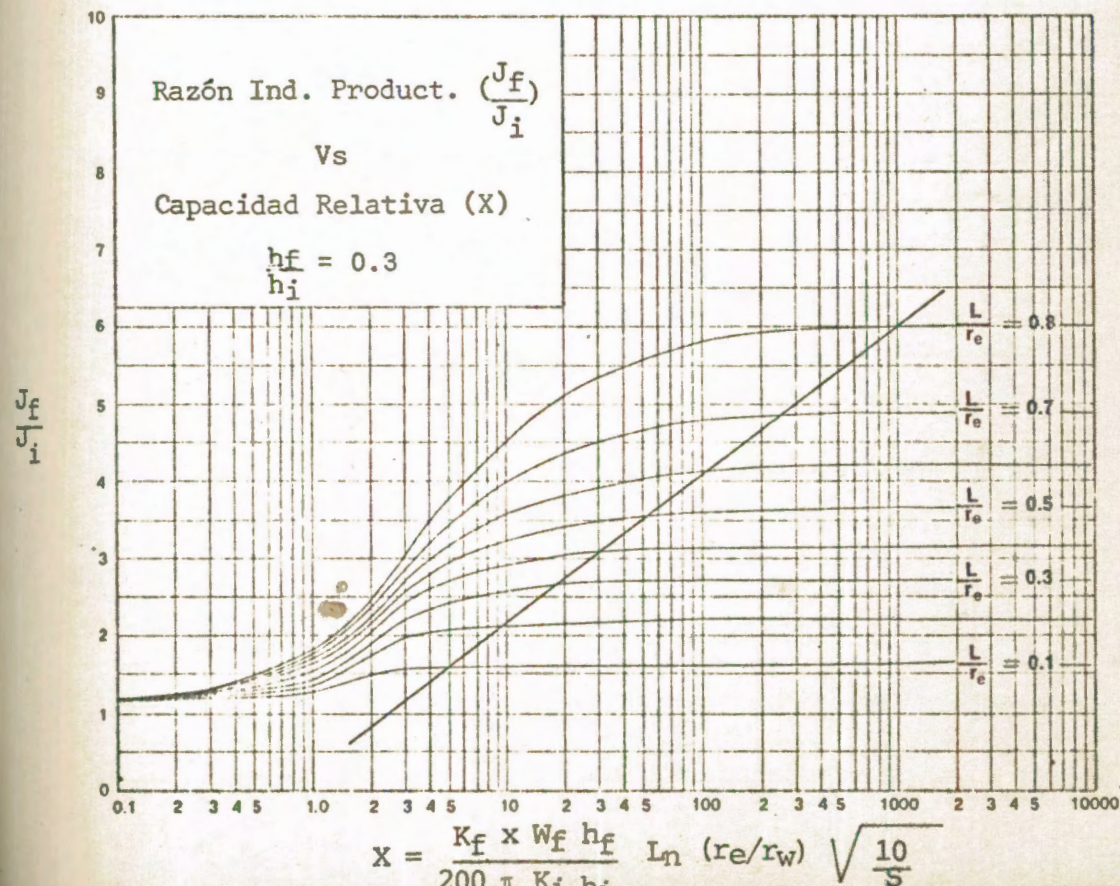
$$X = \frac{K_f \times W_f \cdot h_f}{200 \pi K_i \cdot h_i} \ln (r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$





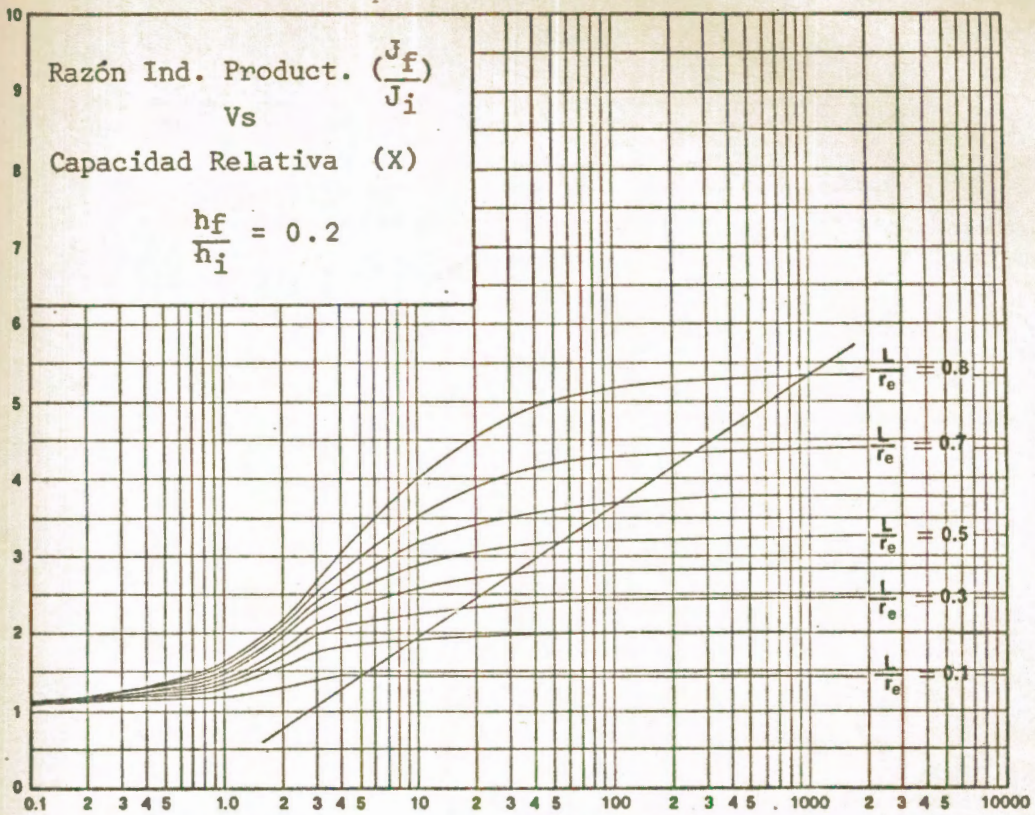
$$X = \frac{K_f \times W_f h_f}{200 \pi K_i h_j} \ln (r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$

FIG. 18



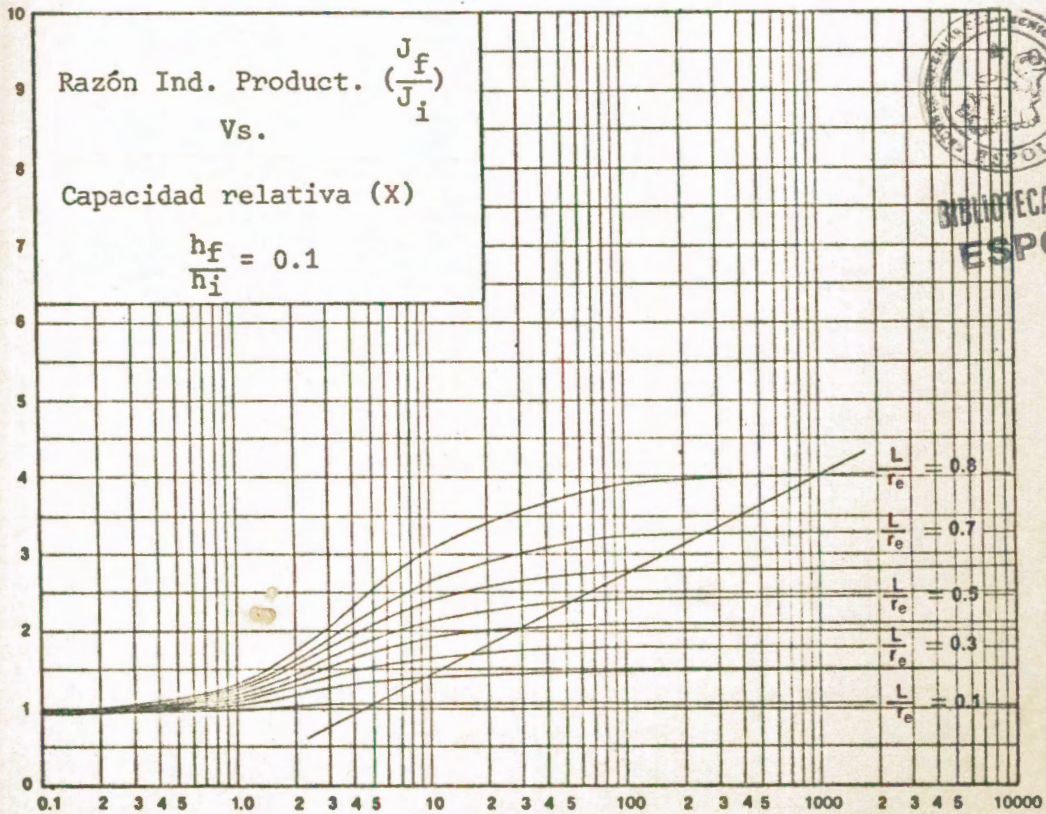
BIBLIOTECA  
ESPOL





$$X = \frac{K_f \times W_f h_f}{200 \pi K_i h_i} L_n (r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$

FIG. 20



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$$X = \frac{K_f \times W_f h_f}{200 \pi K_i h_i} L_n (r_e/r_w) \sqrt{\frac{10}{S}}$$



