

BIBLIOTECA

T
622.3382
MER



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería de Geología, Minas y Petróleos

FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO
HIDRAULICO PARA UN CAMPO DE
LA PENINSULA DE SANTA ELENA

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de

INGENIERO DE PETROLEOS



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Realizada por
Jose Luis Merchan Lopez

GUAYAQUIL - ECUADOR

1.984

AGRADECIMIENTO

AL ING. KLEBER G. MALAVE,
*Director de tesis, por su
ayuda y colaboración para
la realización de este traba
bajo.*



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

DEDICATORIA

A mis queridos PADRES

JORGE PEDRO Y ROSA LILIA
que hicieron realidad con
su constante apoyo, la cul
minación de mis estudios.

A mis HERMANOS

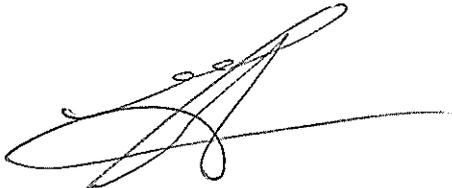
GLADYS
ROSA
JORGE
MANUEL

por la colaboración
en la culminación de
esta etapa.



BIBLIOTECA FICTI
ESPOL

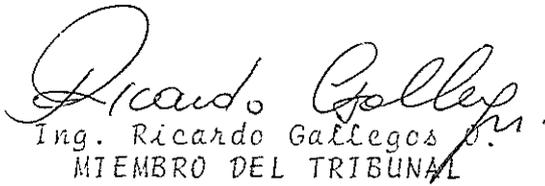
A mis compañeros y ami-
gos que en diferente for
ma ayudaron con sus acer
tadas sugerencias, en la
obtención de este título.



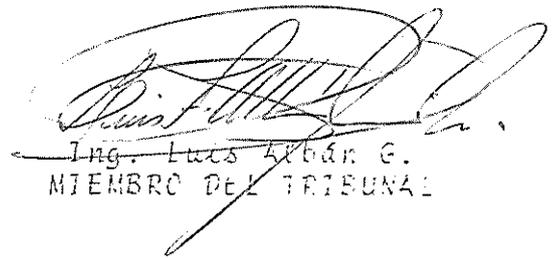
Ing. Enrique Luna A.
SUBDECANO



Ing. Kleber G. Malave
DIRECTOR DE TESTS



Ing. Ricardo Gallegos
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Luis Abán G.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

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

JOSE LUIS MERCHAN LOPEZ



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

RESUMEN

El objetivo principal de este estudio es presentar los factores que se tienen que considerar en el diseño de un fracturamiento hidráulico, las propiedades que debe tener el fluido fracturante como elemento principal para el desarrollo del proceso y la función que desempeña el agente de soporte para las condiciones existentes en la formación durante el tratamiento.

El fracturamiento es una operación básica en la rehabilitación de los pozos cuyo objetivo es incrementar o restaurar la producción, considerando fundamentalmente el costo del tratamiento en función del mejoramiento de la productividad.

El costo del tratamiento depende de los siguientes factores:

- Tipo y volumen del fluido de fracturamiento
- Agente de sostén
- Agentes que controlan la pérdida del fluido
- Agente gelificante; y,
- Potencia hidráulica necesaria para el bombeo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Además, es importante indicar que la concentración del

agente de sostén en el diseño a su vez dependerá de las condiciones del fluido fracturante.

En este trabajo se diseña un proceso de fracturamiento hidráulico para ser aplicado en el campo Ancón. Con este propósito se toman en cuenta los parámetros considerados más apropiados para que la producción de los pozos analizados sea restaurada y/o incrementada, obteniéndose además una capacidad de flujo uniforme a bajos costos, los mismos que tienen una real incidencia en la selección final del tratamiento.

La experiencia obtenida en operaciones y en evaluaciones de trabajos previos en la misma área estudiada son necesarios para obtener un diseño óptimo del tratamiento. El campo que ha servido para este estudio fue escogido en base a la historia de trabajos de fracturamientos realizados en diferentes pozos durante la década de los años sesenta, y en el año 1.979, con resultados satisfactorios, debido a que se obtuvo incremento de la producción.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

INDICE GENERAL

RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE TABLAS	XI
INDICE DE FIGURAS	XIII
INTRODUCCION	17
CAPITULO I	20
REVISION DE LITERATURA	20
CAPITULO II	24
CONSIDERACIONES TEORICAS	24
2.1. Fundamentos del fracturamiento hidráulico	24
2.2. Factores básicos de análisis en el fracturamiento hidráulico	29
2.3. Estudio de las principales variables de operación.	31
2.3.1. Determinación de las presiones de tratamiento.	32
2.3.2. Análisis del coeficiente combinado del fluido fracturante.	37
2.3.3. Parámetros que determinan la geometría de la fractura.	40
2.3.4. Variables que definen el comportamiento del fluido fracturante.	



BIBLIOTECA FIC/1
ESPOL 57

IX

CAPITULO III	47
ESTUDIO DE COMPATIBILIDAD ENTRE EL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO CON LA FORMACION Y CON LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN UN CAMPO DE LA PENINSULA DE SANTA ELENA.	47
3.1. Análisis de laboratorio de las propiedades de la formación y de los fluidos del yacimiento.	49
3.2. Pruebas de compatibilidad del fluido de fracturamiento con la formación y con los fluidos del yacimiento.	53
3.3. Selección del fluido de fracturamiento.	55
3.4. Selección del agente de soporte para las condiciones de la formación existente.	60
3.5. Aditivos utilizables para mejorar las propiedades del fluido de fracturamiento.	67
CAPITULO IV	77
CALCULOS HIDRAULICOS PARA EL FRACTURAMIENTO Y PROGRAMA DE OPERACION	77
4.1. Cálculos hidráulicos para el tratamiento en el pozo Costa 1: Operación en uno y dos etapas.	77
4.2. Programa operacional de trabajo.	105
4.3. Comparación de los resultados	108



BIBLIOTECA FICL
ESPOL

CAPITULO V	
DISCUSION DE RESULTADOS	112
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
APENDICES	118
NOMENCLATURA	124
BIBLIOGRAFIA	176



BIBLIOTECA FIC.
ESPOL

INDICE DE TABLAS

Nº		Pág.
1	Función error complementario de X	129
2	Cálculo de porosidad y saturación de petróleo y agua.	130
3	Análisis de Permeabilidad en el laboratorio	131
4	Análisis de la viscosidad del petróleo en el laboratorio.	132
5	Permeabilidad y Porosidad de la arena	133
6	PÉrdidas de presión por fricción a varias tasas de bombeo.	134
7	Gradiente de Pérdida de Presión por Fricción para agua fresca (ΔP_f) Lpc/100 pies.	135
8	Cálculos de espesores de fracturas.	91
9	Cálculos de la Relación Area-Tasa de fractura.	92
10	Lectura de valores W_f .	93
11	Diámetros del Agente de Soporte.	136
12	Cálculo de longitud verdadera.	97
13	Cálculo de heq.	98
14	Radio de drenaje (re) para varios espaciamientos de Pozos (S).	137



BIBLIOTECA FIC 97
ESPOL

Nº		Pág
15	<i>Cálculo de Intervalo a tratarse.</i>	103
16	<i>Porcentaje de formación aceptando fluido.</i>	138
17	<i>Diámetro de bolas sellantes.</i>	139



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

INDICE DE FIGURAS

Nº		Pág.
1	Efecto del esfuerzo en la roca sobre el tipo de fractura formado.	140
2	Efecto de fracturas verticales en la eficiencia del barrido.	141
3	Efecto de la eficiencia del barrido en yacimientos sometidos a inyección de agua.	142
4	Balance de presiones	143
5	Volumen de Filtrado -vs- Tiempo	144
6	Eficiencia de fractura -vs- X	145
7	Presión hidrostática ejercida por los fluidos portadores de arena.	146
8	Efecto de la concentración de arena en la Presión de Fricción.	147
9	Tasa de Flujo -vs- Presión de Fricción en las perforaciones.	
10	Pérdida de Presión por Fricción (P_f) -vs- Tasa de flujo (Q).	
11	Temperatura en fractura -vs- Temperatura Estática de fondo.	150



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL 49

Nº		Pág.
12	Correlación entre índices de consistencia (Viscosímetro Fann, tubería y fractura).	151
13	Nomograma para la determinación del coeficiente de Pérdida de Fluído - Controlado por viscosidad (C_v).	152
14	Nomograma para la determinación del coeficiente de Pérdida de Fluído - Controlado por el Fluído del Yacimiento (C_c).	153
15	Viscosidad de Petróleos Libres de Gas -Vs- Gravedad API de Petróleos.	154
16	Nomograma para la determinación del coeficiente efectivo de Pérdida del fluído fracturante (C).	155
17	Módulo de Young (E) -Vs- Tiempo Acústico de viaje.	156
18	Espesor de fractura (w_f) para flujo laminar	157
19	Espesor de fractura (w_f) para flujo turbulento.	158
20	Espesor de la fractura (w_f) -Vs- AQ.	158
21	Relación del espesor (WR) -Vs- Pendiente	160
22	Relación entre espesor de fractura - velocidad de equilibrio (VW) -Vs- Viscosidad -	



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

N ^o		Pág.
	aparente en la fractura (μa). (Tamaño del Agente 10-20 mesh).	161
23	Relación espesor de fractura - velocidad de equilibrio (VW) -Vs- Porcentaje de fractura apuntalado en equilibrio (PF).	162
24	Velocidad de asentamiento (Vs) -Vs- Índice de consistencia (K') como función del índice de comportamiento de flujo (n') (tamaño Agente 10-20 mesh).	163
25	Solución gráfica de Y.	164
26	Nomograma para determinar la longitud de la fractura apuntalada (L).	165
27	Nomograma para la determinación de la altura de la fractura apuntalada (h_f).	166
28	Concentración del Agente de Soporte en la fractura -Vs- Espesor de la fractura (w_f)	167
29	Capacidad de flujo de la fractura (FC) Concentración del soporte en la fractura (Arena 10-20 mesh).	168
30	Espaciamiento de Pozos (S) -Vs- Radio de Drenaje (r_e).	169
31	Razón radio de drenaje a radio del pozo ($\frac{r_e}{r_w}$) -Vs- Factor de espaciamiento.	170



BIBLIOTECA FIC 168
ESPOL

Nº		Pág.
32	Nomograma para determinación de la relación de daño. (DR) o la Permeabilidad de zona dañada (Kd) basada en flujo radial de líquido.	171
33	Factor de Capacidad Relativa (RCF) -Vs- Altura Adimensional $(\frac{h_f}{h_i})$ para varios espaciamientos de pozos (S).	172
34	Relación índice de Productividad -Vs- Capacidad relativa para $\frac{h_f}{h_i} = 0.2$	173
35	Relación índice de Productividad -Vs- Capacidad relativa para $\frac{h_f}{h_i} = 0.3$	174
36	Relación índice de Productividad -Vs- Capacidad relativa para $\frac{h_f}{h_i} = 0.4$	175



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INTRODUCCION

El fracturamiento hidráulico es una técnica para estimular la producción de los pozos la misma que ha sido utilizada ampliamente en la Industria Petrolera desde 1.947. Esta técnica como procedimiento para incrementar la productividad fue patentada por R.F. Farris (6).

Debido a que el principal problema que presentan los yacimientos de petróleo en la Península de Santa Elena es la baja permeabilidad de las principales formaciones productoras (Atlanta y Santo Tomás), lo cual hace que los pozos inicialmente perforados no presenten condiciones favorables para la producción de hidrocarburos. Por lo tanto se vuelve necesario realizar fracturamientos hidráulicos como métodos de estimulación con el fin de incrementar la permeabilidad de la formación productora, para lograr de esta manera la tasa de producción de petróleo esperada, la misma que justifica el tratamiento. Como resultado del fracturamiento se eliminan daños de formación ocasionados por las siguientes causas: invasión de sólidos y fracturamiento del cemento, invasión de fase líquida y sólida del lodo de perforación e hinchamiento de arcillas, entre las más comunes.



BIBLIOTECA EICI
ESPOL

Es importante conocer como afecta la variación de la viscosidad y de la densidad de los fluidos en la formación cuando ellos son bombeados dentro de la fractura durante el tratamiento. Se ha demostrado que el ácido puede ser colocado selectivamente en una fractura vertical, controlando la densidad y viscosidad del fluido del yacimiento con un apropiado fluido de pre-lavado comunes en esta clase de trabajos(13).

Por esta razón los pre-lavados son útiles, sirviendo para: enfriamiento del fluido de fractura, mejorar su geometría y disminuir la pérdida del fluido de tratamiento en soluciones ácidas (5).

Sabiendo que la mayoría de los pozos son completados en la zona de mejor producción posible, es a veces difícil mantener una fractura vertical arriba o abajo de la zona de interés en forma homogénea (10 y 25).

En base a lo enunciado anteriormente y ante la necesidad de mejorar el índice de productividad existente en los yacimientos considerados y así justificar las inversiones de perforación, se hace necesario el hecho de acudir al trabajo de fracturamiento en pozos que no responden a las expectativas de producción en ellos depositados.

Para cumplir este objetivo se han elaborado diseños de frac



turamiento hidráulico basado en los datos obtenidos de muestras de núcleos y flúidos en yacimientos del campo Ancón, así como de la experiencia lograda durante los procesos de fracturamientos realizados por la Cía. Anglo en el período 1.957 - 1.969.

El ejemplo de aplicación, se ha diseñado para evaluar sus resultados, inicialmente con un tratamiento para una sola etapa y luego para una triple etapa.

De los resultados obtenidos se concluye que mejores incrementos en el índice de productividad se obtiene con el tratamiento de triple etapa, especialmente cuando los intervalos estimados para el tratamiento son menores de 75 pies, valor que se ha obtenido de los trabajos operacionales en el campo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

En el año 1.932 varios pozos que producían de formaciones de calizas o dolomitas en el campo de EE.UU. fueron tratados con ácidos inhibidos produciéndose un incremento en su producción. Esta técnica de estimulación no fue efectiva en formaciones que no reaccionaban rápidamente con ácidos por lo que se continuó la investigación de otros métodos - para mejorar la estimulación.

La clave básica para el desarrollo de diferentes estudios, fue que las formaciones estaban algunas veces partidas o fracturadas debido a las altas presiones ejercidas por el cemento o el lodo durante la perforación y reparación de pozos. La existencia de las fracturas fue probada por una brusca reducción en la presión de flujo, durante los trabajos efectuados en los pozos (7).



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

La primera operación de estimulaciones en el campo se efectuó en el yacimiento de gas Hugoton en el Oeste de Kansas en 1.947. El pozo intervenido tenía cuatro etapas de calizas productivas entre 2.340 a 2.580 pies, siendo la presión de fondo de aproximadamente 400 Lpc. Comparando el método

de fracturamiento con el de acidificación se concluyó de - que el fracturamiento no podía competir económicamente con la acidificación (3).

Se siguieron con las investigaciones y es así como en 1.948 la PAN AMERICAN PETROLEUM anunció a la Industria Petrolera su nueva técnica desarrollada denominada "HYDRA FAC", donde utilizó como fluido un aceite viscoso que transportaba arena en suspensión. Este fluido fue inyectado dentro de la zona de producción con una presión hidráulica suficiente para fracturar la formación, sirviendo la arena para prevenir que las fracturas se cerraran después de que bajara la presión.