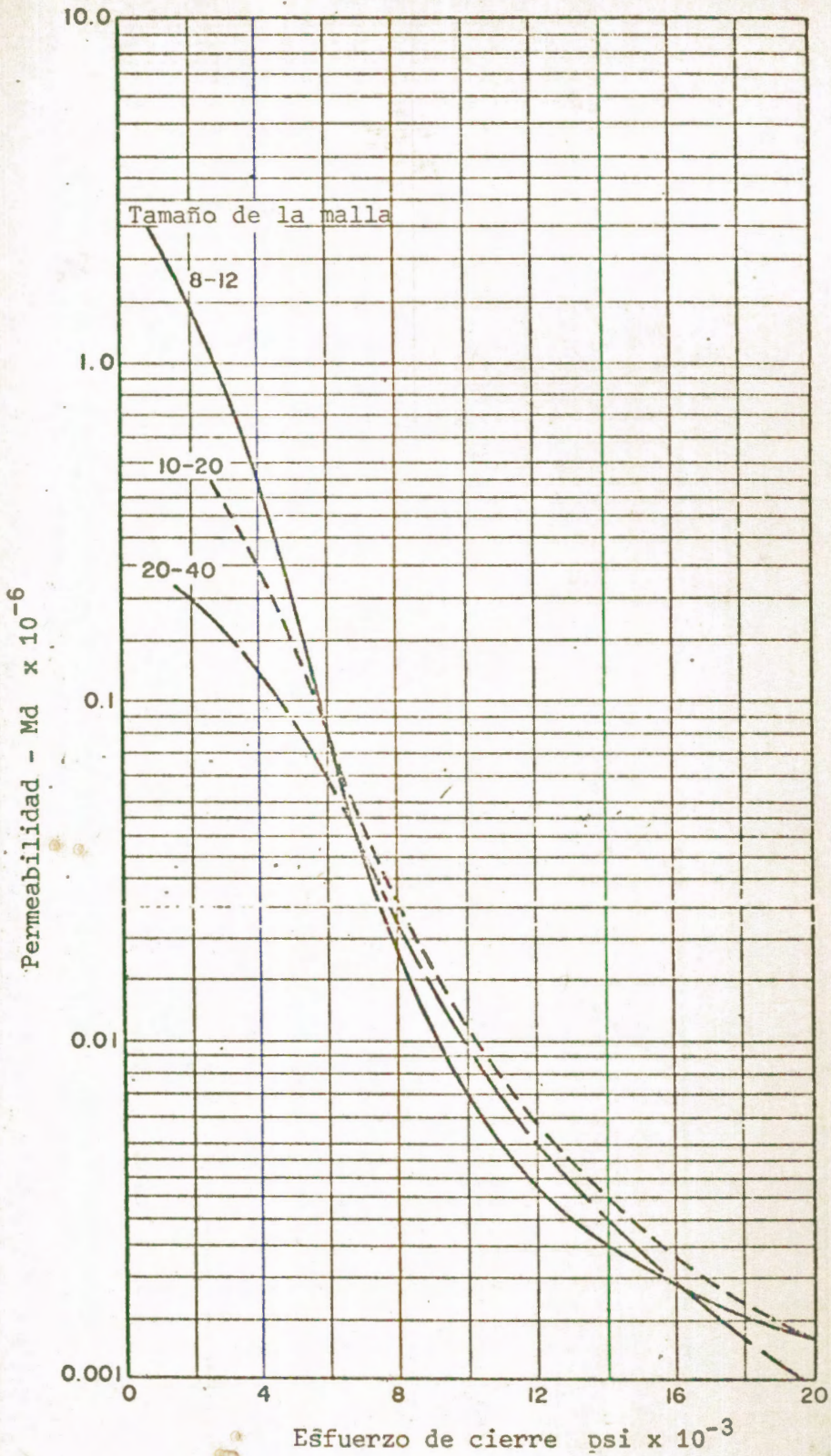
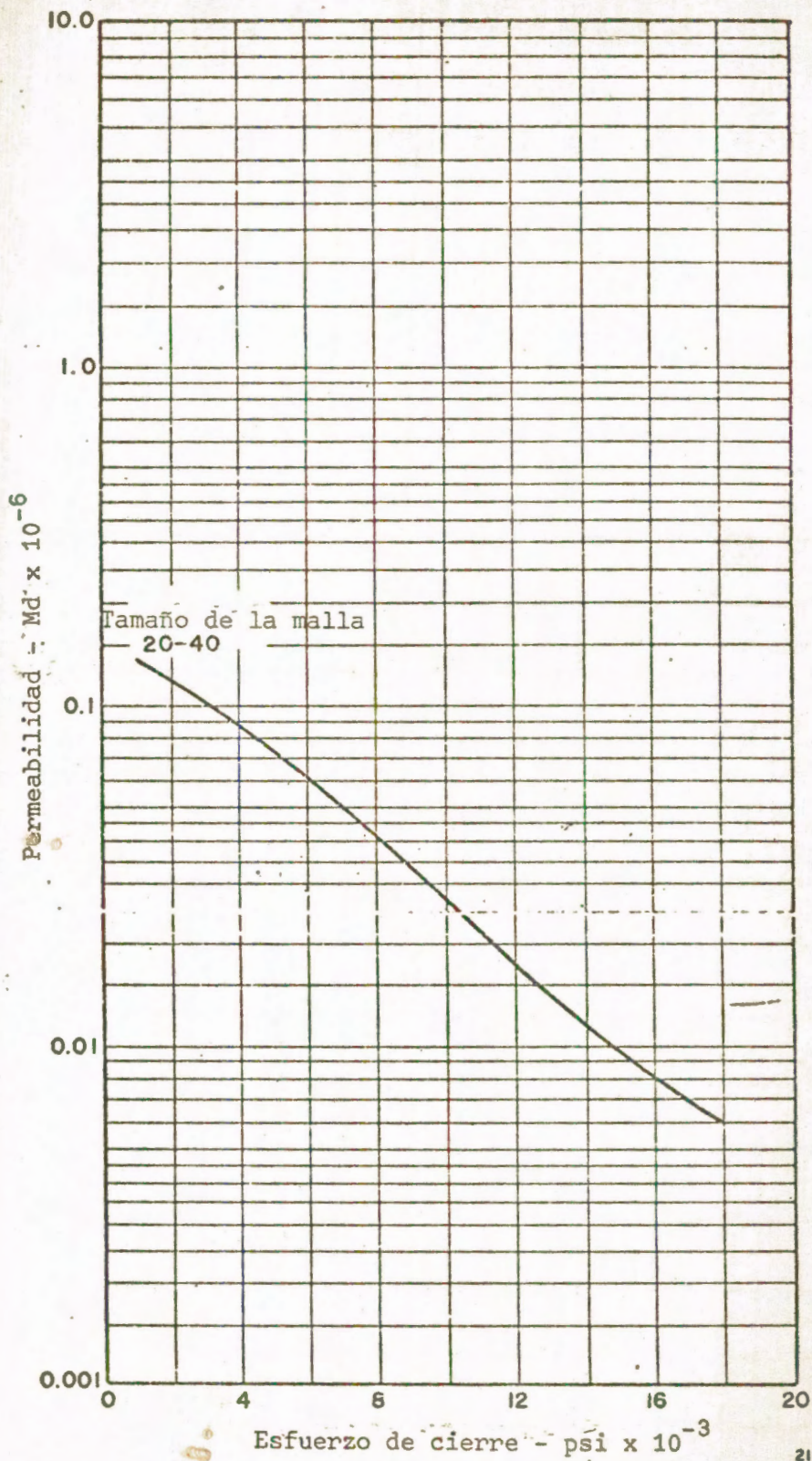


FIG. 22. Curvas de esfuerzo de cierre vs. Permeabilidad para arena dura (Texas)



BIBLIOTECA  
ESP





BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

FIG. 23. Curva de esfuerzo de cierre vs.  
Permeabilidad  
para arena Ottawa



## PRESION HIDROSTATICA DE ARENA &amp; FLUIDO

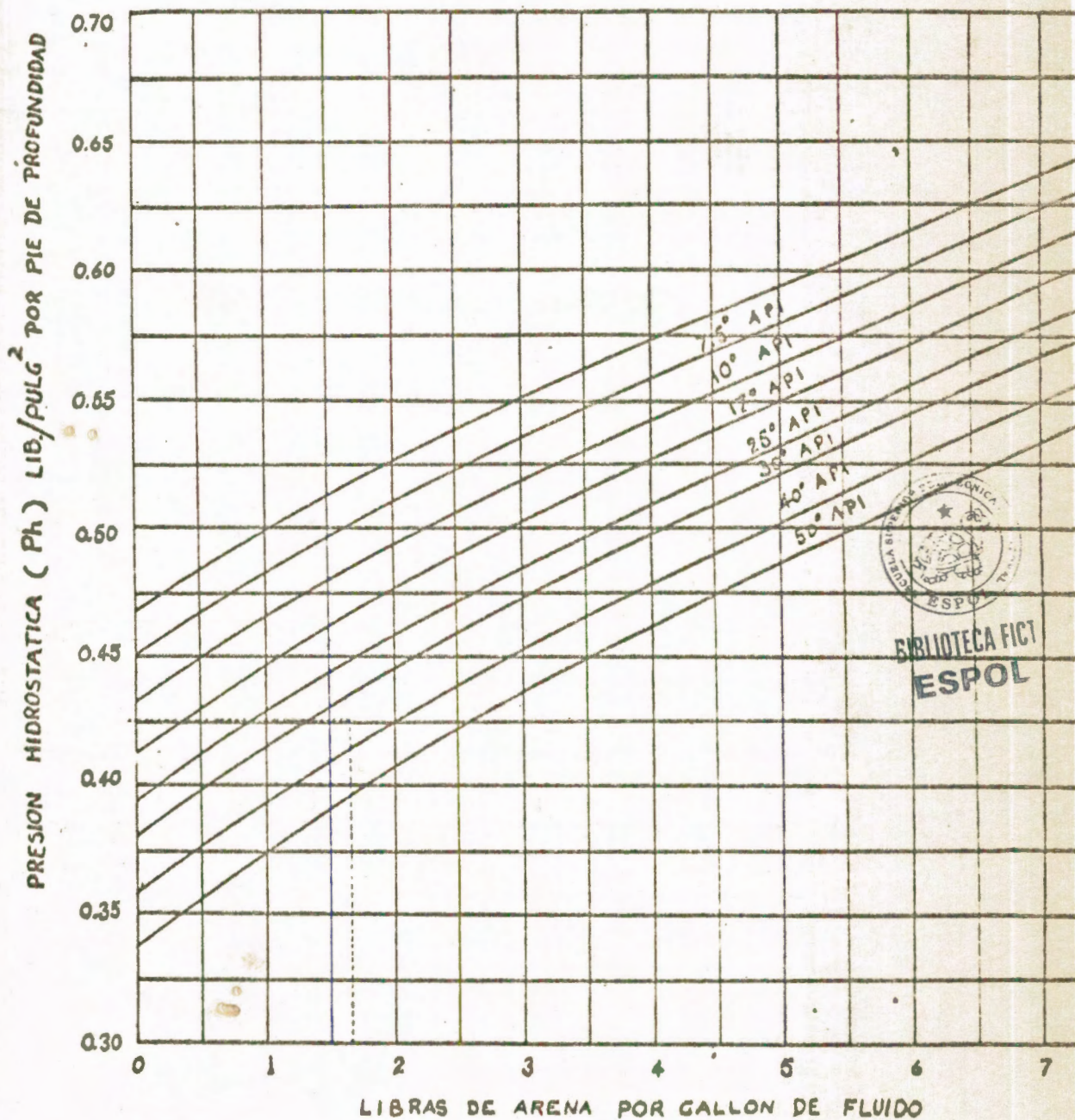


FIG. 24



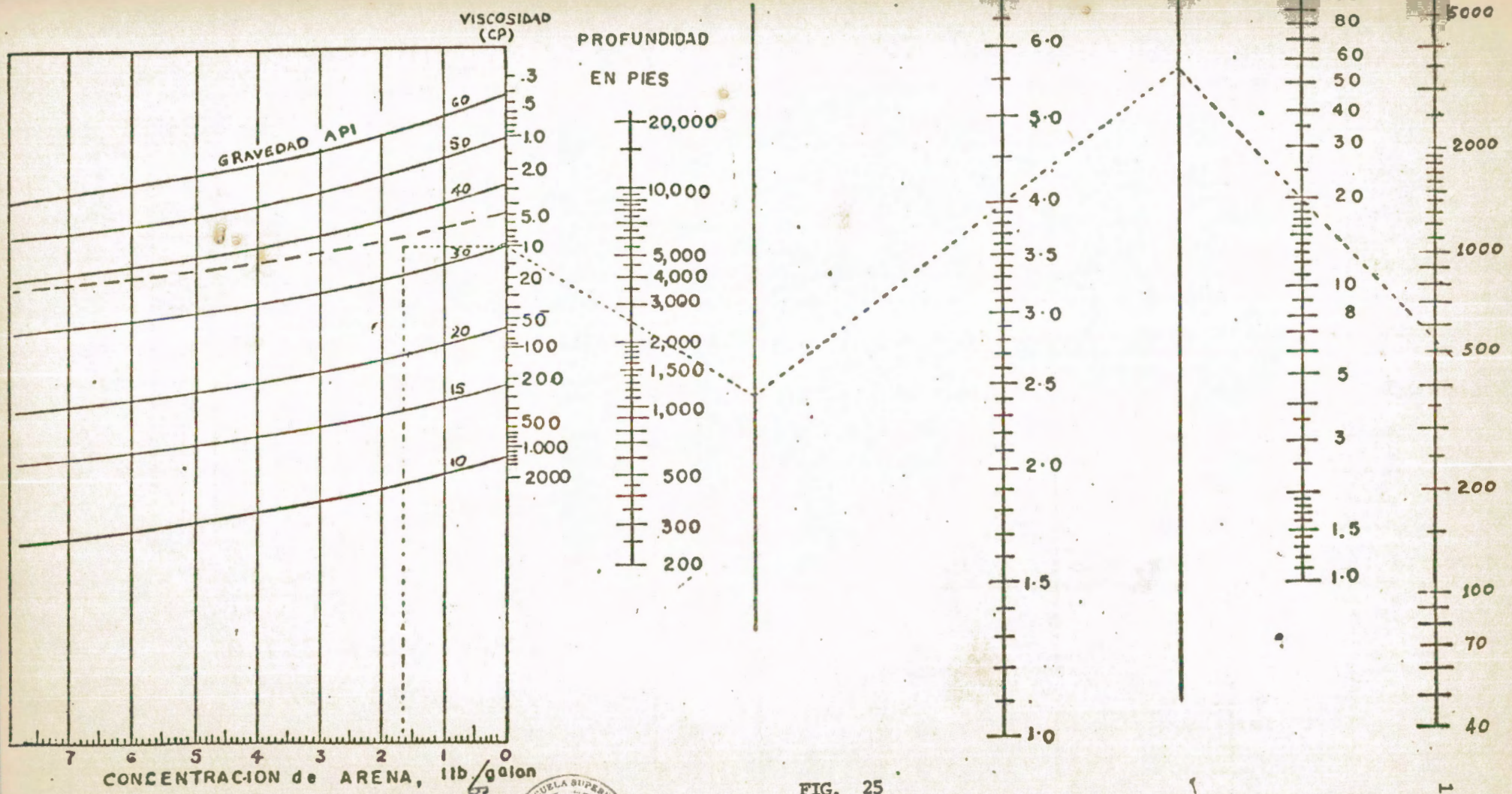
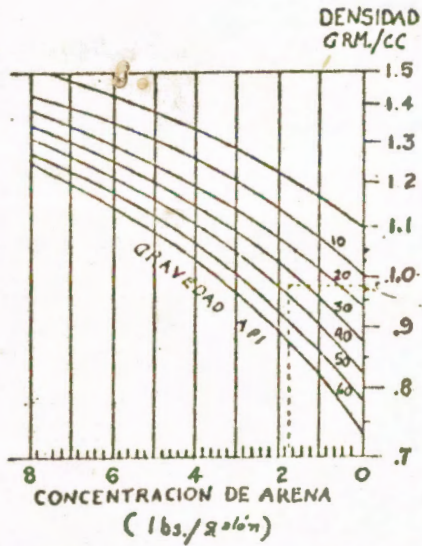


FIG. 25







PERDIDA DE PRESION POR FRICCION  
A TRAVES DE LAS PERFORA-  
CIONES  $\Delta P_{fp}$

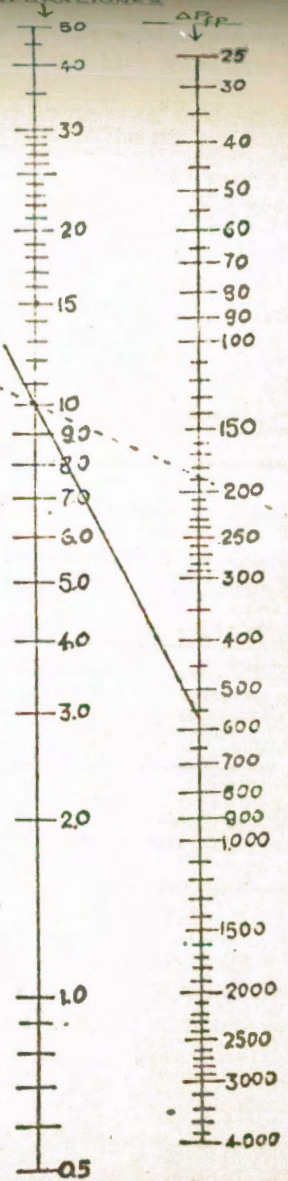
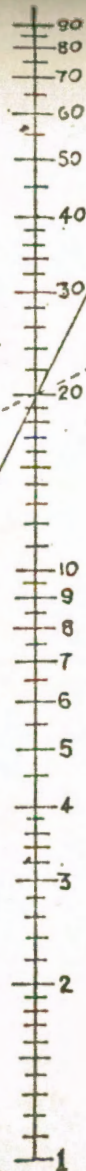


FIG. 26

BIBLIOTECA FIC  
ESPOL





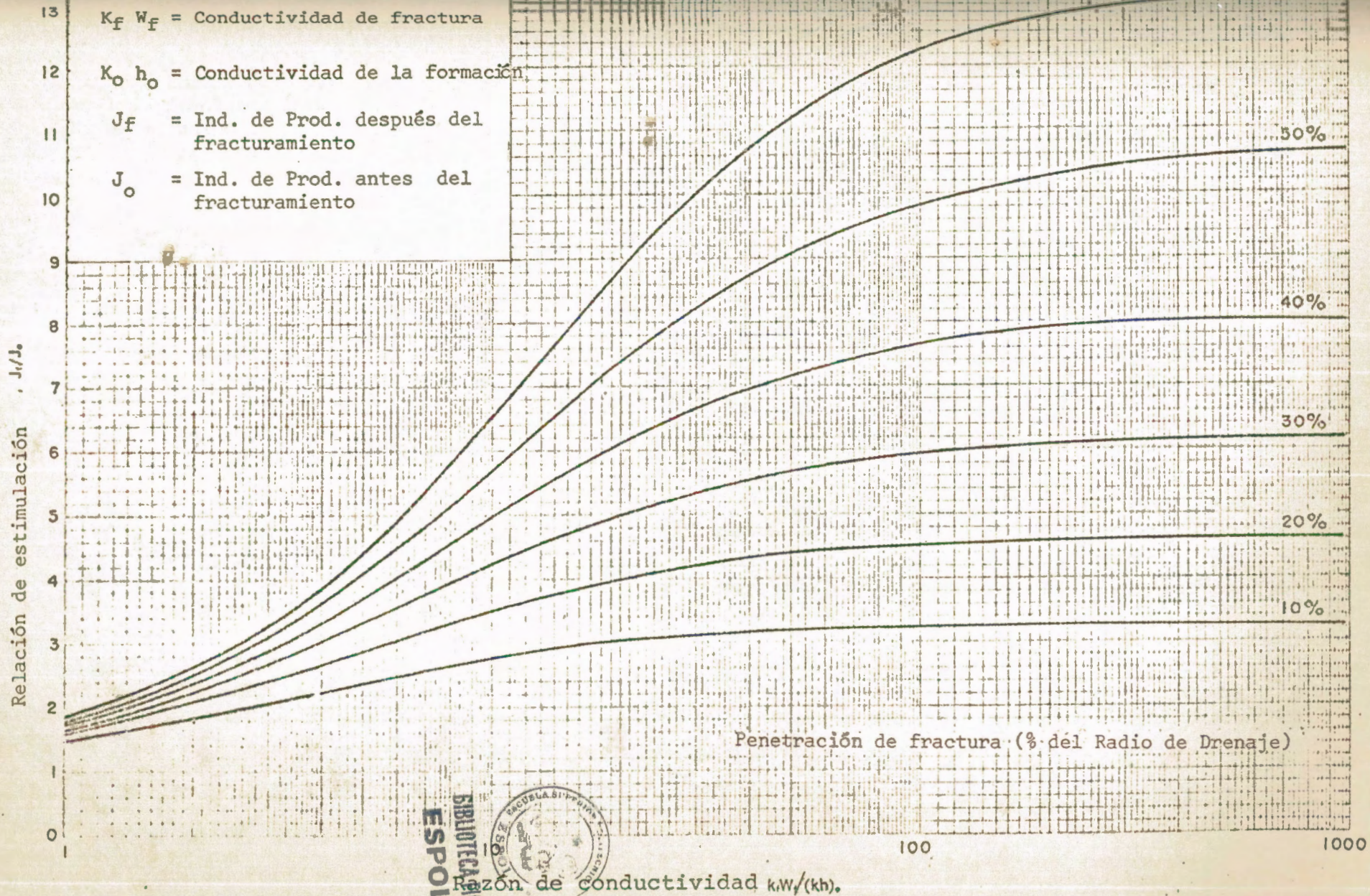


FIG. 27. Incremento de Producción después del fracturamiento (fracturas horizontales)