El fluido viscoso se obtuvo mediante la aplicación de un aditivo especial. Este efecto era reversible mediante la adición de otro aditivo que permitía extraerlo del pozo cuando empezaba a producir (4).



Este método fue puesto a disposición de la Industria por la Cía. Halliburton con licencia exclusiva. Después de 1.953 se dió la oportunidad de usar este proceso al resto de Compañías.

La Tecnología de la fracturación ha sido rápidamente mejorada por la continua investigación efectuada por las Empresas

Petroleras. Estos desarrollos incluyen nuevos fluidos de fracturas, acondicionadores químicos, agentes reductores de fricción, equipos nuevos, técnicas de colocación y actualmente métodos de computación electrónica para realizar los cálculos más rápidos y exactos de los tratamientos de fractura (29, 30).

Existen diferentes métodos para realizar el fracturamiento en los pozos. Dependiendo sobremanera del intervalo abierto y el número de zonas a ser fracturadas. Se desarrollan diferentes técnicas, especialmente cuando se trata de una fracturación múltiple siendo las más comunes: métodos del tapón puente, uso de empacaduras separadas, uso de las bolas sellantes y la técnica de entrada limitada. El método más efectivo de tratamiento de zonas múltiples es el de entrada limitada el cual utiliza la caída de presión de fricción a través de las perforaciones rompiendo y fracturando zonas sucesivas (19).

Actualmente es necesario que las técnicas antes citadas utilicen programas de computación para el diseño de tratamiento. Con ese fin se deben tomar núcleos y recolectar datos que determinen los parámetros requeridos para el diseño, estimando así la geometría de la fractura antes y después de empacada así como el tamaño máximo de arena que se debería usar.



BIBLIOTECA FICT
et al
ESPOL

La altura y longitud de la capa del agente de sostén están determinados por: la viscosidad del fluido en la fractura, tasa de inyección y tamaño de los granos de arena inyectado. Pero además de su altura y longitud la efectividad de pende de la conductividad del banco de arena lo cual hace importante que se mantenga una fractura abierta cerca del hueco. Por esta razón se recomienda siempre que el trabajo se termine antes de que toda la arena haya entrado en la fractura para evitar que sea demasiado embutida la misma (10).

Es importante indicar que de estudios efectuados sobre la iniciación y extensión de las fracturas hidráulicas en las rocas, se ha determinado, que contrario a lo que inicialmente se creía, los parámetros elásticos de los poros de las rocas (E, ν, α) deben ser conocidos para obtener resul tados real ísticos (17, 28).



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAPITULO II

CONSIDERACIONES TEORICAS

La Técnica de Fracturamiento Hidráulico fue introducido en la Industria del Petróleo por Clark (6), y es una práctica común que se utiliza en todas las regiones productoras de hidrocarburos para restaurar y/o incrementar la capacidad de producción de los yacimientos.

2.1. FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico se define como el agrietamiento de una sección dada de formación, mediante el bombeo de un fluido a presión, que se produce en cualquier plano de sedimentación o de debilidad estructural, para lo cual se requiere un esfuerzo superior a aquel que tiende a mantener unida a la formación (14).

Los factores que se deben analizar en la inducción de fracturas son los siguientes:

a. Esfuerzos de las Rocas

Todas las rocas del subsuelo se encuentran bajo diversos esfuerzos causados por el peso de las rocas



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

supra-adyacentes. Bajo la influencia de esta carga, las rocas sufren esfuerzos verticales de compresión y tienden a expandirse lateralmente, lo que es impedido por las rocas vecinas, creándose así esfuerzos horizontales, los cuales bajo condiciones ideales son iguales en todas las direcciones. En áreas de baja actividad tectónica, los esfuerzos en las rocas se deben casi exclusivamente al peso de las capas supra-adyacentes y por lo tanto, el esfuerzo vertical es normalmente mayor que los esfuerzos horizontales, particularmente en formaciones que son poco profundas, especialmente de la era del Eoceno, como es el caso de los campos en la Península de Santa Elena, originándose los yacimientos llamados naturalmente fracturados (1).

En formaciones muy superficiales y específicamente - donde las formaciones no son consolidadas, es posible tener esfuerzos horizontales iguales a los esfuerzos verticales (9).

En estos casos para iniciar una fractura, debe darse una alta presión hidráulica frente a la formación que va a ser fracturada con el objeto de vencer la resistencia a la tensión de la roca y los esfuerzos de compresión que actúan sobre ella.



BIENESTAR

ESPOL

La resistencia a la tensión es más bien baja (de acuerdo con algunas teorías se asume que sea cero debido a la existencia de microfrazuras en las rocas), de modo que la mayor fuerza que debe ser vencida es la de compresión. Cualquier fractura formada se orientará en forma perpendicular al plano de menor esfuerzo, por deformación de la roca en esta dirección. Si el mínimo esfuerzo de compresión es horizontal, se formarán fracturas verticales i si el mínimo esfuerzo compresivo es vertical, se formarán fracturas horizontales (2). (Figura 1).

b. Iniciación de una Fractura

Una fractura se crea cuando el fluido es inyectado por la tubería del pozo a tasas más altas que la que podría aceptar la matriz del yacimiento. Esta rápida inyección produce un aumento en la presión del pozo hasta que su valor llega a ser superior a los esfuerzos de la roca y a su resistencia a la tensión.

En este momento, los esfuerzos en la roca son que ésta cede, formándose la fractura. Posteriormente, se bombea junto con el fluido de soporte, en la fractura abierta, mediante la continua aplicación de la presión. Esta mezcla pe-



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

netra en la formación dándole a la fractura cuerpo y extensión, y causando en el yacimiento un aumento en la conductividad del flujo de los fluidos desde la formación hacia el pozo.

La presión de iniciación de la fractura se define como la mínima presión necesaria para crear una fractura en el pozo a una profundidad específica. También se le llama presión de ruptura de la formación (26).

c. Orientación de las Fracturas Verticales

Debido a los esfuerzos compresivos de las rocas, las fracturas verticales son más comunes que las horizontales (24 y 25).

Muchos años de experiencia de campo tienden a confirmar esta hipótesis y se cree que las fracturas inducidas hidráulicamente son verticales en más del 99% de los casos, sobre todo si son producidas a profundidades mayores de 500 pies.

El conocimiento de la orientación de las fracturas es muy importante para la apropiada planificación de un fracturamiento y especialmente cuando se quiere aplicar este método de estimulación en procesos de recuperación secundaria. Una fractura vertical muy grande,



con una orientación desfavorable, puede reducir la eficiencia del barrido en un proceso de invasión de agua y originar una invasión prematura del frente de agua (15) (Figura 2).

d. Eficiencia del Fracturamiento Hidráulico

Después de haberse iniciado el fracturamiento mediante la inyección de fluido con suficiente presión en el pozo, la eficiencia del proceso de desplazamiento queda determinada por dos factores:

- La pérdida del fluido fracturante en la formación
- El tiempo de bombeo o duración del fracturamiento.

Si la pérdida de fluido en la formación es pequeña se dice que la eficiencia del proceso del fracturamiento es prácticamente del 100%. Todo el fluido inyectado en el intervalo abierto trabaja en la formación del volumen de las fracturas, siendo este valor independiente de la duración del tratamiento.

e. Presión de Cierre

Es la presión que ejercen los estratos supra-~~ya en de~~ la misma que tiende a cerrar la fractura creada ~~en me~~ diatamente después de haber terminado el bombeo del



BIBLIOTECA
ESPOL

fluido de tratamiento.

2.2. FACTORES BASICOS DE ANALISIS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Los aspectos básicos que se deben considerar para determinar la aplicación o no de este método de estimulación son:

a. Permeabilidad de la Formación y Factor de Daño

Para conocer estos parámetros es necesario interpretar los registros de presión que se deben obtener periódicamente para cada pozo, lo cual permite evaluar el daño y la permeabilidad de la formación como paso previo, antes de decidir el método de estimulación adecuado para el yacimiento en consideración.

Entre los métodos utilizados para la interpretación de los registros de restauración de presión, los más comunes son: el de Horner (20) y el de M D H (21).

Otros métodos tales como el de McKinley-Ramey y el de Russell han sido utilizados para verificar la fiabilidad de los parámetros calculados con los métodos antes mencionados.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Una vez que el daño y la permeabilidad de la forma-

ción han sido determinados, se puede calcular el aumento de la productividad debido a la eliminación del daño, así como también la ganancia en producción obtenida por el incremento en la conductividad de la fractura. Si el contraste entre la permeabilidad de la fractura a formarse y la de la formación no es significativo para eliminar el daño, se debe considerar el fracturamiento de corta extensión (mini-frac) y de baja conductividad o aplicando otro método de estimulación, como por ejemplo: acidificación, si se trata de calizas o formaciones carbonatadas.

b. Necesidad de aumentar la productividad

Principalmente en áreas donde las reservas no pueden producirse eficientemente por causa de baja permeabilidad.

c. Mecanismos de producción

El mecanismo de producción así como el tipo de completación influyen directamente en la selección del método de estimulación.

En los yacimientos sometidos a empuje por agua o procesos de recuperación secundaria con gas o agua, la extensión de la fractura tiene que ser limitada. total



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

forma que no afecte a dichos mecanismos.

Si no se controla la extensión y propagación vertical de las fracturas, afectarán la eficiencia de barrido del mecanismo de producción (31).

En la figura 3, se muestra como la orientación de la fractura afecta la eficiencia de barrido en yacimientos sometidos a procesos de inyección de agua. Cuando las fracturas se orientan en forma perpendicular a la dirección del flujo, la eficiencia de barrido será afectada apreciablemente.

d. Inyección de aguas residuales en el subsuelo

Constituye serio problema la eliminación del agua de formación que acompaña a los crudos y la de líquidos industriales residuales. Por medio del fracturamiento pueden obtenerse zonas de gran capacidad de almacenamiento a profundidades donde no hay peligro de contaminación. También se eliminan en esta forma materiales radioactivos (3).

2.3. ESTUDIO DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DE OPERACION

A continuación presentamos las principales variables que se deben tomar en cuenta para planificar un tratamiento de estimulación.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

2.3.1. Determinación de las presiones de tratamientos

2.3.1.1. Determinación de la presión de fracturamiento en el fondo del pozo, (PF).

La presión de fractura en el fondo del pozo es un parámetro necesario para la planificación de un fracturamiento hidráulico. Un método usado para su determinación es el del gradiente de fractura, que utiliza la siguiente ecuación:

$$P_F = G_f \times D \quad (1)$$

donde:

P_F = Presión de fractura en el fondo del pozo, lpc

G_f = Gradiente de fractura, lpc/pie

D = Profundidad de la fractura, pies

Para la determinación de gradientes de presión de fracturas en las arenas se ha desarrollado un método analítico, el cual está basado en las relaciones esfuerzo-fatiga de Biot (2). La expresión resultante para el gradiente de presión de fracturas es función de: presión de sobrecarga, presión en los poros, porosidad, relación de Poisson y profundidad del pozo.

El gradiente de fractura se calcula por medio de



la fórmula siguiente:

$$G_f = \frac{PF}{D} = \frac{2\nu}{1-\nu} \frac{P_0}{D} + \left[\frac{1-3\nu}{1-\nu} \right] \frac{P}{D} \quad (2)$$

donde:

P_0 = Peso de los sedimentos

P = Presión de la formación, Lpc

ν = Relación de Poisson = $\frac{\lambda}{2(\mu + \lambda)}$

$$P_0 = \int_0^Z \rho_0(z) \cdot g \cdot dz \quad (3)$$

donde:

$\rho_0(z)$, es la densidad como una función de la profundidad, z .

La densidad puede ser obtenida a partir de un registro de densidad.

En pozos de áreas geológicamente conocidas, se pueden construir curvas a partir de datos de densidad promedio, tales como los presentados por Eaton (12), para obtener un estimado del esfuerzo de sobrecarga.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2.3.1.2. Determinación de la presión diferencial del tratamiento: ΔP .

Se define como la diferencia entre la presión en la fractura (P_F) durante el tratamiento y la presión estática del yacimiento (P)

$$\Delta P = P_F - P \quad (4)$$

donde:

ΔP = Diferencial de presión en Lpc

P = Presión del yacimiento en Lpc

2.3.1.3. Cálculo de la presión hidrostática (P_h)

Se la obtiene a partir de la densidad del fluido fracturante incluyendo el agente de sostén. La densidad de la mezcla arena-fluido, ρ , es:

$$\rho = \frac{8.34 \cdot y' + x'}{1 + 0.0456 x'} \quad (5)$$

donde:

ρ = Densidad de la mezcla

y' = Gravedad específica del fluido fracturante

x' = Concentración de arena, Lb/gal



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Luego la ecuación para calcular la presión hidrostática es:

$$P_h = 0.052 \cdot \rho \cdot D \quad (6)$$

2.3.1.4. Determinación de Pérdida de Presión a través de las perforaciones, (P_{pf}).

Este valor se lo toma en cuenta si existe un número limitado de perforaciones en tubería de revestimiento. Además si la relación resultante entre el caudal total y el número de perforaciones es mayor que 0.5 Bpm/perf. hay que calcular P_{pf} (16), utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{pf} = \frac{\rho q^2}{8090 A_o^2} \quad (7)$$

donde:

$$P_{pf} = L_{pc}$$

ρ = densidad de la mezcla, Lpg

q = tasa de bombeo, GPM

A_o = area de las perforaciones, pulg²



2.3.1.5. Determinación de la presión de superficie, (P_s)

El valor de la presión de superficie se determina...

BIBLIOTECA EICJ
ESPOL

la Figura 4 es:

$$P_s + P_h = P_F + P_f + P_{pf} \quad (8)$$

donde:

P_s = Presión en superficie, Lpc

P_h = Presión hidrostática, Lpc

P_{pf} = Caída de presión por fricción en las perforaciones,
Lpc

P_f = Caída de presión por fricción en la tubería, Lpc

P_F = Presión de fractura de fondo, Lpc

Luego obtenemos la presión de superficie:

$$P_s = P_F + P_{pf} - P_h + P_f \quad (9)$$

Si durante el tratamiento, las bombas se detienen, la presión de superficie caerá ya que no hay flujo. En ausencia momentánea de las pérdidas de presión por fricción, la presión de fractura de fondo es calculada con mayor precisión por medio de la expresión:

$$P_F = P_i + P_h$$

donde:

P_i = Presión de cierre instantáneo de la superficie,
Lpc



(10)

BIBLIOTECA FICU
ESPOL

2.3.2. Determinación del coeficiente combinado del flujo de fracturante, (C).

Se tienen tres diferentes mecanismos de pérdidas descritos a la vez por 3 diferentes coeficientes de fluidos y ellos son:

2.3.2.1. Fluído controlado por la viscosidad (C_v)

Este coeficiente depende de la viscosidad del fluido fracturante, la misma que gobierna la pérdida del fluido de tratamiento durante el fracturamiento:

$$C_v = 0.00148 \sqrt{\frac{K \times \phi \times \Delta P}{\mu_a}} \quad (11)$$

donde:

C_v = Coeficiente por efecto de viscosidad en, pie/(min)^{1/2}

K = Permeabilidad horizontal efectiva del yacimiento en md.