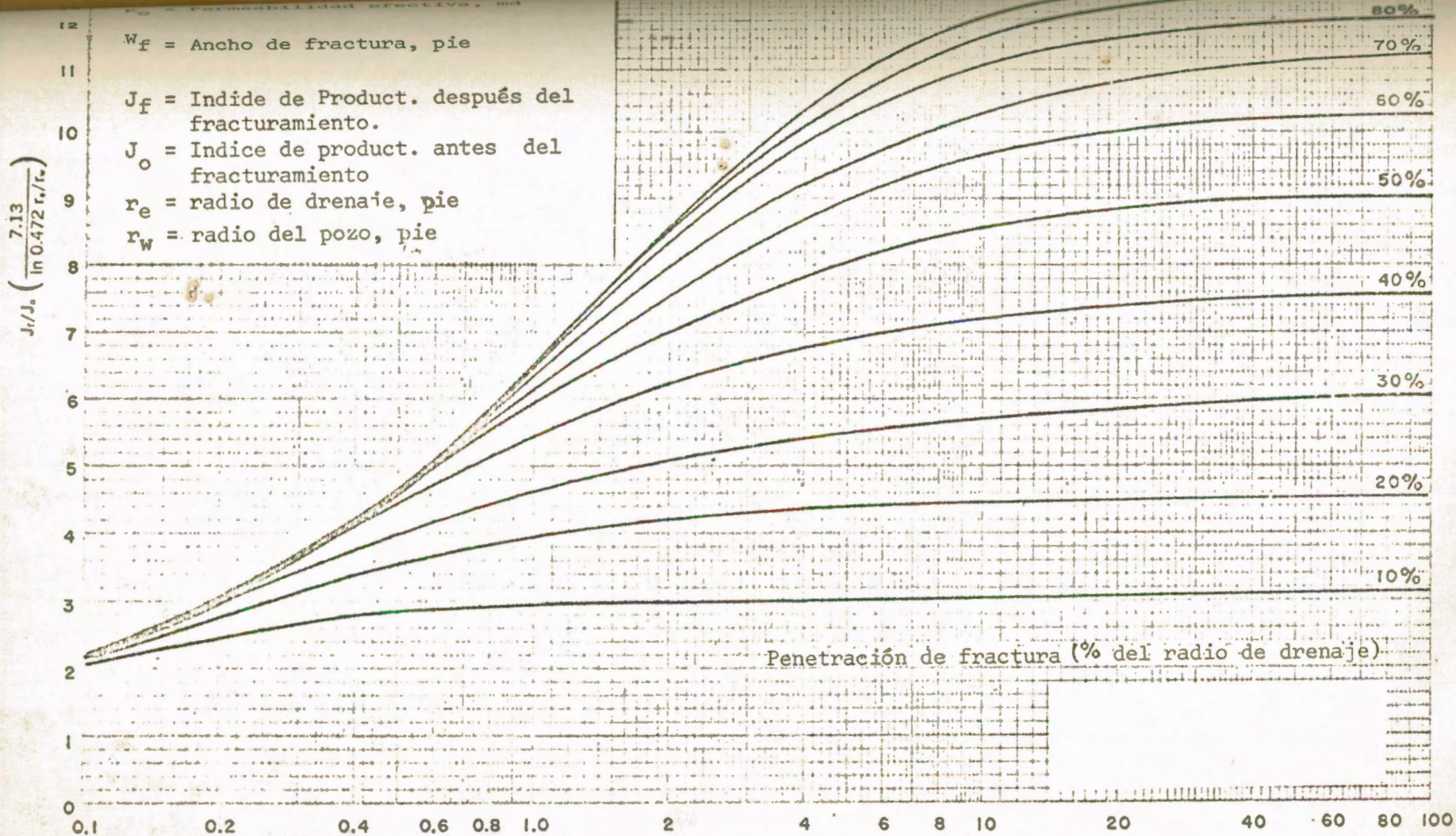


FIG. 28 Incremento de Producción después del fracturamiento (fracturas verticales)





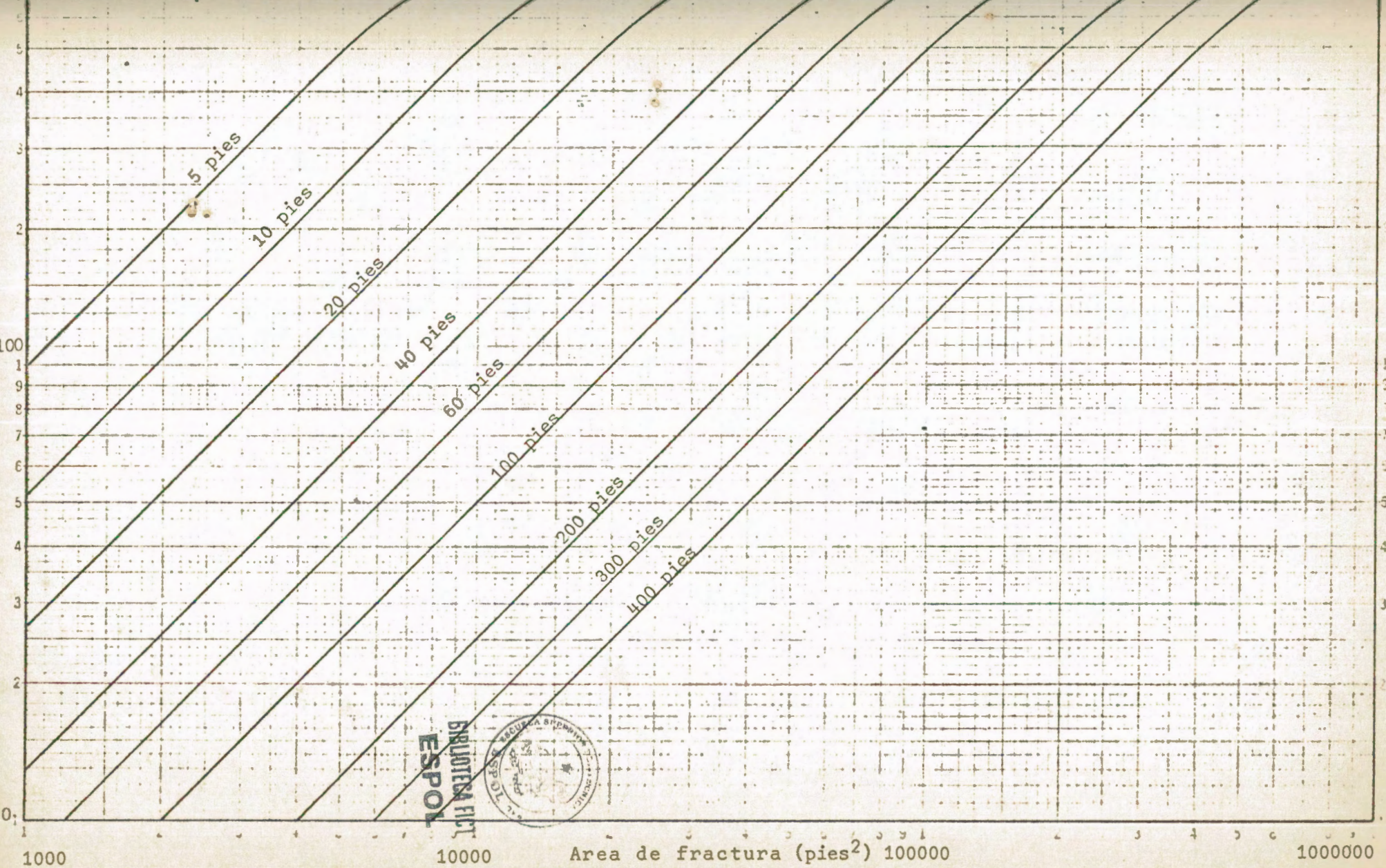


FIG. 29. Area de fractura para fracturas verticales



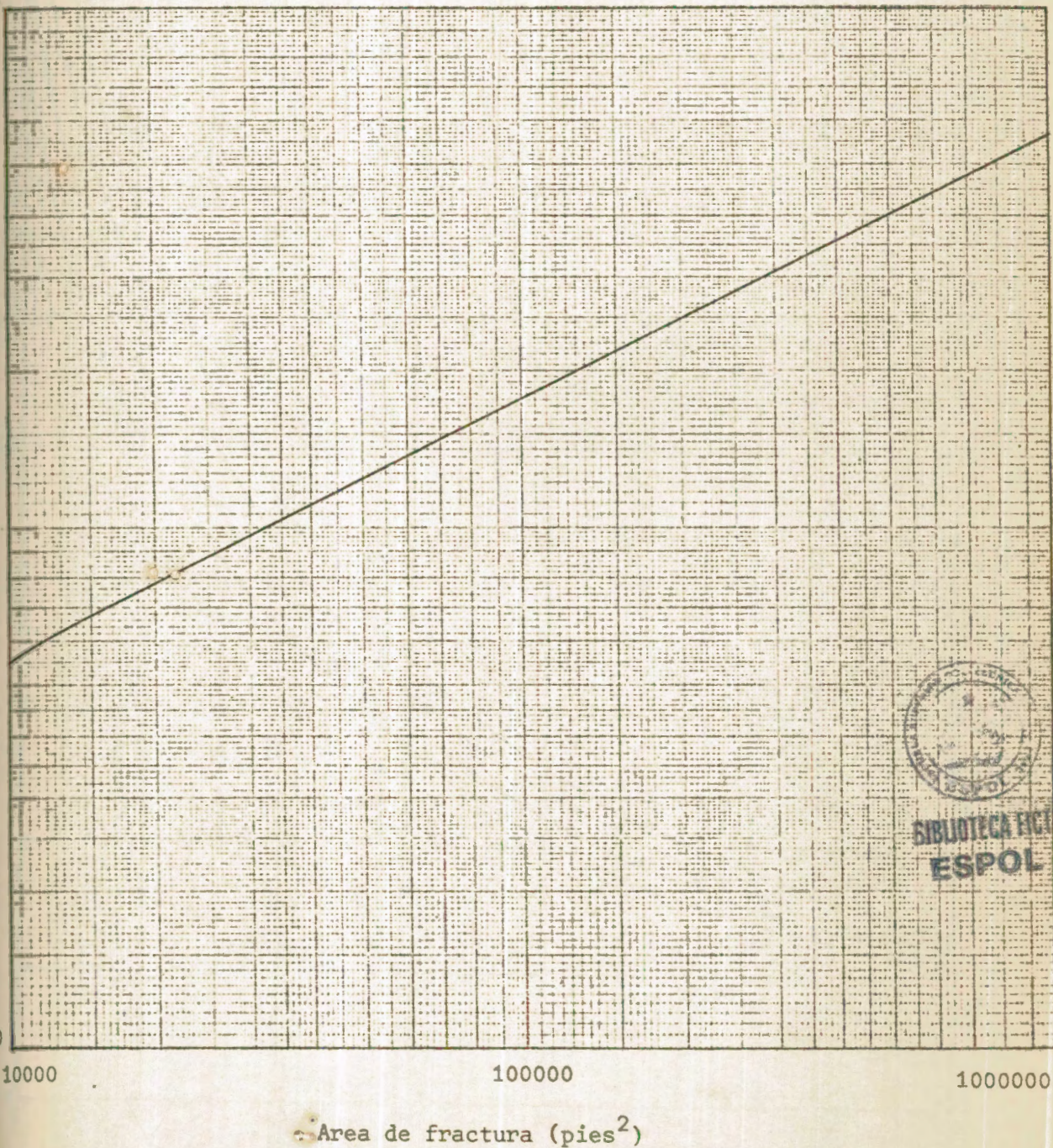


FIG. 30. Area de fractura para fractura radial



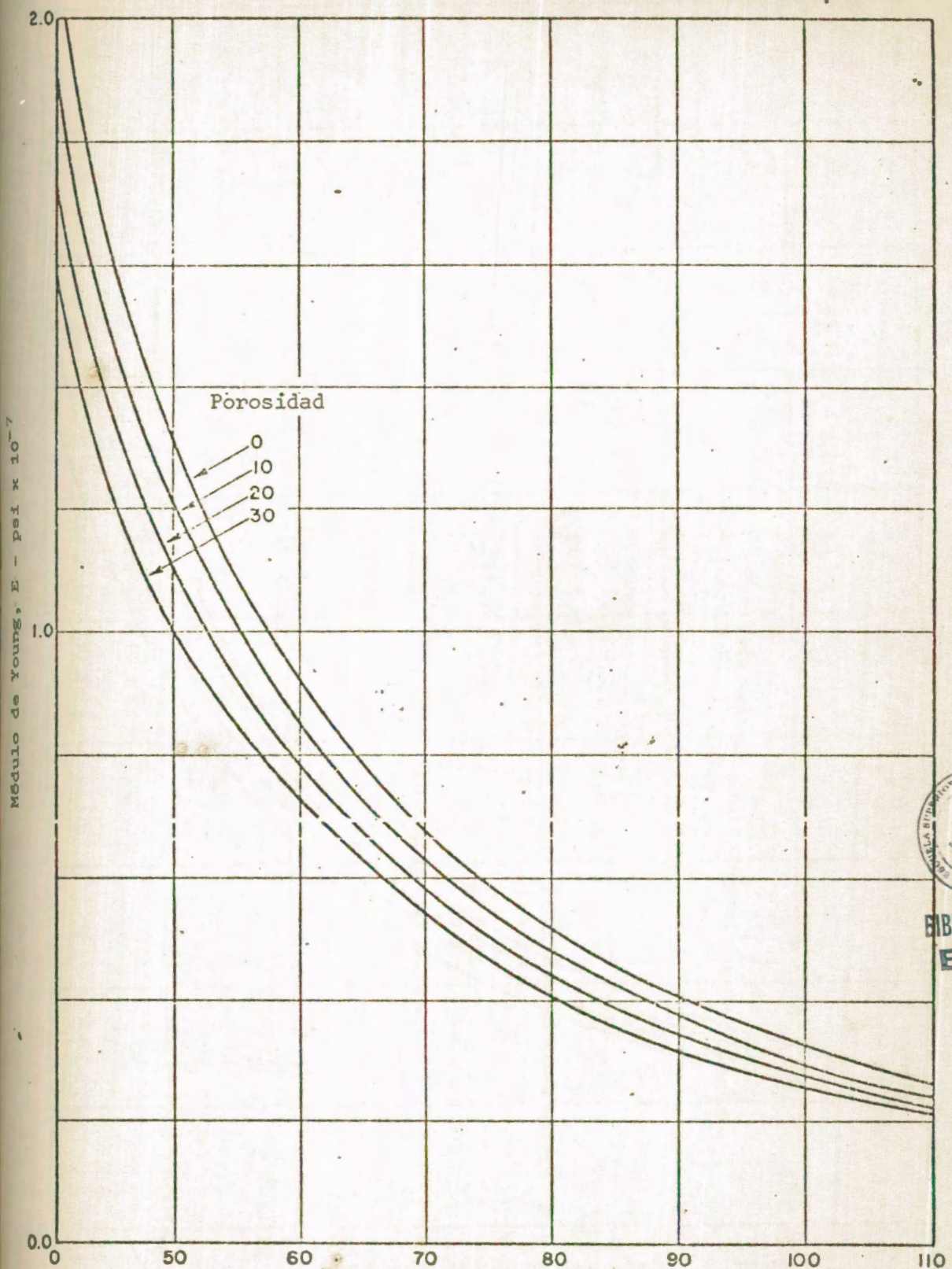
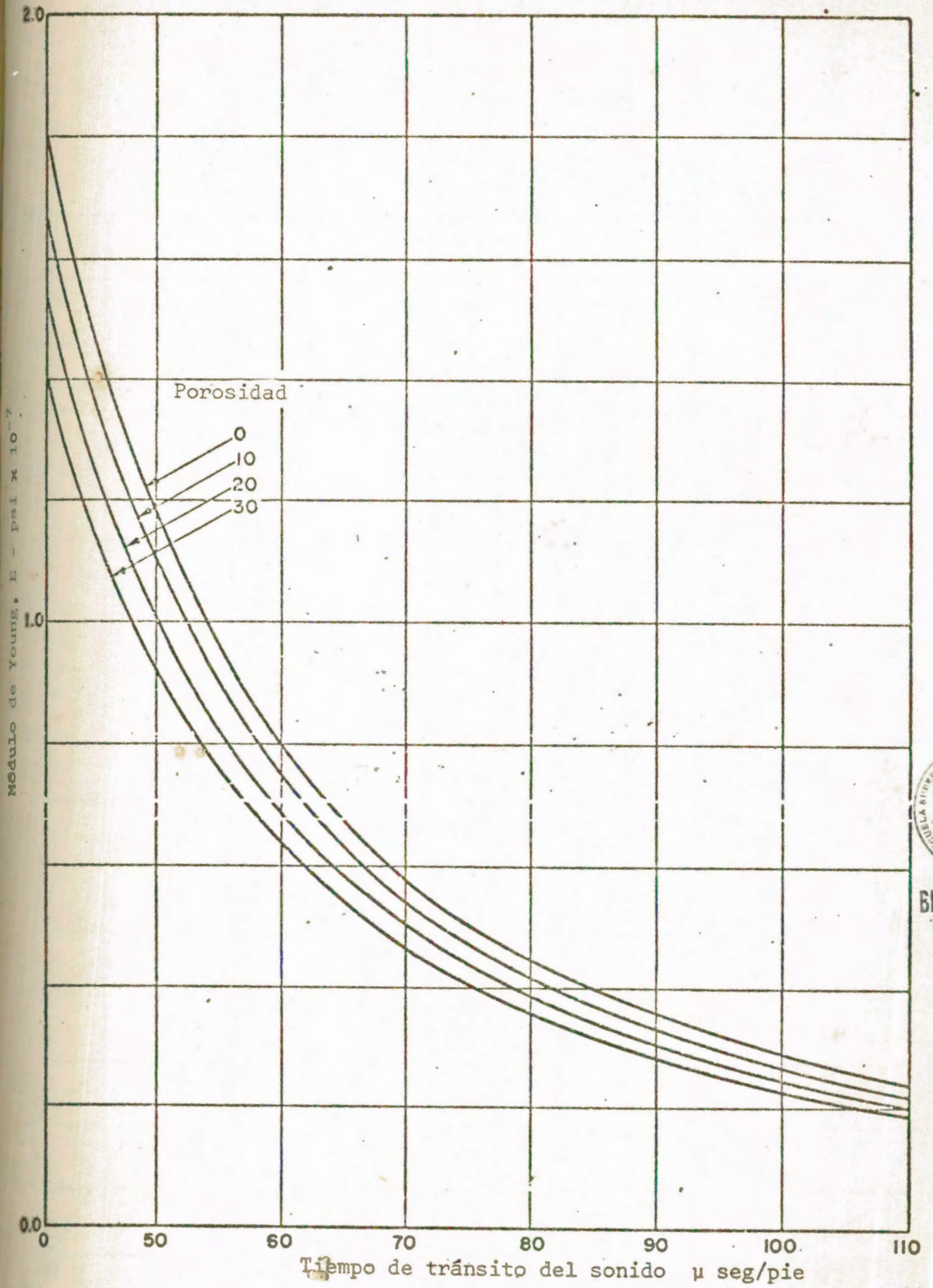