ϕ = Porosidad del yacimiento en fracción

ΔP = Presión diferencial del tratamiento en Lpc.

μ_a = Viscosidad del fluido fracturante en cps.

Bajos coeficientes de C_v indican buen control de la filtración.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

2.3.2.2. Filtración controlada por Compresibilidad (Cc)

La tasa de pérdida del fluido fracturante a la formación está gobernada por la viscosidad y por la compresibilidad del fluido del yacimiento.

En este caso la ecuación para el coeficiente de filtración del fluido es:

$$C_c = 0.00118 \cdot \Delta P \sqrt{\frac{K \times \phi \times C_F}{\mu h}} \quad (12)$$

donde:

C_c = Coeficiente por efecto de compresibilidad, pie/(min)^{1/2}

C_F = Compresibilidad Isotérmica del fluido del Yacimiento, lpc⁻¹

μh = Viscosidad del fluido del yacimiento, cps (27)

2.3.2.3. Filtración controlada por aditivos, (Cw)

El uso de aditivos para reducir las pérdidas de fluidos (materiales tipo asfáltico, gomas sintéticas y sólidos insolubles añadidos al agua o al petróleo) crean un sello que o pared temporal en la cara de la fractura a la cual se asprone. Este sello que constituye una barrera efectiva para reducir



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

filtración adicional del fluido, debido a su baja permeabilidad.

La ecuación para calcular el coeficiente de filtración de los fluidos, en este caso es:

$$C_w = 0,0164 \frac{m}{A \delta} \quad (13)$$

Usualmente en una prueba de laboratorio para determinar la pérdida de fluido, una determinada cantidad del mismo es forzada a través del papel filtro en el instante en que la presión diferencial es aplicada antes de que cualquier revoque haya comenzado a formarse.

Este volumen se llama Pérdida I, instantánea de Fluido (Spurt Loss) y es medida en cm^3 . En la fig. 5 el "Spurt Loss" es determinado por la intersección de la línea recta con la ordenada del volumen filtrado a tiempo cero y m es la pendiente de la recta.



Luego:

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

C_w = Coeficiente que depende de la pérdida de revoque, m = pendiente de la recta

Spurt Loss = Pérdida instantánea de fluidos.

m = Pendiente de la curva de pérdida de fluido, $\text{cm}^3 / \sqrt{\text{min}}$

A_f = Area seccional del papel filtro, cm^2

Se ha comprobado que las pérdidas de fluido del líquido fracturante están controladas por una combinación de los 3 mecanismos mencionados anteriormente (viscosidad del fluido fracturante, de los fluidos del yacimiento y aditivos) donde uno de ellos será más efectivo que el otro. En este caso se puede calcular un coeficiente combinado efectivo haciendo uso de la similitud con la conductividad eléctrica de varios conductores en serie:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_w} \quad (14)$$

Si en el campo es necesario seleccionar entre varios tipos de fluidos fracturantes se escoge el que posea menor coeficiente de fluido fracturante, es decir el menor C .

2.3.3. Parámetros que determinan la geometría de la fractura

Los parámetros que determinan la geometría



BIBLIOTECA FIC

de la fractura son: Espesor promedio de la fractura, longitud de tratamiento, área de la fractura.

2.3.3.1. Determinación del espesor promedio de la fractura

Los parámetros determinantes del espesor de la fractura son: elasticidad de la roca, caudal de inyección, propiedades del fluido de fracturación y tamaño de fractura.

Las pruebas de campo han demostrado que para asegurar una adecuada colocación del agente de sostén, el espesor de fractura debe ser 2 a 3 veces el máximo diámetro de la partícula de sostén (3).

El espesor de fractura obtenida durante el tratamiento para fluidos no Newtonianos en flujo laminar en una fractura vertical, derivada por Perkins and Kern (25) es

$$w = 8 \left[\frac{2^7}{3\pi} (n'+1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/2} \frac{1}{(2n'+2)} \dots \frac{Q^{n'} K' L (hfv)^{1-n'}}{E} \frac{1}{2n'+2}$$



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL(15)

donde:

W = Espesor de la fractura en pulg.

n' = Índice de comportamiento de flujo

Q = Tasa de inyección BPM

K' = Índice de consistencia

L = Longitud de fractura, pie.

h_{fv} = Altura de una fractura vertical, pie

E = Módulo de Young, Lpc.

n' , K' son exponentes obtenidos en laboratorios en mediciones de viscosidad en fluidos no Newtonianos.

Para calcular el espesor promedio de la fractura u tilizamos la siguiente ecuación:

$$\bar{W} = 1.44 \left| \frac{Q^3 \mu_a}{H^3 \times E} \right|^{1/6} \cdot Ed^{1/2} \times t^{1/3} \quad (16)$$

donde:

\bar{W} = Espesor promedio de la fractura, pulg.

H = Altura de la formación a ser fracturada, pies

Ed = Eficiencia diferencial promedio, fracción

T = Tiempo, min.

Q = Tasa de inyección, constante durante el tratamiento, BPM

μ_a = Viscosidad del fluido de fracturas, cps.



BIBLIOTECA FIC/ESPOL

2.3.3.2. Cálculo de la longitud del tratamiento

Considerando la longitud del tratamiento podemos admitir que existe una dependencia lineal entre la penetración y el área de fractura, tomando como variable paramétrica la altura de fractura creada en el caso de fractura vertical (3).

La fórmula que las relaciona es:

$$L = A/2 H \quad (17)$$

donde:

L = Longitud de la fractura en pie

H = Altura de la formación en pie

A = Area de la fractura en pie²

2.3.3.3. Cálculo del Area de Fractura

Se calcula en función del volumen de fluido fracturante inyectado, utilizando la siguiente ecuación:

$$A = \frac{Q_0 \cdot W_0}{4 \pi C^2} \left| e^{x^2} (\operatorname{erfc} x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right| \quad (18)$$

donde:

$$X = (2 C \sqrt{\pi t}) / W_0$$

A = Area de una cara de la fractura, pie²



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

Q_0 = Es la tasa de inyección en pie³/min.

W_0 = Ancho de la fractura en pie

t = tiempo de inyección en minutos

C = Coeficiente de fluido fracturante en
P/√min.

ERFC (X) = Función error complementario de (X).

Tabla I.

2.3.4. Variables que definen el comportamiento del fracturamiento hidráulico

Las variables que definen el comportamiento del fracturamiento hidráulico son: Potencial hidráulica, cantidad y concentración de agente de soporte y eficiencia de la fractura.

2.3.4.1. Cálculo de la Potencia Hidráulica (HHP)

La Potencia Hidráulica está basada en la Presión de Superficie y en la tasa de inyección del fluido fracturante. Se la calcula por la ecuación siguiente:

$$HHP = 0.0245 P_s Q \quad (19)$$

donde:

P_s = Presión de inyección en superficie, lppc

Q = Tasa de inyección, bpm.



BIBLIOTECA FIG
ESPOL

2.3.4.2. Cálculo de la cantidad total del Agente de Soporte.

La ecuación para determinar este parámetro es:

$$C_{TOT} = AW_0(1 - \phi_a) (Ga \times 62.43) \quad (20)$$

donde:

- A = Area de la fractura obtenida, Pie²
- W₀ = Ancho de la fractura, Pie
- Ga = Gravedad del Agente de Soporte, adim.
- ϕ_a = Porosidad del Agente de Soporte durante el fracturamiento. Se recomienda 0.65.

2.3.4.3. Cálculo de la Concentración del Agente de Soporte.

La ecuación que utilizamos es:

$$\text{Conc} = (1 - \phi_a) (Ga \times 62.43) / 7.48 \quad (21)$$

Esta concentración corresponde a un 100% de eficiencia.

2.3.4.4. Eficiencia de una Fractura

Es posible determinar la eficiencia de una fractura si la definimos como el volumen de la fractura dividido por el vo-



lumen de fluido bombeado. Luego tendremos:

$$E_{ff} = \frac{V_6}{V_2} = \frac{W_0 A}{q_i \cdot \bar{x}} \quad (22)$$

donde:

$$E_{ff} = \frac{1}{x^2} \left| e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right| \quad (23)$$

Siendo la eficiencia una función de (x) es posible plotear la E_{ff} -vs- x como se lo representa en la fig. 6, y determinarla entonces gráficamente.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAPITULO III

ESTUDIO DE COMPATIBILIDAD ENTRE EL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO CON LA FORMACION Y CON LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN UN CAMPO DE LA PENINSULA DE SANTA ELENA

Antes de iniciar una operación de fracturamiento, es muy importante determinar la compatibilidad entre el fluido fracturante, la formación y los fluidos del yacimiento.

Cuando se fractura una formación con cualquier otro fluido que no sea el petróleo crudo existente en la formación, se corre el peligro de crear emulsiones que reduzcan la efectividad del tratamiento, bloqueando total o parcialmente la permeabilidad natural de la formación.

Las emulsiones pueden formarse entre los fluidos de tratamiento y el petróleo, en cualquier momento en que el fluido inyectado haga contacto con la formación.

Los sólidos finos de las rocas y la inyección de productos químicos, pueden servir como emulsificantes para formar emulsiones agua-petróleo o ácido-petróleo, las mismas que pueden ocurrir en los bordes del pozo, en la superficie de los tanques, así como en las formaciones productoras.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Es esta la razón de utilizar agentes de tensión superficial, los cuales reducen la frecuencia y severidad de las emulsiones. En los flúidos de estimulación de pozos se ha probado su efectividad para prevenir la emulsión y facilitar la recuperación del flúido fracturante luego del tratamiento.

Se deben realizar ensayos de laboratorio con los flúidos de tratamiento y de la formación, de tal forma que se puedan obtener soluciones no emulsionables con el surfactante correcto.

En la mayoría de los tratamientos, la prevención de emulsiones es posible con 1 ó 2 galones de surfactantes por cada 1000 galones de flúido de fractura. Sin embargo, algunos flúidos de formaciones pueden requerir concentraciones de surfactantes tan altos como 10 galones por cada 1000 galones (4).

Varios tratamientos costosos serán necesarios sino se hubieren utilizado las correctas concentraciones de surfactantes, ya que el pozo en producción no permite recuperar totalmente el flúido de tratamiento debido al daño en la formación, tal como el taponamiento de los canales de flujo ocasionados por: dispersión de arcillas, coagulación de asfaltenos, incompatibilidad entre los flúidos del pozo y del tratamiento, lo que causa bloqueo por emulsión o bloqueo por agua.



BIBLIOTECA FICTICIA

UNIVERSIDAD DEL ESTADO DE PUEBLA

3.1. ANALISIS DE LABORATORIO DE LAS PROPIEDADES DE LA FORMACION Y DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

El propósito del análisis siguiente es el de determinar las propiedades petrofísicas más importantes en una roca yacimiento, tales como: porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad.

3.1.1. Determinación de la porosidad. (ϕ)

En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total de roca que puede ser ocupado por líquidos o gases.

Para determinar la porosidad en el laboratorio, se preparan muestras de volumen entre 10 y 20 cc., con longitudes que no excedan de 1.25 pulgadas y diámetros aproximadamente de 1.5 pulgadas. Aplicando el método Ruska se obtiene ϕ

El método del Porosímetro de Ruska sirve para determinar la porosidad efectiva (ϕ_e) que es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado respecto al volumen total de la roca (18).

Una vez que se han encontrado los valores de volumen poroso, la porosidad de la muestra es determinada usando la siguiente ecuación:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\phi_e = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad (24)$$

Los valores de porosidad obtenidos para los pozos analizados se muestran en la tabla 2.

3.1.2. Saturación de fluidos. (S_o y S_w)

Es la fracción del volumen poroso ocupado por fluidos presentes en la formación.

Para determinar la saturación en el presente trabajo se utiliza el método de extracción con solvente (Tolueno) cuyo procedimiento se encuentra en la referencia (11).

Los resultados de las pruebas se presentan en la tabla 2.

El yacimiento es considerado como subsaturado, lo cual nos indica al analizar la tabla 2, que el resto del espacio poroso corresponde al volumen de fluidos originalmente presentes en el yacimiento y que han sido desplazados por el fluido de perforación, además del proceso que ocurre cuando se libera gas al sacar el fluido de una zona productora hasta la superficie.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

3.1.3. Determinación de la permeabilidad

El procedimiento seguido en el laboratorio para determinar la permeabilidad efectiva de una muestra se describe en la referencia (18), utilizando para ello el permeámetro de gases.

Se considera que si se quieren obtener resultados representativos, las muestras no deben ser inferiores de 1.5 a 2.0 cm² de sección transversal y a 1.5 cm. de largo.

En el proceso de secado no se debe exceder de 215°F de temperatura, debido a que la estructura de los granos de la muestra puede descomponerse, pudiendo causar deshidratación de algunos de los minerales.

Los resultados de las pruebas se encuentran en la tabla (3).

3.1.4. Propiedades de los fluidos del yacimiento

Las propiedades del fluido del yacimiento que deben conocer para un buen diseño de fracturamiento, se determinan a partir de muestras de fluidos medidas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento considerado.



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

Dichas propiedades son:

- Viscosidad del petróleo y agua
- Densidad del petróleo

La viscosidad del fluido del yacimiento fue medida mediante pruebas PVT sobre un amplio rango de presión a la temperatura del fondo del pozo y se encontró que dicho fluido tenía una viscosidad de 5.47 centipoises a la presión de saturación, como se indica en la tabla 4.

La viscosidad del petróleo libre de gas también se puede encontrar a partir de la correlación de Beal (8), la misma que está en función de la temperatura y de la gravedad °API. A pesar de que su precisión no es exacta, sus valores están dentro de un rango confiable. No hay un gran porcentaje de desviación entre la diferencia promedio de los valores leídos de la figura 15, presentada por esta correlación y la aplicación de las fórmulas propuestas por Beal. Sin embargo es aceptable en determinados casos utilizar la figura 15, pero lo más razonable y representativo es aplicar las ecuaciones que se indican a continuación:

$$\mu_r = \left(10.32 + \frac{1.8 (10^7)}{^{\circ}\text{API}^{4.53}} \right) \left(\frac{360}{T + 200} \right)^a \quad (25)$$



BIBLIOTECA
ESPOL

donde:

$$a = \text{antilog} \left(0.43 + \frac{8.33}{^{\circ}\text{API}} \right), T = ^{\circ}\text{F} \quad (26)$$

La densidad del petróleo del yacimiento es de 35° API a 60°F. lo cual equivale a una gravedad específica de 0.855.

Los datos de estas pruebas se encuentran en la tabla 4 y fueron determinados por medio de análisis P.V.T.

3.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO CON LA FORMACION Y CON LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Se han efectuado estudios de compatibilidad del fluido fracturante con los fluidos de formación para evitar problemas de emulsión y formación de depósitos de asfalto.

Pruebas de laboratorio demostraron que soluciones de agua dulce con cloruro de potasio (KCl) son mucho más efectivas que con cloruro de sodio (Cl Na) o cloruro de calcio (Cl₂ Ca).



BIBLIOTECA FICT

Entre las ventajas de formar soluciones con KCl ~~ESPOL~~ que al ponerse en contacto con la formación no originaban

depósitos de yeso (calcita de yeso).

En el presente trabajo usamos agua dulce gelificada debido a que a más de ser compatible con la formación y fluídos del yacimiento daba poca pérdida del mismo, con coeficientes de fricción relativamente bajos, eliminando problemas de degradación por bacterias al prepararla e inyectarla rápidamente.