FIG. 31. Módulo de Young (arena)

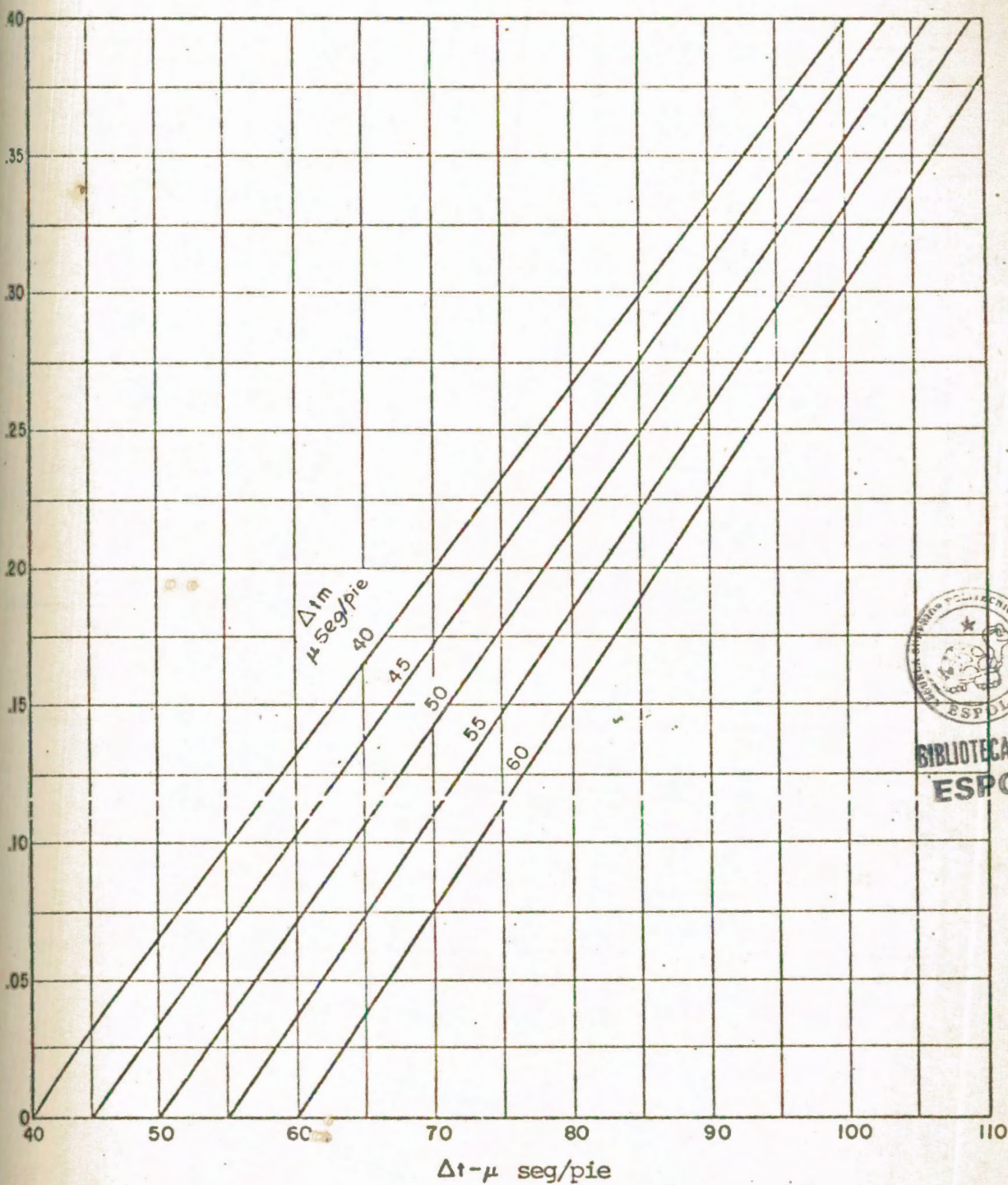




BIBLIOTECA  
ES

FIG. 32. Módulo de Young (caliza)





BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

FIG. 33. Porosidad vs. Tiempo de tránsito del sonido



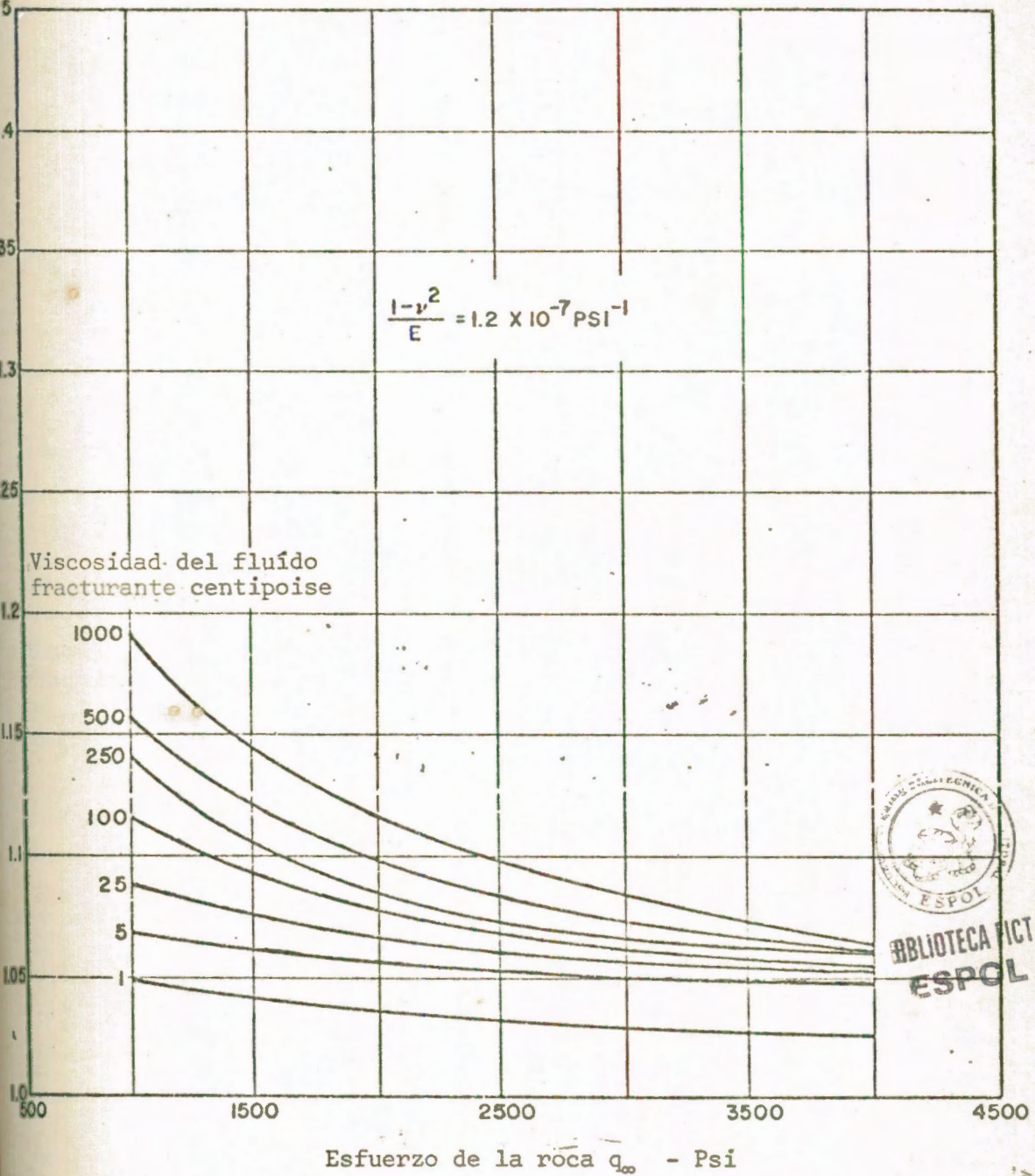


FIG. 34. Presión de Propagación Vs. propiedades de la roca



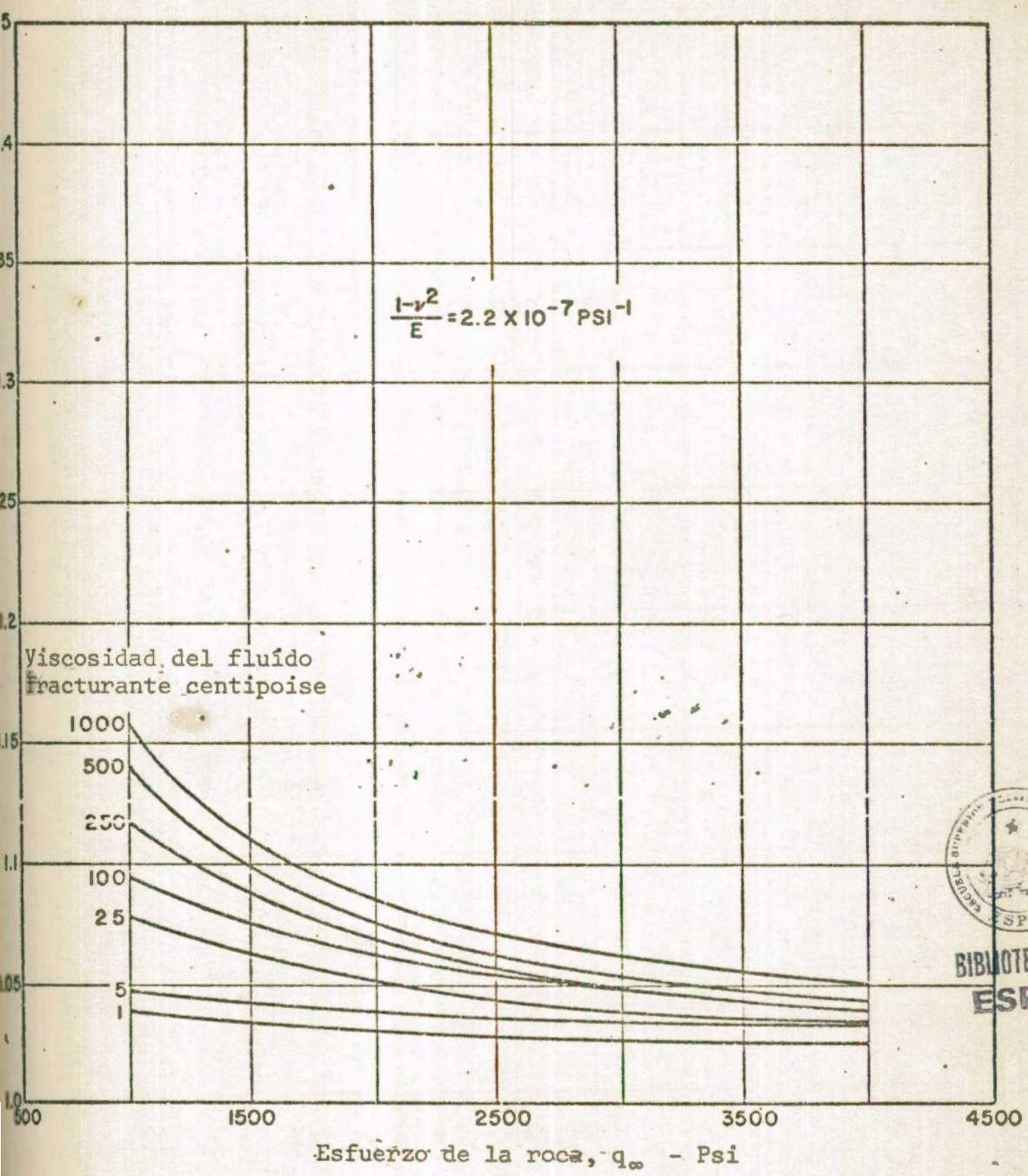


FIG. 35. Presión de Propagación Vs. Propiedades de la Roca



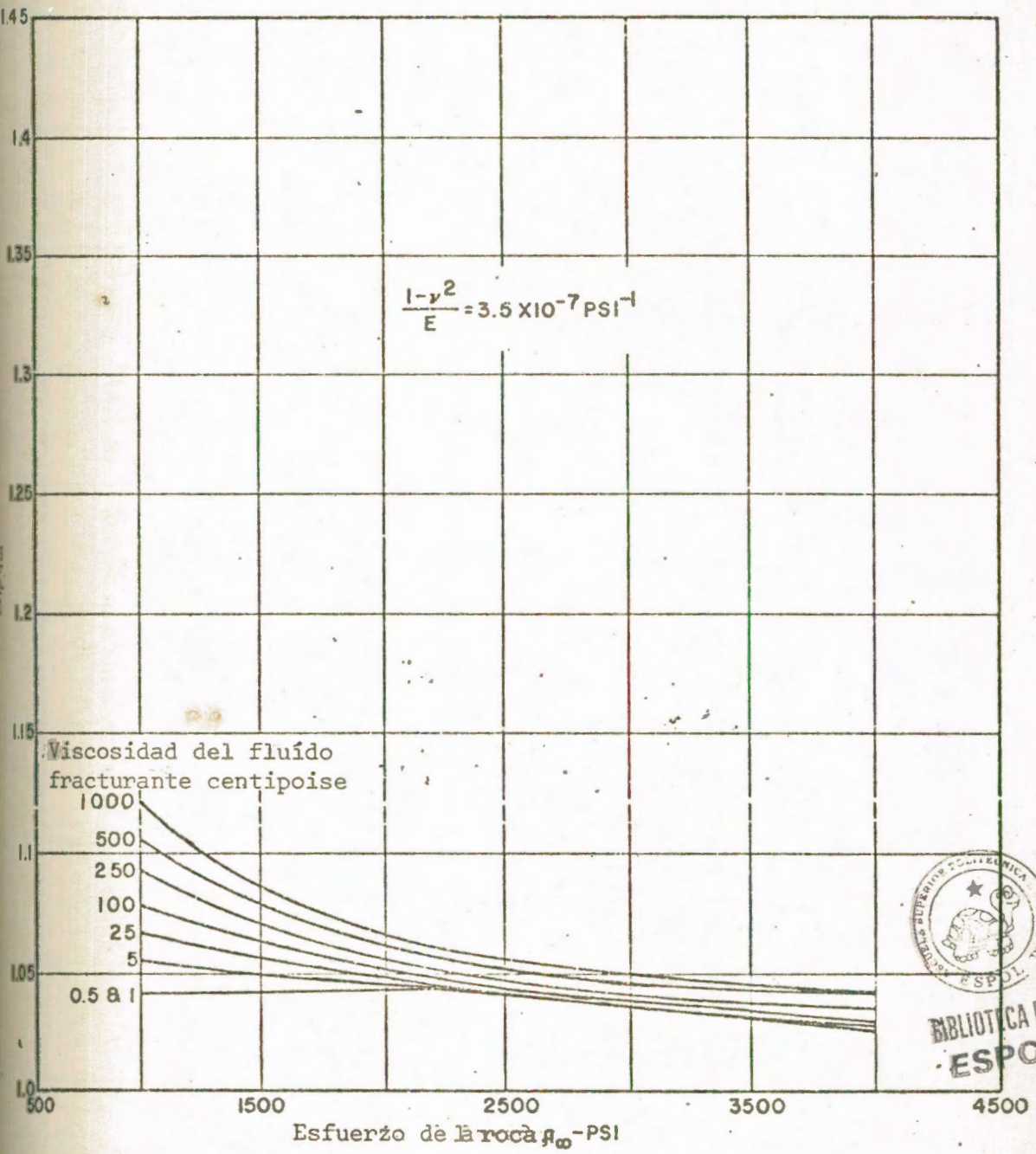


FIG. 36. Presión de Propagación Vs. Propiedades de la Roca



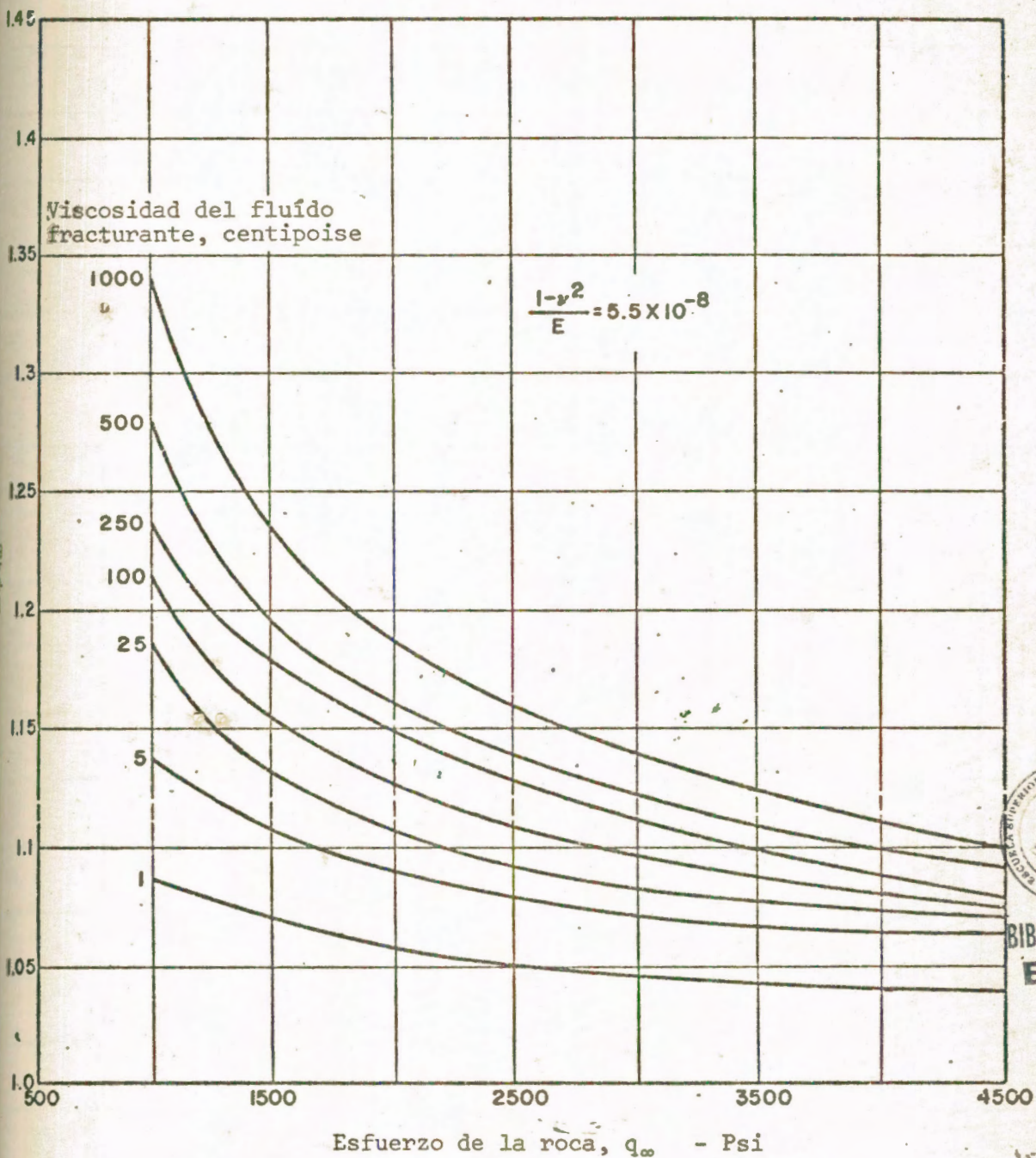


FIG. 37. Presión de Propagación Vs. Propiedades de la Roca



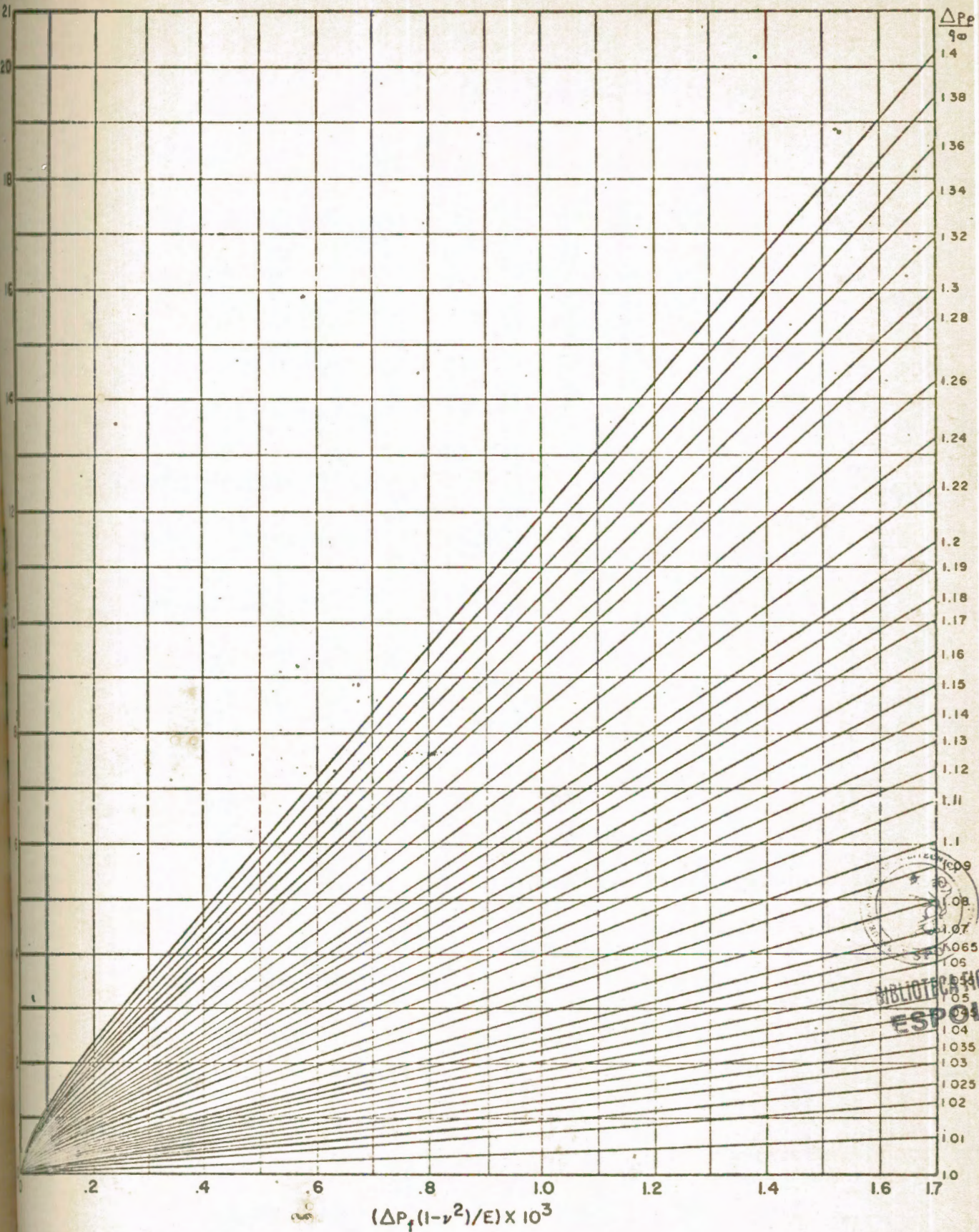


FIG. 38. Razón Ancho del Pozo/Longitud vs. Propiedades de la roca



## NOMENCLATURA

- $\tau$  = Esfuerzo de cizalla  
 $\sigma$  = Esfuerzo normal  
 $\sigma_1$  = Esfuerzo principal  
 $\sigma_2$  = Esfuerzo principal  
 $\sigma_y$  = Esfuerzo principal en la dirección Y  
 $\sigma_v$  = Esfuerzo vertical total  
 $\bar{\sigma}_v$  = Esfuerzo vertical de la roca matriz  
 $\sigma_h$  = Esfuerzo horizontal total  
 $\bar{\sigma}_1$  = Esfuerzo principal horizontal de la roca matriz  
 $\bar{\sigma}_2$  = Esfuerzo principal horizontal de la roca matriz  
 $\sigma_r$  = Esfuerzo radial  
 $\sigma_\theta$  = Esfuerzo tangencial  
 $S_h$  = Esfuerzo tensional horizontal de la roca  
 $S_v$  = Esfuerzo tensional vertical de la roca  
 $P_o$  = Presión de los fluidos del yacimiento  
 $P_{ih}$  = Presión de iniciación de la fractura horizontal  
 $P_{iv}$  = Presión de iniciación de la fractura vertical  
 $\epsilon_H$  = Tensión horizontal  
 $E$  = Módulo de Young  
 $\nu$  = Razón de Poisson  
 $r_w$  = Radio del Pozo  
 $r$  = Distancia radial horizontal desde el centro del hueco  
 $\rho$  = Densidad de la roca  
 $D$  = Profundidad del pozo



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

- $\theta$  = Angulo en el plano donde los esfuerzos principales actúan  
 $Q$  = Tasa de flujo  
 $K$  = Permeabilidad  
 $\mu$  = Viscosidad  
 $h$  = Espesor de la formación  
 $P_e$  = Presión estática en el fondo del pozo  
 $P_f$  = Presión fluyente en el fondo del pozo  
 $r_e$  = Radio de drenaje del pozo  
 $G$  = Gravedad específica  
 $h$  = Altura a la que llega el líquido en la tubería de producción.  
 $S$  = Espaciamiento del pozo  
 $\phi$  = Porosidad  
 $\pi$  = 3,1416  
 $K_f$  = Permeabilidad del Sistema de fractura  
 $W_f$  = Ancho de la fractura  
 $h_f$  = Altura del agente de sostén en la fractura  
 $K_i$  = Permeabilidad de la formación  
 $h_i$  = Espesor neto de la formación  
 $X$  = Capacidad relativa  
 $L$  = Longitud del agente de sostén en la fractura  
 $EC$  = Esfuerzo de cierre  
 $G_f$  = Gradiente de fractura  
 $G_p$  = Gradiente de flujo



BIBLIOTECA FIC  
ESPC



- $G_h$  = Gradiente hidrostático del fluido  
 $A(f)$  = Area de la fractura  
 $V_f$  = Volumen de arena dentro de la fractura  
 $H_G$  = Espesor grueso de la formación  
 $q_g$  = Esfuerzo de la roca matriz  
 $W_0$  = Ancho de la fractura al borde del pozo  
 $\Delta P_p$  = Presión de propagación  
 $V_{eq}$  = Velocidad de equilibrio  