Generalmente un galón de bactericida por 1000 galones de fluido fracturante es suficiente para eliminar las bacterias en un corto periodo de tiempo.

Al agregar polímeros sintéticos al agua se obtiene menos pérdida de presión por fricción.

Al fluido gelificante se le añade un dispersante que es compatible con los fluídos del yacimiento y sirven para reducir su viscosidad a fin de que el pozo se pueda volver a poner en producción casi inmediatamente después del tratamiento. Tampoco se produjo daño en la formación como resultado del uso de este aditivo.

Ensayos de laboratorio entre el fluido de tratamiento y de la formación nos dieron la concentración correcta del surfactante evitando de esta manera la formación de emulsiones.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

A fin de seleccionar el surfactante más apropiado se realizó una prueba de emulsión antes de efectuar el fracturamiento bajo las siguientes condiciones:

1. Volumen de fluido fracturante: 50% o 25% del volumen total considerado.
2. Agregar proporción de desemulsificante, Ej: 2 gal/ 1000 gal.
3. Agregar proporción de aceite: 50% o 75% del Volumen total.
4. Agitar con un mezclador por un minuto hasta que se forme la emulsión.
5. Pasar una probeta graduada y observar la separación de la emulsión a la temperatura de tratamiento.

3.3. SELECCION DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

El factor más importante en el diseño de un fracturamiento hidráulico es el tipo de fluido a utilizarse para fracturar, el cual se lo clasifica en:

- a. Fluidos a base de agua
- b. Fluidos a base de petróleo

3.3.1. Fluidos a base de agua

El agua es un fluido con eficiencia de fracturamiento muy baja debido a: su poca viscosidad, al



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

tas pérdidas en la formación y a la poca habili
dad para transportar el Agente de Soporte.

La tendencia en los últimos años, ha sido el uso de fluídos a base de agua mezclados con polímeros sintéticos derivados de la celulosa. El propósito de ésta, es la de obtener un fluído de viscosidad alta y que produzca bajas pérdidas por fric
ción.

El aumento de viscosidad previene la pérdida de fluído en la formación durante la propagación de la fractura. En casos necesarios se pueden utili
zar aditivos para reducir la filtración de agua en la formación. Mediante pruebas de laboratorio se ha determinado que los fluídos a base de agua pueden ser tratados con cloruro de potasio para minimizar el daño causado por hinchamiento de ar
cillas.

3.3.2. Fluídos a base de petróleo

Los primeros fluídos a base de petróleo 
en fracturamientos de pozos fueron: gasolina, rosene, gas oil y crudos.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Estos fluídos necesitan, por lo general, la adi-

ción de aditivos reductores de las pérdidas de filtración para lograr mejorar la eficiencia de fracturamiento.

Los aditivos disponibles para reducir las pérdidas por fricción del crudo son polímeros de alto peso molecular, los cuales actúan disminuyendo la turbulencia.

El fluido que se va a utilizar en el presente trabajo deberá reunir las siguientes características:

- ✓ - Baja pérdida de fluido por filtración a la formación.
- ✓ - Baja pérdida de presión por fricción en la tubería.
- ✓ - Alta pérdida de presión por fricción en la fractura.
- ✓ - Ser capaz de mantener en suspensión y transportar el agente de sostén a través de la fractura creada.
- ✓ - No causar daño a la permeabilidad de la formación.
- No formar emulsiones con los fluidos de yacimiento.
- Ser estable a la temperatura de fondo del yacimiento.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- Ser fácilmente recuperable, una vez que el trabajo operacional ha sido terminado.
- Tener bajo costo.
- Ser seguro y fácil de manejar.

La naturaleza química de la formación indicará el tipo de fluido fracturante que se debe utilizar.

En el caso objeto de estudio, debido a que tenemos formaciones de baja permeabilidad y como necesitamos altas velocidades de inyección y baja pérdida de fricción en las tuberías, un fluido fracturante base agua es el recomendado.

Los parámetros físicos del yacimiento (Porosidad, Permeabilidad) no son determinantes en la elección del fluido base, pero si influyen en la selección de las propiedades del mismo. Por ejemplo en formaciones altamente permeables deben usarse fluidos viscosos o con aditivos reductores de filtrado.

Tomando en consideración la presión y la temperatura del yacimiento obtenemos el adecuado específico del fluido, con el fin de conseguir la presión hidrostática necesaria para el tratamiento.



BIBLIOTECA FACT

ESPOL

El fracturamiento con un fluido base agua resulta ser más económico, más seguro y puede hacerse compatible con las formaciones de alta sensibilidad al agua, así como también evita riesgos de emulsión.

Debido a lo anterior, el fluido de fracturamiento recomendado para el presente trabajo es un fluido a base de agua gelatinizada que incluye los siguientes aditivos:

- Reductor de fricción
- Desemulsificador
- Bactericidas
- Para control de hinchamiento de arcillas
- Para control del pH
- Para controlar la pérdida de fluido
- Suministrar una viscosidad alta y constante para un cierto rango de temperatura.
- Rompedor del agente gelificante.

Al fluido base se le debe agregar un agente gelificante que posea propiedades tixotrópicas, decir puede volverse fluido cuando se agita y gelificarse cuando permanece estático. Además deberá añadirse un agente de ruptura, para que el fluido fracturante pueda ser extraído después



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

del tratamiento.

El aumento de la viscosidad del fluido fracturante nos ayudará a reducir el trituramiento del agente de sostén en las operaciones de bombeo y durante el empaquetamiento en la fractura producida. El fluido de fracturamiento debe mantener en suspensión al agente de sostén, llevarlo por el equipo de superficie, descenderlo por el pozo e inducirlo a penetrar en la fractura.

La velocidad de acarreo del agente de sostén es función de la viscosidad y de la diferencia de densidad entre el agente de sostén y el fluido fracturante. El bajo costo y la facilidad de manejo de este fluido a base de agua son las grandes ventajas que presenta.

3.4. SELECCION DEL AGENTE DE SOPORTE PARA LAS CONDICIONES DE LA FORMACION EXISTENTE

El objetivo del agente de sostén o soporte para mantener la conductividad de la fractura creada, la misma que va a depender de los siguientes factores:

- Tipo, tamaño y uniformidad del agente de so-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

porte

- Grado de empaquetamiento
- Trituramiento
- Cantidad
- Manera en que es colocado dentro de la fractura.

Factores como: ancho de la fractura, viscosidad y velocidad del fluido de tratamiento, condiciones del peso y tipo de fluido fracturante, determinarán la cantidad de agente de sostén que puede ser inyectado efectivamente en la formación.

Es importante la gran influencia que tiene en la producción, la capacidad de la fractura formada, la que va a depender de la permeabilidad del agente de soporte y del espesor de la fractura.

Con el fin de poder seleccionar el agente de soporte que dé los mejores resultados en el tratamiento es necesario conocer los tipos y condiciones para su buen uso. Entre los principales agentes de soporte utilizados tenemos:



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1. Arena

Desde el inicio del fracturamiento hidráulico ha sido el agente de soporte más empleado. Su rendimiento es excelente en pozos de baja a mediana

profundidad.

Se emplean generalmente arenas de tipo Ottawa 10-20 ó 20-40 mesh, en concentraciones entre 1 y 4 lb. por galón de fluido fracturante. Tienen la desventaja de pulverizarse bajo el peso de formaciones duras o de incrustarse en formaciones blandas.

2. Cáscaras de coco o de nueces

Este tipo de soporte es usado para mantener abiertas fracturas de alta capacidad.

Tienen la ventaja de poder soportar grandes presiones sin romperse y se emplean cuando las formaciones que van a ser soportadas son duras.

3. Partículas de aluminio

Este tipo de soporte tienen las mismas propiedades del grupo anterior. Al aplicarse la presión las partículas maleables de aluminio se deforman. Esto hace que la partícula tenga una mayor área de contacto contra la formación reduciendo tanto el esfuerzo unitario como la penetración del soporte en la formación.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

4. Bolitas de vidrio o de cerámica

Las bolitas de vidrio o de cerámica son agentes de soporte que tienen una excelente alta resistencia y esfericidad, proporcionando mayor capacidad de flujo. Estas bolitas son usadas a menudo en conjunción con arena de fractura, como agente de soporte de cola, en donde la mayor capacidad de flujo de la fractura va a estar generalmente cerca del borde del pozo.

Utilizando la mezclada con arena, la resistencia adicional de estas bolitas tienden a soportar la presión de cierre o de confinamiento de la fractura, protegiendo a la arena más débil.

Considerando que en el campo estudiado tenemos - formaciones medianamente duras y que no existe - alta presión de confinamiento, utilizamos arena como agente de soporte, la misma que no sufrirá trituramiento, deformación e incrustación en la formación; dando en consecuencia fracturas fácilmente obtenibles de buena conductividad y bajo costo.



BIBLIOTECA FIC1

ESPOL

El tamaño de arena usado es Ottawa 10 - 20 mesh. Su uso está supeditado a condiciones de cálculos hidráulicos. La tabla 5 muestra valores de la permeabilidad y porosidad en función del grado de

arena utilizado.

Durante la realización del tratamiento podemos utilizar las bolas sellantes que sirven para dirigir el fluido de tratamiento hacia las perforaciones que no están recibiendo al mismo, sometiéndose de esta manera todo el intervalo al tratamiento. Las bolas sellantes pueden ser introducidas en el fluido fracturante por grupos o unidades. El tamaño de ellas va a depender del tamaño de las perforaciones y serán inyectadas después de que se haya fracturado la formación, es decir cuando esté aceptando fluido.

Existen casos de pozos que son cañoneados con demasiados orificios, lo cual dificulta el asentamiento de las bolas y no se logra el objetivo de desviar el fluido, sino que simplemente las bolas caen al fondo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Cuando se bombea una bola sellante, esta va donde haya más flujo y, desde luego donde haya sufi

ciente diferencial de presión, para que la bola se adhiera contra el orificio del cañoneo.

Hay que considerar las fuerzas que actúan sobre el asentamiento de las bolas:

- La presión diferencial entre el hueco y la formación.
- La fuerza de arrastre producida por el movimiento del fluido hacia los agujeros.
- La fuerza de gravedad que hace que la bola se hunda en el fluido que la conduce.

Basados en estas consideraciones deducimos que cuando hay bastantes agujeros, la fuerza de sustentación horizontal disminuye debido a que el fluido se dispersa demasiado. Esta fuerza es la que se opone al arrastre del flujo y a la fuerza de gravedad. Sin este efecto, las bolas caerían al fondo.



Por último en el diseño de fracturamiento se considera la presión necesaria para inyectar el agua gelificada preliminar.

Si esta presión es alta, la inyección debe comenzarse utilizando la concentración de 1 lb/gal y aumentando gradualmente hasta 3 lb/gal. Estas con

centraciones han sido obtenidas de trabajos efectuados anteriormente en el área.

Una buena concentración de arena es la que abre nuevos canales y tapona las otras perforaciones, cuando se han adherido las bolas selladoras.

Inicialmente se inyectará cierto volumen de arena "sin material sellante" el mismo que es determinado por lecturas de Registros (caliper), el cual nos indicará que cantidad de formación aceptará fluido, bombeándose aproximadamente 2.9 sacos/pie de "intervalo estimado" antes de bombear alguna bola sellante. La concentración se obtuvo en base a estadísticas de pozos adyacentes.

El aumento de la concentración de arena, nos servirá para conocer como reacciona la formación, debiéndose observar el comportamiento de la presión de inyección.



BIBLIOTECA FICY
ESPOL

El volumen de arena que se bombeará "con material sellante" es calculado usando el tamaño del intervalo completo a tratarse. Si hay un aumento de presión durante el bombeo se continuará desplazando material sellante con arena hasta que se haya bombeado una cantidad igual al número de per

foraciones existentes.

Cuando la presión no aumenta al bombear al pozo el 100% de las bolas sellantes, se debe intentar arenar la parte que estaba aceptando arena con mayor concentración, disminuyendo la tasa de inyección consiguiéndose de esta forma una distribución más uniforme.

Si no se ve ningún aumento de presión después de un intervalo de tiempo corto, el tratamiento debe pararse.

Por problemas de reflujos de arena al pozo, se inyecta al final del tratamiento arena de mayor espesor. Esta innovación, además de prevenir el regreso de la arena, mejora considerablemente la productividad de la zona fracturada.

3.5. ADITIVOS UTILIZABLES PARA MEJORAR LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

La mayoría de las condiciones que debe tener un fluido de fracturamiento son propiedades que no las tiene el mismo, ya sea base agua o petróleo.

Es esta la razón por la cual debe emplearse aditivos que sirvan para modificar las propiedades físicas o químicas del fluido base, con el fin de que reúna las siguientes



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

características.

- Evitar hinchamiento de arcillas
- Reducir la fricción
- Reducir las pérdidas por filtrado
- Incrementar la viscosidad
- Prevenir la formación de incrustaciones y ser compatible.
- Compatible con los fluidos del yacimiento
- Eliminar bacterias

Luego, en los procedimientos de fracturamiento se trata de encontrar la máxima eficiencia al mínimo costo con flúidos de gran viscosidad que proporcionen fracturas profundas y de gran anchura, originando un mínimo de pérdidas de energía, bajo caudal de inyección y por lo tanto potencias hidráulicas menores a las necesarias.

Analicemos brevemente cada una de los factores señalados anteriormente.

3.5.1. Hinchamiento de arcillas

En este tratamiento es sumamente importante considerar el contenido de arcilla en la formación, ya que en contacto con el agua tienden a hincharse - reduciendo los canales de flujo.



El fluido ideal para establecer un equilibrio con formaciones sensibles al agua, es aquel que mantiene las arcillas en un estado no hidratable. La salmuera de la formación es el fluido que reúne esta condición; pero no siempre es posible obtenerla en grandes cantidades.

Por esta razón es necesario preparar un fluido que reúna las siguientes características:

- Que prevenga la hidratación e hinchamiento de las arcillas de la formación.
- Económico de preparar y aplicar
- Compatible con los productos químicos normalmente usados en los fluidos de estimulación de pozos: surfactantes, agentes gelificantes, reductores de fricción.

Como tenemos formaciones arcillosas y habiendo seleccionado fluido base agua, hacemos las siguientes consideraciones:



- a. Podemos usar agua de la formación para bajar sin tomar precauciones extras.
- b. Agregar 2% de Cloruro de Potasio (KCl) al agua fresca o al agua que contiene menos del 6% de cloruro de sodio (Cl Na).

c. Con más de 6% de Cl Na, el fluido no requiere tratamiento.

Experimentos de laboratorio demuestran que agua fresca con 2% KCl es compatible con la formación arcillosa, siendo un fluido de fracturamiento excelente.

La ventaja de formar soluciones de Cl K es que en contacto con la formación no forma depósitos (calcita de yeso) (4).

3.5.2. Pérdidas por fricción

Para tratamientos de fracturas se necesita calcular la presión de fricción, o sea la pérdida de energía causada por la fricción entre el fluido y las paredes de la tubería.

Por ello agregamos un aditivo para minimizar la caída de presión por fricción a través de la tubería con el fin de limitar la fuerza de bombeo, como también para permitir altas tasas de inyección dentro de las limitaciones de presión de las tuberías.

La tabla 6 nos demuestra la reducción de Presión por Fricción al aumentar la concentración del



aditivo a una determinada tasa de bombeo.

3.5.3. Pérdida por filtrado

Durante el fracturamiento parte del fluido inyec
tado escapa a la formación, el mismo que no se a
provecha para extender la fractura.

El uso de aditivos para evitar pérdida de fluido
ayuda a incrementar el área y la longitud de la
fractura.

Los términos: C_c , C_v , C_w y "Spurt Loss", son coe
ficientes que nos describen las características
de la pérdida de fluido.

" C_c " nos indica la rapidez con que el líquido es
capa (fluye) de la roca cuando soporta la
compresibilidad del fluido alrededor del lu
gar.

" C_v " describe el flujo del líquido, consid
la restricción de su propia viscosidad.

" C_w " nos indica la reducción de la pérdida de flu
do debido a la costra y a las propiedades del
fluido de tratamiento.

"Spurt loss" (V_{sp}) es una pequeña pérdida de fluo
do, filtrado a través del papel filtro, en el
instante en que se aplica presión diferencial.



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

El aditivo usado en flúidos base agua, es el sílice de Flour, el mismo que puede ser premezclado o agregado al flúido fracturante en el mezclador - (blender).

3.5.4. Incremento de viscosidad

Las propiedades y el comportamiento del flujo de los flúidos newtonianos pueden ser alterados agregando ciertos químicos (polímeros), para darles una textura resbaladiza, viscosa o gelatinizada volviéndolos No-Newtonianos, es decir, que su viscosidad varía con la tasa de corte.

Los flúidos No-Newtonianos exhiben una viscosidad aparente la cual cambia con la tasa de flujo.

Los flúidos fracturantes son descritos matemáticamente usando el modelo de la Ley Exponencial (22), en que la relación esfuerzo de corte - tasa de corte ploteada en papel log-log es madamente una línea recta.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La pendiente de la línea es llamada "Índice de Comportamiento de Flujo" (n'), que se calcula mediante lecturas a 300 y 600 RPM en un visco-

viscosímetro Fann, de la siguiente manera:

$$n' = 3.32 \log \left(\frac{\text{Lectura a 600 RPM}}{\text{Lectura a 300 RPM}} \right), \text{ Adimensional} \quad (27)$$

La intercepción del esfuerzo de corte con la tasa de corte igual a un seg^{-1} es el "índice de consistencia" (K') que se determina a partir de lecturas del viscosímetro Fann, por la siguiente ecuación

$$K' = \frac{N \text{ lectura a 300 RPM}}{100 \times 511^{n'}} \text{ (lb seg}^{n'} \text{/pie}^2) \quad (28)$$

N = Factor del resorte del viscosímetro (Generalmente 1).

La "Viscosidad aparente" para fluidos No-Newtonianos es determinado por la fórmula siguiente:

$$\mu_a = \frac{4.788 \times 10^4 K'}{(\text{tasa de corte})^{1-n'}} \quad (29)$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La tasa de corte en las paredes del pozo, formaciones y fracturas se determina por la velocidad de flujo del fluido.

La tasa de corte para flujo en la tubería la calculamos usando la siguiente fórmula.

$$\text{tasa de corte (Sec}^{-1}\text{)} = \frac{1.6 \bar{V}}{D_i} \left(\frac{3n + 1}{4n} \right) \quad (30)$$

$$\text{tasa de corte (RPM)} = \frac{0.94 \bar{V}}{D_i} \left(\frac{3n + 1}{4N} \right) \quad (30 a)$$

Para flujo en el anular usamos:

$$\text{tasa de corte (Sec}^{-1}\text{)} = \frac{2.4 \bar{V}}{D_h - D_p} \left(\frac{2n + 1}{3n} \right) \quad (31)$$

$$\text{tasa de corte (RPM)} = \frac{1.41 \bar{V}}{D_h - D_p} \left(\frac{2n + 1}{3n} \right) \quad (31 a)$$

Al incrementar la viscosidad del fluido de fractura se obtendría una mayor área de fractura debido a que una menor cantidad de fluido se perderá a la formación.

3.5.5. Prevenir la formación de Incrustaciones

Los surfactantes sirven para prevenir o minimizar daño de formación, mejorando la humectabilidad y previniendo o rompiendo bloqueos por agua o emulsión.

Los siguientes son tipos básicos de daño de formación que controlarían los surfactantes:



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

- Daño por dispersión de arcillas: existe reducción de permeabilidad en las formaciones sensibles al agua cuando entran en contacto con agua ajenas a la formación. La reducción de la permeabilidad es causada por la dispersión y movimiento de partículas finas de arcilla.
- Daño por bloqueo de emulsión: a veces existe bloqueo por emulsión que se forma entre el lodo y los fluidos del yacimiento.
- Daño por bloqueo de agua: ocurre en pozos donde existe agua congénita en los poros de la formación de baja permeabilidad y de baja presión de fondo.



3.5.6. Compatibilidad con los fluidos del yacimiento

ESPOL

Se debe considerar los siguientes factores para seleccionar el surfactante apropiado para el tratamiento de fractura que permita la compatibilidad entre fluido de fracturamiento y yacimiento.

1. Función específica del surfactante: romper emulsiones, prevenir emulsiones, romper bloqueos de agua en los espacios porosos.
2. Compatibilidad del surfactante con el petróleo crudo, con la fase acuosa y con los varios pro

ductos químicos tales como:

- inhibidores de corrosión
- inhibidores de incrustaciones y otros aditivos usados en el tratamiento.

3. Propiedad de humectabilidad: Generalmente un surfactante Acuo-humectante es preferido a un oleo-humectante.
4. Solubilidad del surfactante en el fluido de tratamiento.

3.5.7. Eliminación de Bacterias

Al almacenar un fluido fracturante, su estabilidad puede ser un problema debido a la formación de bacterias, problema que es controlado mediante el uso de bactericidas.



BIBLIOTECA FIG:
ESPOL

Las bacterias reductoras de sulfato dañan los pozos depositando sus productos derivados. La corrosión resultante del sulfuro de hidrógeno y la babaza bacteriana reducen los regímenes de flujo. Las bacterias son introducidas en el yacimiento por el agua usada en el fluido de perforación, - filtrado de cemento o fluidos fracturantes, adaptándose rápidamente al medio, taponando las formaciones.

CAPITULO IV

CALCULOS HIDRAULICOS PARA EL FRACTURAMIENTO Y PROGRAMA DE OPERACION

4.1. CALCULOS HIDRAULICOS PARA EL TRATAMIENTO EN EL POZO COSTA 1.

A. OPERACION EN UNA ETAPA

Datos generales del pozo:

En el Pozo Costa I del yacimiento Atlanta se dispararon los siguientes intervalos:

<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Intervalo perforado (pies)</i>	<i>Disparos</i>
2796 - 98	2	1
2800 - 48	48	24
2858 - 60	2	1
2862 - 76	14	7
2896 - 2900	4	2
2902 - 06	4	2
2914 - 16	2	1
2922 - 26	4	2



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Espesor de la arena neta petrolífera abierta (NOSO):

$$2926 - 2796 = 130 \text{ pies}$$

DATOS GENERALES DEL DISEÑO

Tubería de revestimiento	4 1/2"; H-40 EUE, 9.5 lb/pie
Profundidad total	2950 pies
Diámetro de perforaciones	0.25 pulg.
Número total de perforaciones (basado en la distribución de la zona productiva).	40 perforaciones
Profundidad de zona productiva	2926-2796 pies
Tubería de producción	2 7/8"; H-40 EUE; 6.5 lb/pie
Densidad del fluido fracturante (agua gelificada con 2% KCL)	8.34 lb/gal
Concentración de arena	3 lb/gal
Presión diferencial en las perforaciones	200 Lpc
Presión de cierre instantáneo (Pi)	600 Lpc
Viscosidad del fluido del yacimiento	5.47 cps
Porosidad	12 %
Permeabilidad	5 md
Presión estática del reservorio (Pws)	800 Lpc
Temperatura en el fondo del pozo	110°F
Compresibilidad del fluido del yacimiento	15×10^{-6} Lpc ⁻¹
Radio de drenaje	360 pies
Espaciamiento del pozo	12 acres
Tiempo de viaje Acústico (ATT)	12 seg/pie



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

PRIMERA PARTE.- Condiciones del tratamiento: se calculan los siguientes parámetros.

a. Presión Hidrostática del Fluido fracturante, P_h

$$P_h = 0.01 \times \Delta P_h \times H$$

Utilizando la Fig. 7 obtenemos la Presión Hidrostática ejercidas por el fluido fracturante, con una concentración de 3 #/gal. de arena.

$$\Delta P_h = 51.5 \quad \text{Lpc/100 pies}$$

$$P_h = 0.515 \times 2950 = 1519 \text{ Lpc}$$

b. Efecto de la concentración de arena E_c .

De la Fig. 8 obtenemos el efecto de la concentración de arena en la presión de fricción dada por la siguiente relación:

$$\frac{\text{Presión de fricción con arena}}{\text{Presión de fricción sin arena}} = E_c$$

Para nuestro análisis:

$$E_c = 1.305$$

Con la Fig. 9 determinamos el caudal en función del diámetro y de la presión de fricción en las perforaciones para mantener 200 Lpc de presión diferencial a través de las perforaciones del "casing".



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Se obtiene:

$$0.5 \text{ bb/min/perforación}$$

Por tanto el caudal total de inyección necesario será:

$$Q = \text{BPM/Perforación} \times \text{N}^{\circ} \text{ de Perforaciones}$$

$$Q = 0.5 \times 40$$

$$Q = 20 \text{ BPM}$$

Utilizando la tabla N^o 6 obtenemos las Pérdidas de Presión por Fricción para agua gelificada en una tubería de Producción de 2 7/8". Considerando que se agrega aditivo (WG-11) para reducir las pérdidas de fricción y sabiendo que el caudal de inyección necesario es 20 BPM tenemos que la caída de presión es 41.2 Lpc/100 pies en tubería de 2 7/8".

Graficando en papel Log - Log (Q -vs- ΔP_f)

Fig. 10, podemos obtener las pérdidas de presión por fricción para cualquier caudal deseado en el tamaño de tubería considerada. Además en la tabla 7 se presenta la pérdida de presión por fricción para el agua. Se puede utilizar cuando sea requerida.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

c. Cálculo de caída de Presión por fricción en la tubería,

P_f

Con los datos anteriores procedemos a calcular la pre-

sión de fricción total en la tubería de 2 7/8" sabiendo que:

$$P_f = L_{pc}/100 \text{ pies} \times \text{longitud de tubería} \times \text{Peso específico del fluido} \times \text{efecto de concentración de arena} \times 0.01$$

$$P_f = 41.2 \times 2928 \times 1 \times 1.305 \times 0.01$$

$$P_f = 1574 \text{ Lpc}$$

d. Cálculo de la presión de fractura en el fondo del pozo, P_F .

Utilizando la ecuación 10 calculamos la presión de fractura en el fondo del pozo (P_F)

$$P_F = P_i + P_h$$

$$P_F = 600 + 1519$$

$$P_F = 2119 \text{ Lpc}$$

e. Cálculo de la Presión de superficie, P_s

La presión de superficie P_s se calcula por la ecuación siguiente:

$$P_F = P_s + P_h - P_f - P_{p\delta}$$

$$P_s = P_i + P_f + P_{p\delta}$$

$$P_s = 600 + 1574 + 200$$

$$P_s = 2374 \text{ Lpc}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

f. Cálculo de la Potencia Hidráulica, HHP

Los caballos de fuerza hidráulicos necesarios para bombear a la tasa y presión requeridos se determinan por la siguiente fórmula:

$$HHP = 0.0245 \times Q \times P_s$$

$$HHP = 0.0245 \times 20 \times 2374$$

$$HHP = 1163 \text{ hp}$$

La presión de 2374 Lpc es la máxima presión de tratamiento en superficie permisible.

En los cálculos precedentes, si la P_s excediera la presión límite de superficie de 2400 Lpc hubiera sido necesario volver a diseñar el trabajo con perforaciones de menor diámetro.

La presión de superficie está limitada por la presión de estallido del "casings". Generalmente el 75% de esta presión es tomada como la presión máxima de inyección en superficie (9).

SEGUNDA PARTE.- Determinación de las Propiedades del Flujo Fracturante

DATOS: Volumen de tratamiento: 20.000 galones
 Espesor de la formación: 130 pies
 Altura de la fractura a crearse: 80 pies
 Temperatura en el fondo del pozo: 110° F



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

1. Cálculo de la viscosidad aparente (μ_a)

Para hallar μ_a debemos conocer los siguientes parámetros:

a. Cálculo de la temperatura del fluido en la fractura

Encontramos la temperatura del fluido en la fractura (Figura 11), conociendo el volumen, la tasa de tratamiento deseado y la temperatura de fondo del pozo.

$$\text{Temperatura en la fractura} = 96^\circ\text{F}$$

b. Cálculo de las propiedades reológicas (n' , $K'p$)

Para fluidos gelificados encontramos las siguientes propiedades reológicas del fluido:

n' = índice de comportamiento de flujo

$K'p$ = índice de consistencia

Partiendo del análisis del fluido fracturante, en un viscosímetro standard obtenemos los siguientes valores:

Velocidad	Lectura (ϕ)
600 RPM	43
300 RPM	27



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Con estos dos valores calculamos el índice de consistencia ($K'p$) y, el índice de comportamiento de flujo

(n'), de la siguiente manera:

$$n' = 3.32 \log \left(\frac{\phi 600}{\phi 300} \right) \quad (27)$$

$$n' = 3.32 \log \left(\frac{43}{27} \right)$$

$$n' = 0.67$$

y:

$$K'v = \frac{0.01066 \times \phi 300}{(511)^n} \quad (28)$$

$$K'v = \frac{0.01066 \times 27}{(511)^{0.67}}$$

$$K'v = 0.0044$$

Corregimos $K'v$ para obtener el valor correspondiente en tubería ($K'p$). Utilizando gráfico # 12 nos da:

$$\frac{K'v}{K'p} = 0.944$$

Luego:

$$K'p = 0.0044 / 0.944 = 0.00466$$

c. Cálculo de la velocidad promedio y de la crítica en la tu
bería

Determinamos la velocidad promedio en la tubería así:

$$\bar{v} = \frac{24.5 q}{D_i^2}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

q = Caudal en gpm

D_i = Diámetro interno en pulgada

Reemplazando:

$$\bar{V} = \frac{24.5 \times 840}{(2.441)^2} = 3454$$

$$\bar{V} = 3454 \text{ Pie/m.} = 57.56 \text{ pie/seg}$$

La velocidad crítica la calculamos usando la fórmula 35.

$$V_c = \left[\frac{5.82 \times 10^4 \times K' p}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\frac{1.6}{D_i} \times \frac{3n+1}{4n} \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (35)$$

$$V_c = \left[\frac{5.82 \times 10^4 \times 46.6 \times 10^{-4}}{8.34} \right]^{\frac{1}{2-0.67}} \left[\frac{1.6}{2.441} \times \frac{3 \times 0.67 + 1}{4 \times 0.67} \right]^{\frac{0.67}{2-0.67}}$$

$$V_c = 11.74 \text{ pie/min}$$

luego: $\bar{V} > V_c$. Por tanto el flujo es turbulento.

d. Cálculo de la tasa de corte

La tasa de corte en tubería la calculamos utilizando la fórmula siguiente:

$$\text{tasa de corte (sec}^{-1}\text{)} = \left(\frac{1.6 \bar{V}}{D_i} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right)$$

$$\text{tasa de corte (RPM)} = \left(\frac{0.94 \bar{V}}{D_i} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right)$$

donde: $\phi = 2 \frac{7}{8}''$ $D_i = 2.441''$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\text{tasa de corte} = \frac{1.6 \times 3454}{2.441} \frac{3 \times 0.67 + 1}{4 \times 0.67}$$

$$\text{tasa de corte} = 2542.76 \text{ sec}^{-1}$$

Con los datos anteriores calculamos finalmente la viscosidad aparente del fluido fracturante, U_a , usando la siguiente fórmula:

$$U_a = \frac{4.788 \times 10^4 \text{ K'p}}{(\text{tasa de corte})^{1-n'}} \quad (29)$$

$$(\text{tasa de corte}) = \text{sec}^{-1}$$

Con el valor de tasa de corte en tubería calculamos U_a .

$$U_a = \frac{4.788 \times 10^4 \times 46.6 \times 10^{-4}}{(2542,76)^{1-0.67}}$$

$$U_a = 16.77 \text{ cps.}$$

Valor que corresponde a la viscosidad del fluido en la fractura. Es mas real y por lo tanto se lo utilizará en los cálculos futuros.