 $h_{eq}$  = Altura abierta al flujo en equilibrio  
 $V$  = Velocidad del fluido  
 $K'$  = Tasa de depositación constante  
 $P_i$  = Presión instantánea de cierre  
 $A$  = Gravedad API del petróleo  
 $\gamma$  = Concentración de la mezcla  
 $P_{FP}$  = Presión de fracturamiento  
 $P_s$  = Presión en la superficie  
 $\Delta P_f$  = Pérdida de presión por fricción en la tubería  
 $\Delta P_{ffp}$  = Pérdida de presión por fricción en las perforaciones  
 $\rho_m$  = Densidad de la mezcla  
 $P_h$  = Presión hidrostática  
 $CR$  = Conductividad relativa  
 $J_f$  = Índice de Productividad después del fracturamiento  
 $J_i$  = Índice de productividad antes del fracturamiento



HHP = Caballaje hidráulico

VP = Valor presente

VF = Valor futuro

$i$  = Tasa de descuento

FE = Flujo de efectivo

$R_u$  = Retorno unitario

I = Inversión



## BIBLIOGRAFIA

1. HOWARD, G.C. FAST C.R.: "Hydraulic Fracturing". Monograph. Volume 2.
2. TINSLEY, J.M.; WILLIAMS, J.R., Jr.; TINER, R.L; y MALONE W.T.: "Vertical Fracture Height - Its Effect on Steady State Production Increase", JOT Mayo, 1969. Pág. 633-639.
3. Mc GUIRE, W.J. and SIKORA, V.J.: "The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity". Trans. AIME (1960) 219, 401-403.
4. HUBBERT, M.K. y WILLIS D.G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing" Trans. AIME (1957) 210, 153-166.
5. TIMOSHENKO, S.: "Strength of Materials" Mc Graw Hill Book Co. Inc. New York (1971) Part 1 pág. 281 y 305, Part. 2 Pág. 401-403.
6. HAIMSON BEZALEL, FAIRHURST CHARLES: "Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks". SPE 1710 (Sept. 1967), Pág. 310-318.
7. MILES A.J., and TOPPING A.D.: "Stresses Around a Deep Well" Trans. AIME (1949), 179, 186.
8. JOHNSON, PHILIP: "Evaluation of Wells for Re-fracturing - Treatments" API Paper 906-5-F (March, 1960).
9. WITSITT N.F.; DYSART, G.R.: "The Effect of Temperature on Stimulation Design" JPT (April, 1970) pp. 493 - 502.



10. COULTER, G.R. and WELLS, R.D.: "The Advantage of High Proppant Concentration in Fracture Stimulation". JPT (June 1972) pp 643 - 650.
11. VAN POOLLEN, H.R.; TINSLEY, J.M.; and SAUNDERS, C.D.: "Hydraulic Fracturing: Fracture Flow Capacity vs. Well Productivity" Trans., AIME (1958) pp. 213, 91-95.
12. HYDRAULIC FRACTURING GUIDE: Manual of ESSO
13. "THE FRACBOOK - DESIGN/DATA MANUAL", Halliburton Services Publications (1971).
14. BABCOCK, R.E.; PROKOP, C.L.; and KEHLE, R.O.: "Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures". API paper 851-41A (March, 1967).
15. PERKINS T.K., and KERN L.R.: "Widths of Hydraulic fractures" JPT (Sep. 1961) pp. 937 - 949.
16. KERN, L.R., PERKINS "The Mechanics of Sand Movement in fracturing" AIME (216) 1959, pp 403-405.
17. HOLTMYER, M.D. and GITHENS, C.J.: "Field Performance of a New High Viscosity Water Base Fracturing Fluid", API Paper 875-24-E (April, 70).
18. "ELEMENTOS DE ANALISIS ECONOMICO EN LA EXPLORACION Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS". Fundación Instituto de Mejoramiento Profesional. Colegio de Ingenieros de Venezuela.