Por medio del viscosímetro "standard" calculamos también valores de tasa de corte:

RPM	SEC ⁻¹
100	170
200	341
300	511
600	1022



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Reemplazando el valor de tasa de corte correspondiente a 600 RPM en fórmula 29 obtenemos:

$$U_a = 22.66 \text{ cp}$$

22.66, es la viscosidad medida por el viscosímetro.

Para agua o bajas concentraciones de materiales reductores de fricción en agua, asumimos una viscosidad aparente dentro de la fractura (U_a) igual a uno (16).

2. Coeficiente de Pérdida de Fluído (C)

Tenemos los siguientes casos:

a. Fluídos controlados por la viscosidad -Cv-

Utilizamos la figura 13 para encontrar el coeficiente o la siguiente fórmula.

$$C_v = 0.00148 \left(\frac{K \Delta P \cdot \phi}{U_a} \right)^{1/2}, \quad \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{mín.}}}$$

donde: $P_F = P_i + P_h$

$$\Delta P = P_F - P_{ws}$$

ΔP = Presión diferencial en la cara de la fractura, psi

$$P_F = 600 + 1519 = 2119$$

$$\Delta P = 2119 - 800 = 1319$$

$$C_v = 0.00149 \left(\frac{5 \times 1319 \times 0.12}{16.77} \right)^{1/2}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$C_v = 0.0102 \text{ Pie}/(\text{min})^{1/2}$$

b. Fluidos controlados por fluidos del yacimiento -Cc-

Utilizamos la Figura 14 o la siguiente fórmula para encontrar el coeficiente basado en la compresibilidad del fluido del yacimiento.

$$C_c = 0.00118 \Delta P \left(\frac{K\phi C_f}{\mu_r} \right)^{1/2}, \quad \frac{\text{pie}}{\sqrt{\text{min.}}}$$

C_f = compresibilidad del fluido del yacimiento, Lpc^{-1}

μ_r = Viscosidad del fluido del yacimiento, cp.

Para pozos de gas se asume $C_c = 0.024$

De muestras de campo determinamos que el petróleo tiene una gravedad de 35° API. Por lo tanto la μ_r se puede obtener por la correlación de BEAL (8) o por la figura 15, la misma que nos da:

$$\mu_r = 5.47 \text{ cp}$$

Luego:

$$C_c = 0.00118 \times 1319 \left(\frac{5 \times 0.12 \times 15 \times 10^6}{5.47} \right)^{1/2}$$

$$C_c : 0.00199 \text{ pie}/\sqrt{\text{min.}}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

c. Fluidos controlados por Aditivos - C_w -

Cuando usamos un aditivo para controlar la pérdida de fluido o formación de costra, determinamos el coeficiente C_w y el "spurt loss".

$$C_w = \frac{0.0164 \text{ m}}{A_f}$$

$$m = 2.49 \text{ cc}/\sqrt{\text{min.}}$$

$$A_f = 24 \text{ cm}^2$$

$$C_w = 0.0017 \text{ pie}/\sqrt{\text{min.}}$$

$$\text{Spurt loss} = 0$$

Con los resultados anteriores calculamos el coeficiente efectivo para pérdida de fluido fracturante usando la figura 16 o la siguiente fórmula:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_w}$$

$$C = 0.00084 \text{ pie}/\sqrt{\text{min.}}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TERCERA PARTE.- Geometría de la Fractura

DATOS REQUERIDOS:

Volumen de tratamiento	20.000 gls.
Tamaño del Agente de soporte	10-20 mesh.
Coficiente efectivo de pérdida de fluido -C-	0.00084

$$\text{"Acoustic Travel Time"} \quad 80.5 \frac{\text{useg}}{\text{pie}}$$

Las etapas que se deben seguir al considerar la geometría de la fractura son las siguientes:

1. El valor del Módulo de Young (E), lo determinamos leyendo primero la magnitud del "Acoustic Travel Time" en (useg/pie) del correspondiente registro y utilizando luego la figura 27 para la línea correspondiente a arena.

$$A T T = 80.5 \text{ useg/pie}$$

$$E = 4 \times 10^6 \text{ Lpc}$$

2. Determinamos la condición del flujo, por medio de la fórmula siguiente (15):

$$B = \frac{0.12 Q \times \rho}{hc \times ua}$$

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

$$\rho = \text{Lpg.}$$

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

$$ua = \text{cp.}$$

Si: $B \leq 0.32$ tenemos flujo laminar

$B > 0.32$ tenemos flujo turbulento

Reemplazando:

$$B = \frac{0.12 \times 20 \times 8.34}{80 \times 16.7}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$B = 0.015$, el flujo es laminar

3. Calculamos el espesor de la fractura (W_f) asumiendo tres longitudes a crearse (L') con valores entre 50 y 500 pies.

Si B es igual o menos que 0.32 podemos utilizar para la determinación de W_f la figura 18 ó la formula siguiente:

$$W_f = 0.38 \left(\frac{Q \text{ ua } L'}{E} \right)^{1/4}$$

Si B es mayor que 0.32 utilizamos la figura 19 o la siguiente ecuación:

$$W_f = 0.4 \left(\frac{Q \rho L'}{E hc} \right)^{1/4}$$

Por tanto asumiendo diferentes longitudes tenemos:

TABLA N^o 8

L' (pies)	W_f (pulg)
10	0.0647
50	0.096
100	0.115
500	0.172

Con los valores encontrados de W_f se calculan los tivos AQ por medio de la siguiente relación:

$$AQ = \frac{2 L' \times hc}{Q}$$



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

TABLA N° 9

W_f pulg.	$AQ = \frac{2 L' \times hc}{Q}$
0.0647	80
0.096	400
0.115	800
0.172	4000

Los valores de W_f y AQ se graficaran en figura (20), la que está en función del "Spurt Loss" y del coeficiente "C".

Por los puntos obtenidos se traza una línea recta. Lee-mos valores de W_f entre la intersección de la línea recta trazada y los tiempos de 10 y 100 minutos. En la misma recta también se leen los valores de W_f y AQ para el tiempo de bombeo deseado, el mismo que es igual a:

$$\text{Tiempo de Tratamiento (TT)} = \frac{\text{Volumen}}{Q \times 42}$$

Estos cálculos están tabulados en la página siguiente.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA N° 10

Volumen de tratamiento (VT) galones	Tiempo de tratamiento (TT) min.	W_f pulga- das.	AQ	$L' = \frac{L' \cdot 0.5 \times Q \times A Q}{h \cdot c.}$
20.000	23.8	0.185	5400	675
---	10	0.158	--	--
---	100	0.235	--	--

4. Cálculo del volumen de Pre-lavado

Por otra parte el cálculo del volumen de prelavado mínimo necesario se basa en que el ancho de la fractura debe ser igual a dos veces el diámetro promedio del agente de soporte (PD), tabla N° 11.

$$\begin{aligned} \text{Ancho mínimo} &= 2 \times PD \\ &= 2 \times 0.0612 = 0.1224 \text{ pulgadas} \end{aligned}$$

En la línea recta ploteada con el paso anterior hallamos el tiempo en que se desarrolla este ancho mínimo.

$$t_1 = 2.5 \text{ minutos}$$

Luego:

$$\begin{aligned} \text{Volumen del prelavado} &= 42 \times Q \times t_1 \\ VP &= 42 \times 20 \times 2.5 \\ &= 2100 \text{ galones} \end{aligned}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

t_1 = tiempo de bombeo del volumen del prelavado.

Si t_1 es menor de un minuto calculamos el volumen del prelavado (VP) como igual al 5% del volumen de tratamiento con un tiempo mínimo de un minuto.

Ej:

$$VP = 20.000 \times 0.05 = 1000 \text{ galones}$$

$$t_1 = 1000 / (42 \times 20) = 1.19 \text{ minutos.}$$

5. Cálculo de la pendiente

Calculamos la relación de espesor (WR) entre 100 y 10 minutos.

$$WR = \frac{w \ 100}{w \ 10} = \frac{0.235}{0.158} = 1.48$$

Utilizando la figura 21 encontramos la pendiente para este valor de WR

$$\text{Pendiente} = m = 0.165$$

CUARTA PARTE.- Transporte del Agente de sosten



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

Siguiendo el Manual de Fracturamiento "Fracbook" de la Compañía Halliburton, nos podemos dar cuenta si nuestros parámetros han sido seleccionados satisfactoriamente, por medio del siguiente procedimiento.

- a. Usando la Figura 22 encontramos la relación espesor, velocidad de equilibrio (VW) con los siguientes datos:

$$U_a = 16.7 \text{ cps} \qquad W_f = 0.185 \text{ pulg}$$

$$\text{Agente de soporte:} \qquad 10 - 20 \text{ mesh.}$$

$$\text{Luego:} \qquad VW = 2.5$$

Con este valor determinamos el porcentaje de fractura sus tentada en equilibrio (PF) por la figura 23.

$$\frac{Q}{hc} = \frac{20}{80} = 0.25$$

$$PF = 94.2\%$$

y además con este PF calculamos la altura de la capa de arena en equilibrio (heq).

$$heq = PF \times hc \times 0.01$$

$$heq = 94.2 \times 80 \times 0.01$$

$$heq = 75.36 \text{ pies}$$

- b. El tiempo de bombeo del agente de soporte, (PT), es:

$$PT = TT - \text{tiempo de bombeo del prelavado (t1)}$$

$$PT = 23.8 - 2.5$$

$$PT = 21.3 \text{ minutos}$$

- c. Velocidad de asentamiento del Agente de Sosten, (Vs).

Depende del tamaño del Agente de Sostén y de las propiedada



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

des reológicas del fluido. La determinamos por la figura 24.

$$V_s = 0.14 \text{ pie/seg.}$$

El tiempo de asentamiento de la arena es igual a:

$$ST = \frac{hc}{60 \times V_s}$$

$$ST = \frac{80}{60 \times 0.14} = 9.52 \text{ minutos}$$

La figura 25 es una solución gráfica que nos ayudará a determinar la longitud de la fractura con el Agente de Soporte.

Calculamos los siguientes valores:

$$\text{Si } PT \leq ST \text{ hacemos } X_1 = TT \text{ min.}$$

$$\text{Si } PT > ST \text{ hacemos } X_1 = ST + t_1$$

Luego:

$$X_1 = 9.52 + 2.5 = 12.02 \text{ min.}$$

$$X_2 = \text{Tiempo de bombeo del prelavado}$$

$$X_2 = 2.5 \text{ min.}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Utilizando la figura 25 encontramos los valores de Y , para reemplazarlos en la siguiente fórmula.

$$Z = X_1 Y_1 - X_2 Y_2$$

Luego:

$$Y_1 = 1.4$$

$$Y_2 = 1.85$$

$$Z = 12.02 \times 1.4 - 2.5 \times 1.85$$

$$Z = 12.2$$

Si $Z > 0$ y $h_{eq} > 0$, utilizamos fig. 26 y 27 y encontramos así la verdadera longitud (L) y altura (hf) de la capa de arena en la fractura.

TABLA N° 12

Z	Q/hc	W100	1 - m ₀	L	L'
12.2	0.25	0.235	0.835	600	675

Teniendo en cuenta que si se cumplen las siguientes condiciones:

$$h_f \leq h_{eq} \quad \text{y} \quad L \leq L'$$

Podemos concluir que el diseño hecho es válido.

Calculamos el volumen del Agente de Soporte transportado (PCV) y el Peso de este volumen (W p).

PCV : volumen de tratamiento - volumen del prelavado.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$PCV : 20.000 - 2100$$

$$PCV : 17900 \text{ gal.}$$

Peso del Agente de Soporte: $W_p = PCV \times PC$

$$W_p = 17900 \times \frac{3 \#}{\text{gal.}}$$

$$W_p = 53700 \# \approx 540 \text{ sacos}$$

Con estos valores construimos la siguiente tabla:

TABLA N° 13

PCV	PC	W_f	L	h_f	h_{eq}	he
17900	3	0.185	600	30	75.36	80

Como:

$$L < L' \quad h_f < h_{eq}$$

El diseño es válido



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

QUINTA PARTE.- Incremento de Producción

La información necesaria y el procedimiento a seguirse para determinar el incremento de producción son los siguientes:

1. Utilizando la figura 28 calculamos la concentración del Agente de Soporte en la fractura.

Concentración en la fractura = 1550 lb/1000 p² de área
en soporte.

2. Determinamos la capacidad de flujo de la fractura (FC) con la figura 29, usando la Presión de Cierre (P) y la concentración en la fractura del Agente de Soporte.

$$FC = 5300 \text{ md} - \text{pie}$$

3. Determinamos el radio de drenaje (re) con fig. 30 o tabla 14

$$r_e = 360 \text{ pie}$$

4. Calculamos el factor de espaciamento (SF) con figura 31

$$\frac{r_e}{r_w} = \frac{360}{0.375} = 960$$

$$SF = 6.82$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

5. Utilizando la fig. 32 podemos determinar, si es necesario, la permeabilidad promedio de la zona dañada y la relación de daño (DR) conociendo la tasa de producción.

6. Calculamos la relación de altura:

$$\frac{h_f}{h_i} = \frac{30}{130} = 0.23$$

Si $h_f/h_i \leq 0.1$, asumimos $h_f/h_i = 0.1$

Si $h_f/h_i > 1$, asumimos $h_f/h_i = 1$

7. Obtenemos el factor de capacidad Relativo (RCF) de fig. 33

$$RCF = 0.0023$$

8. Calculamos la capacidad relativa

$$RC = \frac{RCF \times FC}{K_i}$$

$$RC = \frac{0.0023 \times 5300}{5} = 2.43 \text{ pie}$$

9. Determinamos la relación L/re

$$\frac{L}{re} = \frac{600}{360} = 1.66$$

Si $L/re < 0,1$, asumir $L/re = 0.1$

Si $L/re > 0,8$, asumir $L/re = 0.8$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

10. De fig. 34 obtenemos J_{fs}/J_i con el valor más cercano de h_f/h_i calculado

$$\text{de donde: } \frac{J_{fs}}{J_i} = 1.8$$

11. Hacemos la corrección por la relación de daño

$$\frac{J_{fs}}{J_i} \text{ corregido} = \frac{J_{fs}}{J_i} \times DR = 1.8 \times 1$$

$$\frac{J_{fs}}{J_i} \text{ corregido} = 1.8 \text{ veces de incremento}$$

Es decir la producción se incrementará 1.8 veces

B. OPERACION EN DOS O MAS ETAPAS

En este proceso cada una de las diferentes etapas será diseñada exactamente en la misma forma como se hace para los fracturamientos de una sola etapa, ya descritos anteriormente. Sin embargo, hay un paso extra que debe incluirse, el mismo que se llevará a cabo durante la primera etapa y durante cada una de las etapas subsiguientes donde hayan perforaciones abiertas por encima de la empacadura. Consiste en el bombeo de fluido a tasas bajas por el espacio anular. Esta inyección mantendrá una determinada presión en el anular y evitará que arena de la formación entre al pozo y se deposite por encima de la empacadura de fractura.

Adicionalmente los siguientes cálculos serán considerados en



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

los casos de diseño II y III

1. Volumen de Desplazamiento (Vw)

$V_w = \text{capacidad del "casíng"} \times \text{Profundidad}$

$$V_w = 0.0162 \frac{\text{bb}}{\text{pie}} \times 2950 \text{ pie} = 48 \text{ bb}$$

2. Se inyecta agua gelificada como Pre-lavado en una cantidad suficiente para obtener una presión razonable y estabilizada a la tasa de inyección deseada. Por tanto de acuerdo a los cálculos a una tasa de 20 BPM durante 2.5 minutos se debe inyectar 2100 gal. (50 bbl) de Pre-lavado para romper la formación con una presión máxima de superficie de 2500 Lpc.

3. Inyección de arena puede ser:

a. Sin material sellante.- Se debe tener en cuenta que si la diferencia entre la cantidad de arena neta Petrolífera abierta (NOSO) y el intervalo perforado es mayor de 10 pies, el intervalo estimado o a tratarse para fracturar debe ser el intervalo perforado más 10 pies y que la suma de todas las arenas individuales que han sido cañoneadas, debe ser igual al intervalo total que se va a estimular (23). Esto sualiza mejor en la tabla siguiente:



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA 15

INTERVALO PERFORADO Pies	NOSO Pies	ESTIMACION
50	57	$57 - 50 = 7 < 10$
16	33	$33 - 16 = 17 > 10$
8	24	$24 - 8 = 16 > 10$
6	16	$16 - 6 = 10 = 10$

$$\text{Intervalo a tratarse } (I_T) = 50 + (16 + 10) + (8 + 10) + 6$$

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

- b. Intervalo que acepta fluido (I_{fa}). La Tabla 16 nos da los estimados que se pueden utilizar. Con 100 pies de intervalo estimado en nuestro diseño lo recomendable sería tratamiento en etapas. Sin embargo vamos a "asumir" que el porcentaje de formación aceptando fluido es del 40%, luego:

$$\text{Intervalo que acepta fluido} = 100 \times 0.4 = 40 \text{ pies}$$

- c. Volumen de arena (V_{si}) = I_{fa} x concentración de arena (sx/pie)

$$V_{si} = 40 \times 2.9$$

$$V_{si} = 116 \text{ sacos}$$

$$\text{Fluido aproximado} = 11600 \text{ \#/3 \#/gal}^* = 3867 \text{ gal.}$$

* Concentración de la arena en el fluido.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Se deben bombear 116 sacos de arena sin material sellante.

d) Volumen de fluido conteniendo bolas sellantes

Volumen de arena (V_{s2}) = I_T x concentración de arena
(Sx/pie)

$$V_{s2} = 100 \times 2.9$$

$$V_{s2} = 290 \text{ sacos}$$

Bombear

290 sacos a 3.0 Lpg

$$\text{Cantidad de fluido} = \frac{29000}{3} = 9667 \text{ gal.}$$

4. Número y tamaño de bolas sellantes. Se determinan así:

a. N° de perforaciones 40

b. Exceso (10%) 4

TOTAL: 44 bolas selladoras

Para huecos de 0.25 pulgadas se recomiendan bolas se
lladoras de 5/8 de pulgada. Tabla 17.

5. Frecuencia para lanzar las bolas sellantes (F). Se utiliza la siguiente ecuación:

$$F = \frac{V_{s2} \times \text{lb/sx}}{\text{densidad de arena} \times \text{N}^\circ \text{ de perforaciones}}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$F = \frac{290 \times 100}{3 \times 40}$$

$$F = 242 \text{ galones}$$

Inyectar una bola cada 242 galones

6. Volumen total de arena para el tratamiento

$$(V_{Ta}) = V_{s1} + V_{s2}$$

$$V_{Ta} = 116 + 290$$

$$V_{Ta} = 406 \text{ sacos}$$

7. Volumen total de fluido a inyectarse (V_{Tw})

$$V_{Tw} = 3867 + 9667$$

$$V_{Tw} = 13534 \text{ gal.} \approx 322 \text{ Bbl.}$$

4.2. PROGRAMA OPERACIONAL DE TRABAJO

El procedimiento seguido en la práctica para efectuar un fracturamiento inmediatamente después de la perforación del pozo, se puede resumir en las siguientes etapas.

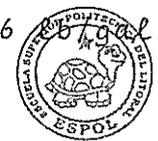
1. Bajar tubería de producción de 2 7/8" con escariador y limpiar a TD pies. Circular en el fondo y sacar tubería a superficie.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2. Bajan tubería de 2 7/8" con tapón puente recuperable (R.B.P.) y empacadura recuperable (RTTS), asentar el RBP a 2940 pies y el RTTS a 2930 pies. Probar RBP con 2400 Lpc y luego subir RTTS a 2790 pies.
3. Desplazar el agua salada con el By - Pass del RTTS abierto con 48 barriles de agua gelificada.
4. Cerrar en la cabeza y probar las líneas de superficie con 4000 Lpc.
5. Cerrar el By-Pass del RTTS y establecer tasa de inyección bombeando 20 BPM durante 2.5 minutos. No exceder de 2300 Lpc y mantener una presión de 800 Lpc en el espacio anular.
6. Inyectar 540 sacos de arena 10 - 20 mesh en 426 barriles de agua gelificada y las bolas selladoras. Fracturar siguiendo este orden:

- 2100 Galones de agua gelificada de pre-lavado
- 1450 galones de fluido de fracturamiento de lavado
- 2500 galones de fluido fracturante con 2.6 lb/gal de arena 10 - 20 mesh.
- 2500 galones de fluido fracturante con 3.6 lb/gal de arena 10 - 20 mesh.
- 2500 galones de fluido fracturante con 4.6 lb/gal de arena 10 - 20 mesh.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

7. Dejar caer bolas sellantes en 2.100 galones de pre-lavado:

1450 galones de fluido fracturante de lavado

2500 galones de fluido fracturante con 2.6 lb/gal. de arena 10 - 20 mesh.

2500 galones de fluido fracturante con 3.6 lb/gal. de arena 10 - 20 mesh.

2500 galones de fluido fracturante con 4.6 lb/gal. de arena 10 - 20 mesh.

8. Desplazar con 680 galones de agua salada tratada con KCL del 1 al 2%.

9. Cerrar el pozo por 24 horas hasta que la presión se estabilice.

10. Desasentar el RTTS y circular a la inversa

Bajar RTTS limpiando arena hasta RBP

Acoplar el RBP y subir hasta la siguiente zona.

11. Proceder en la misma forma descrita en los  1 a. 10 para las zonas superiores.

Al terminar la operación comprobar la cantidad de arena despositada en el fondo. Si el nivel está bajo los 2940 pies, proceder a probar el pozo en cada intervalo y luego en forma conjunta. Si el nivel está sobre

los 2940 pies, limpiar previamente y efectuar las pruebas correspondientes.

Pistonear hasta que fluya y tomar prueba estabilizada.

Bajar sarta de completación.

12. Retirar BOP e instalar el cabezal.

13. Terminar operación del taladro.

4.3. COMPARACION DE RESULTADOS

A continuación se presenta una comparación de los resultados obtenidos del diseño hidráulico de fracturamiento aplicado a los tres casos indicados en este trabajo, ellos son:

CASO I.- Fracturamiento en una etapa considerando 100 % de formación aceptando fluido.

CASO II.- Fracturamiento en una etapa considerando 40 % de formación aceptando fluido.

CASO III.- Fracturamiento en tres etapas considerando diferentes porcentajes de formación aceptando fluido.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

	C A S O S				
	I	II	III	III	III
Intervalo neto	130	130	40	33	57
Intervalo perforado	80	80	14	16	50
Intervalo a tratarse	130	100	14	16	50
Porcentaje de formación aceptando fluido	100	40	100	80	60
Intervalo que acepta fluido.	130	40	14	12.8	30
Profundidad total	2950	2950	2950	2881	2853
Número perforaciones	40	40	7	8	25
Intervalo productivo	2796-	2796-	2886-	2853-	2796-
Ph	2926	2926	2926	2886	2853
Q	1519	1519	1519	1486	1479
ΔP_f	20	20	3.5	4	12.5
P_f	41.2	41.2	4.82	5.7	22.6
P_F	1574	1574	184	215	841
P_Δ	2119	2119	2119	2086	2069
H.H.P.	2374	2374	984	1015	1641
Volumen de tratamiento	1163	1163	84	100	502
n'	20000	16000	4000	3500	9500
K'	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
\bar{v}	4.66×10^{-3}				
v_c	3454	3454	604.4	690.7	2158.7
tasa de corte	11.74	11.74	11.74	11.74	11.74
μ_a	2542	2542	445	508	1589
	16.77	16.77	29.82	28.54	19.59



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

	C A S O S				
	I	II	III	IV	V
ΔP	1319	1319	1319	1286	1259
ev	0.0102	0.0102	0.0076	0.0077	0.0092
Cc	0.00199	0.00199	0.00199	0.00194	0.00192
Cw	0.0017	0.0017	0.0017	0.0017	0.0017
C	0.00084	0.00084	0.00082	0.00082	0.00082
B	0.015	0.0119	0.0084	0.0087	0.013
Vol. Prelavado	2100	2520	1470	1680	2625
WR	1.48	1.46	1.48	1.45	1.41
m.	0.165	0.158	0.165	0.158	0.142
wf.	0.185	0.168	0.148	0.14	0.156
Vw	25	2.2	1.3	1.5	1.9
PF	9 47	95	89	90	92
heq	75.36	95	12.46	14.4	46
PT	21.3	14.86	17.2	10.8	13.09
Vs	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
ST	9.52	11.9	1.66	1.9	5.9
x1	12.02	14.9	11.66	11.9	10.9
x2	2.5	3	10	10	5
y1	1.4	1.36	1.41	1.41	1.4
y2	1.85	1.77	1.48	1.46	1.56
Z	12.2	14.9	1.64	2.18	7.46
L	600	550	90	125	360
L'	675	450	825	650	587.5
hf	30	23	34	18	22
heq	75.36	95	12.46	14.4	46



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

	C A S O S				
	I	II		III	
<i>L</i> -recalculado	--	374.4	240	160	-
<i>h_f</i> -recalculado	-	33	12.46	14.4	-
Concentración del sosten en la fractura, <i>lb/1000 p²</i>	1550	1400	1250	1160	1300
FC	5300	5000	4800	4700	5000
<i>re</i>	360	360	360	360	360
SF	6.82	6.82	6.82	6.82	6.82
DR	1	1	1	1	1
<i>Kd</i>	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
<i>h_f/h</i>	0.23	0.25	0.31	0.43	0.38
RCF	0.0023	0.0025	0.0032	0.0045	0.0039
RC	2.43	2.5	3.07	4.23	3.9
<i>L/re</i>	1.66	1.04	0.66	0.44	1
<i>J_{fs}/J_i</i>	1.8	2.45	2.7	2.7	3.6



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

CAPITULO V

DISCUSION DE RESULTADOS

- Los resultados demuestran que es difícil predecir las pérdidas por fricción de los fluidos No-Newtonianos utilizando Ecuaciones. Los valores reales se obtienen de datos experimentales, conociendo el aditivo y el fluido fracturante y es un valor generalmente proporcionado por las diferentes compañías de servicio.

En la tabla 6 observamos que se obtienen elevadas pérdidas de presión por fricción utilizando fluido fracturante de alta viscosidad con altas tasas de bombeo.

- Los cálculos de longitud de la fractura nos indican que el efecto principal al utilizar aditivos para pérdida de fluido es el de que se aumenta el área de fractura a crearse y por lo tanto la razón de productividad.
- Los valores de Permeabilidad en la tabla 3 han sido determinados de muestras no representativas de la formación debido a que los núcleos obtenidos eran no consolidados. Por esta razón no deben ser tomados como resultados significativos. Se utiliza el valor de 5 milidarcy obtenido zos vecinos como valedero para nuestros cálculos.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- El fracturamiento en tres etapas hace que se necesite menor tasa de bombeo, lo que beneficia en la potencia hidráulica a usarse.
- El menor volumen de tratamiento en el caso tres hace que la operación tome menor tiempo, lo que ayuda igualmente en el tiempo de asentamiento del Agente de Soporte.
- En los tres casos observamos que los fluidos fluyen demasiado rápido lo que nos da flujo turbulento propio de los tratamientos de fracturación.
- Basados en la posibilidad de que la arena sea devuelta de la fractura al borde del pozo, el tiempo de asentamiento de la arena (ST) en el caso tres es el más recomendable.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se observa que al realizar el fracturamiento en tres etapas se requiere menor tasa de flujo de fluido fracturante y por lo tanto menor potencia hidráulica; lo que reduce los costos del trabajo realizado.
2. La razón de Productividad (J_{fs}/J_i) aumenta sustancialmente luego del trabajo de fracturamiento efectuado en tres etapas, por lo tanto habrá un incremento en la producción de petróleo.
3. A medida que aumenta la tasa de bombeo del fluido fracturante en los casos uno y dos, se observa un incremento - considerable en la pérdida de presión por fricción.
4. Siendo la razón de Productividad función de la longitud y espesor de la fractura, son los factores determinantes para obtener una mejor productividad como se observa en los casos uno y tres - tercera etapa.
5. Se ha determinado que para todos los casos analizados el uso de arena de tamaño 10-20 mesh es el mas apropiado, debido a que mantiene un alto valor de permeabilidad en la fractura y por consiguiente mejor la capacidad de flujo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

6. La tasa de bombeo de fluido fracturante con arena de tamaño 10-20 mesh utilizado en el diseño, permite obtener una longitud de fractura óptima en el caso tres - tercera etapa.
7. El fluido fracturante utilizado es agua gelatinizada el mismo que ofrece ventajas de viscosidad y efectos de transporte apropiado en todos los casos analizados influyendo el factor económico para su selección.
8. Juega un papel importante la selección de la zona de interés ya que los fluidos inyectados siguen el camino de la resistencia mínima. Por lo tanto el hecho de extender las perforaciones un poco mas arriba y abajo de los límites de las arenas, no es compatible con un buen procedimiento de fracturación debido a que los fluidos pueden seguir hacia la zona no productiva si estas tienen una menor resistencia.
9. En los procesos de fracturamiento de etapas múltiples, se recomienda probar si existe comunicación entre las perforaciones que se encuentran debajo y arriba de la empacadura de fractura. En el caso de que exista comunicación se asentará la empacadura entre dos intervalos que se en cuentren por arriba o por debajo de la antigua posición, pero que no muestren comunicación.



BIBLIOTECA FICIT
ESPOL

Si todas las perforaciones muestran comunicación entre sí, se levanta la tubería y se asienta la empacadura por encima del tope de las perforaciones. Se efectúa entonces un tratamiento de una sola etapa diseñado para todo el intervalo.

10. Se recomienda obtener un buen registro de presión de superficie durante el trabajo, el cual evaluará la efectividad de las pelotas sellantes.
11. Es recomendable utilizar el apropiado estabilizador de arcilla para obtener una buena Permeabilidad alrededor de la fractura incrementando de esta manera la productividad, evitando los problemas que se pueden tener al recuperar el fluido de fracturamiento debido a daños en la formación, tales como taponamiento de los canales de flujo por dispersión de las arcillas, formación de asfaltenos.
12. Una vez terminado el trabajo de fracturamiento, se recomienda producir el pozo a una tasa baja hasta que el volumen de fluido producido sea igual al volumen de fluido inyectado durante el fracturamiento, luego de lo cual se produce a la tasa deseada.
13. Evaluar los fluidos fracturantes utilizados para determinar el de mejor aplicabilidad de acuerdo a las condicio-



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

nes generales de la formación del Campo Ancón.

14. Realizar continuos análisis de nuevos aditivos para mejorar la efectividad del fracturamiento hidráulico.
15. El fracturamiento en múltiples etapas es el más aconsejable en el Campo Ancón debido a los pequeños y continuos intervalos que presenta la formación Atlanta y Santo Tomás.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

APENDICE A
ESTIMADO DE COSTO DEL TRATAMIENTO

A continuación se presenta un detalle del equipo y material necesario para un fracturamiento.

1. Equipo: Cobros por arriendo mensual

a) Taladro: se factura por movilización	12.000
trabajo efectuado (6500 x 5 días)	32.500
b) Servicios	
- Una mezcladora (Blender) de 40 barriles por minuto con entrada para dos o más aditivos líquidos y alimentador para aditivo sólido.	5.331
- Un camión bomba de 800 HHP.	14.927
- Un tanque de 1000 pies cúbicos	1.066
- Un camión con malacate	3.000
- Dos camionetas 1800 c/u	3.600
- Un empaque recuperable (RTTS) de 4 1/2"	533
- Un tapón puente recuperable (RBP) de 4 1/2"	533
Sub-total:	US\$ 28.990



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2. Operación: se factura por trabajo

- Un blender	1.307
- Un camión bomba primera 4 horas o fracción exceso de 4 horas añadir un 20%	1.778
- Un manifold de bola	384
- Un registrador de Presión	133
- Una cabeza "Swibel"	400
- Un RTTS de 4 1/2" en 8 horas	1.458
- Un RBP de 4 1/2" en 8 horas	1.166
- Mezcla de químicos (\$ 0.155/gal)	3.100
- Bombeo de Agente de Sostén de 10-20 mesh por 100 lb. o fracción (\$ 2.30/sx)	943
- Kilometraje de camión bomba (\$ 2.93/Km)	2.930
- Kilometraje de blender (\$ 2.93/Km)	2.930
- Kilometraje de camionetas (\$ 1.23/Km)	2.460
	<hr/>
Sub-total	US\$ 18.989

3. Personal: Cobro por Pies

Un operador de herramientas	5.474
Un operador de camión bomba	5.474
Un operador de "blender"	5.474
Tres ayudantes (\$ 1.369/h)	4.107
	<hr/>
Sub-total	US\$ 20.529

4. Químicos

18.000

5. Imprevistos, Contingencias (10 %)

8.149

Costos estimados:

Movilización del taladro

12.000

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- Días de trabajo del taladro	32.500
- Cía Servicio	18.989
- Químicos	18.000
- Imprevistos, contingencias (10%)	<u>8.149</u>

COSTO TOTAL: US\$ 89.938



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

APENDICE B

CALCULO DE LA CONSTANTE PARA DEFINIR EL REGIMEN DE FLUJO

El regimen de flujo se basa en el número de Reynolds, el mismo que relaciona el comportamiento del flujo dado por la relación del esfuerzo cortante a la tasa de corte o lo que es lo mismo la relación de presión a velocidad, según se presenta en la teoría de los movimientos de los fluidos* la cual se expresa matemáticamente por la siguiente ecuación en función de las variables adimensionales:

$$NR_2 = \frac{D \cdot V \rho}{\mu}$$

D = diámetro

V = velocidad

ρ = densidad

μ = viscosidad

La misma que es válida para tubería circulares llenas de fluido. Esta expresión puede ser escrita en función de la tasa de flujo, según la ecuación de continuidad, la que expresa de la siguiente manera:

$$A_1 V_1 = A_2 V_2 = Q$$

$$Q = V \times A$$

$$V = \frac{Q}{A}$$

(*) John M. Perry, Ph.D. "Manual del Ingeniero Químico" Editorial Hispano-Americano, Tomo 1, Sección 5, pág. 561. México, 1975.



BIBLIOTECA
ESPOL

de donde reemplazando en la ecuación del NR_e se tiene:

$$NR_e = D \left(\frac{Q}{A} \right) \frac{\rho}{\mu}$$

Además por definición de área podemos escribir

$$NR_e = \left(\frac{4}{\pi} \right) \frac{Q \rho}{D \mu}$$

Para las corrientes de sección transversal no circulares, se debe aplicar el criterio del radio hidráulico, el mismo que se define como el Área de la sección transversal de la parte del canal que está llena de fluido dividido por la longitud del perímetro mojado; por consiguiente tenemos:

$$r_n = \frac{R}{2}$$

Luego si $D = 2 R$

Reemplazando en la ecuación anterior de NR_e , tenemos:

$$NR_e = \left(\frac{4}{\pi} \right) \frac{Q \rho}{2 R \mu}$$

$$NR_e = \left(\frac{4}{\pi} \right) \frac{Q \rho}{2 \times 2 r_n \mu}$$

$$NR_e = \left(\frac{1}{\pi} \right) \frac{Q \rho}{r_n \mu}$$



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

Como el NR_e es adimensional implica que $\left(\frac{Q \rho}{r_n \mu} \right)$ debe ser igual a la unidad, en consecuencia encontramos el límite numérico por el cual define el tipo de régimen de flujo:

$$NR_e = 0.32$$

El regimen de flujo será bajo las siguientes condiciones:

$NR_e < 0.32$ Laminar

$NR_e > 0.32$ Turbulento



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
A	Area de una cara de la fractura	pie ²
A _f	Area seccional del papel filtro	cm ²
A _o	Area de las perforaciones	pulg ²
AQ	Relación Area-Tasa de fractura	Adimensional
API	Gravedad	
ATT	"Acoustic Travel Time"	μ seg/pie
B	Constante para determinar condición de flujo.	Adim.
C	Coefficiente combinado del fluido fracturante	pie/(min) ^{1/2}
C _b	Compresibilidad de la masa de la roca	Lpc ⁻¹
C _c	Coefficiente por efecto de compresibilidad	pie/(min) ^{1/2}
C _f	Compresibilidad isotermino del fluido del yacimiento	Lpc ⁻¹
C _r	Compresibilidad de la matrix de la roca.	Lpc ⁻¹
C _v	Coefficiente por efecto de viscosidad	pie/(min) ^{1/2}
C _w	Coefficiente que controla la formación de revoque.	pie/(min) ^{1/2}
CONC	Concentración del agente de soporte	Lb/gal.
C _{tot}	Cantidad total del agente de soporte	Lb.
D	Profundidad de la fractura	pies



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
D_h	Diámetro del hueco	pulgadas
D_i	Diámetro de tubería interna	pulgadas
D_p	Diámetro de tubería externa	pulgadas
E	Módulo de Young de la roca	Lpc
E_d	Eficiencia diferencial promedio	fracción
$erfc\ x$	Función error complementaria de x	adimensional
G_a	Gravedad del agente de soporte	adimensional
G_f	Gravedad de fractura	Lpc/pie
H	Altura de la formación a ser fracturada	pies
H_L	Profundidad	pies
HHP	Potencia hidráulica	hhp
h_c	Altura de la fractura a crearse	pies
h_f	Altura de la capa de arena	pies
h_{eq}	Altura de la capa de arena en equilibrio	pies
h_{fv}	Altura de una fractura vertical	pies
J_{fs}	Índice de productividad después de la fractura	bbbl/día/Lpc
J_i	Índice de productividad antes de la fractura.	bbbl/día/Lpc
K	Permeabilidad efectiva del yacimiento	md
K'	Índice de consistencia	$Lbf\text{-seg}^{n'}/pie^2$
K_f	Permeabilidad de la fractura	darcys
K_p'	Índice de consistencia en la tubería	$Lbf\text{-seg}^{n'}/pie^2$
K_v'	Índice de consistencia en el viscosímetro.	$Lbf\text{-seg}^{n'}/pie^2$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
K_{fw}	Conductividad de la fractura	darcys-pie
L	Longitud de la fractura verdadera	pies
L'	Longitud de la fractura creada	pies
m	Pendiente de la curva de perdida de fluido	$cm^3 / (min)^{1/2}$
n'	Indice de comportamiento de flujo	adimensional
P	Presión de la formación	Lpc
P_F	Presión de fractura en el fondo del Pozo	Lpc
P_f	Presión de fricción en la tubería	Lpc
P_h	Presión hidrostática	Lpc
P_i	Presión de cierre instantáneo	Lpc
P_o	Peso de los sedimentos	Gn
P_s	Presión de superficie	Lpc
PD	Diámetro de agente de soporte	pulgada
PF	Porcentaje de fractura sustentada en equilibrio	%
PT	Tiempo de bombeo del agente de soporte	minuto
P_{pf}	Pérdida de presión en las perforaciones	Lpc
P_{ws}	Presión estática del yacimiento	Lpc
PCV	Volumen de agente de soporte	galones
Q	Tasa de inyección	BPM
q	Tasa de bombeo	
Q_o	Tasa de inyección	
r_e	Radio de drenaje	pies
r_w	Radio del pozo	 BIBLIOTECA FICY ESPOL
S	Espaciamiento del pozo	Acres

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
S_o	Saturación de petróleo	%
S_w	Saturación de agua	%
ST	Tiempo de asentamiento de la arena	segundo
T	Temperatura de fondo del pozo	$^{\circ}F$
t	Tiempo	minuto
t_1	Tiempo de bombeo del prelavado	minuto
TT	Tiempo de tratamiento	minuto
U	Constante de LAME	Adimensional
\bar{v}	Velocidad promedio	pie/seg.
v_c	Velocidad crítica	pie/min.
V_p	Volumen poroso	cm^3
V_s	Velocidad de asentamiento del agente de soporte	pie/seg.
V_t	Volumen total	cm^3
VP	Volumen del prelavado	galones
VW	Relación espesor-velocidad de equilibrio	adimensional
V_{sp}	Volumen del "Spurt Loss"	cm^3
w	Espesor de la fractura	pulgada
w_o	Espesor de la fractura	pie
\bar{w}	Espesor promedio de la fractura	pulgada
w_p	Peso del agente de soporte	Lb.
WR	Relación de espesor	adimensional
X	Constante $(2 C/\sqrt{\pi \tau})/w$	adimensional
x'	Concentración de arena	lbs/gal.
y'	Gravedad específica del fluido fracturante	adimensional



BIBLIOTECA FIC
adimensional
ESPOL

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
α	Constante elástico de los poros de la roca.	adimensional
ΔP	Diferencial de presión ($\Delta P = P_F - P$)	Lpc
ΔP_h	Gradiente de presión hidrostática	Lpc/100 pies
ΔP_f	Gradiente de presión de fricción	Lpc/100 pies
λ	Constante de LAME	adimensional
μ_a	Viscosidad aparente del fluido fracturante	cps.
μ_r	Viscosidad del fluido del yacimiento	cps.
ν	Relación de Poisson	adimensional
ρ_o	Densidad de los sedimentos	adimensional
ρ	Densidad de la mezcla	Lb/gal.
ϕ	Porosidad del yacimiento	fracción
ϕ_a	Porosidad del agente de soporte durante el fracturamiento	fracción
ϕ_e	Porosidad efectiva	fracción



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA Nº 1

Función error complementario de X

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	1.0000	0.9887	0.9774	0.9662	0.9549	0.9436	0.9324	0.9211	0.9099	0.8987
0.1	0.8875	0.8764	0.8652	0.8541	0.8431	0.8320	0.8210	0.8100	0.7991	0.7882
0.2	0.7773	0.7665	0.7557	0.7450	0.7343	0.7237	0.7131	0.7026	0.6921	0.6817
0.3	0.6714	0.6611	0.6509	0.6407	0.6306	0.6206	0.6107	0.6008	0.5910	0.5813
0.4	0.5716	0.5620	0.5525	0.5431	0.5338	0.5245	0.5153	0.5063	0.4973	0.4883
0.5	0.4795	0.4708	0.4621	0.4535	0.4451	0.4367	0.4284	0.4202	0.4121	0.4041
0.6	0.3961	0.3883	0.3805	0.3730	0.3654	0.3580	0.3506	0.3434	0.3362	0.3292
0.7	0.3222	0.3153	0.3086	0.3019	0.2953	0.2888	0.2825	0.2762	0.2700	0.2639
0.8	0.2579	0.2520	0.2462	0.2405	0.2349	0.2293	0.2239	0.2186	0.2133	0.2082
0.9	0.2031	0.1981	0.1932	0.1884	0.1837	0.1791	0.1746	0.1701	0.1658	0.1615
1.0	0.1573	0.1532	0.1492	0.1452	0.1414	0.1376	0.1339	0.1302	0.1267	0.1232
1.1	0.1198	0.1165	0.1132	0.1100	0.1069	0.1039	0.1009	0.0980	0.0952	0.0924
1.2	0.0897	0.0870	0.0845	0.0819	0.0795	0.0771	0.0748	0.0725	0.0703	0.0681
1.3	0.0660	0.0639	0.0619	0.0600	0.0581	0.0562	0.0544	0.0527	0.0510	0.0493
1.4	0.0477	0.0461	0.0446	0.0431	0.0417	0.0403	0.0389	0.0376	0.0363	0.0351
1.5	0.0339	0.0327	0.0316	0.0305	0.0294	0.0284	0.0274	0.0264	0.0255	0.0245
1.6	0.0237	0.0228	0.0220	0.0212	0.0204	0.0196	0.0189	0.0182	0.0175	0.0168
1.7	0.0162	0.0156	0.0150	0.0144	0.0139	0.0133	0.0128	0.0123	0.0118	0.0114
1.8	0.0109	0.0105	0.0101	0.0097	0.0093	0.0089	0.0085	0.0082	0.0078	0.0075
1.9	0.0072	0.0069	0.0066	0.0063	0.0061	0.0058	0.0056	0.0053	0.0051	0.0049
2.0	0.00468	0.00448	0.00428	0.00409	0.00391	0.00374	0.00358	0.00342	0.00327	0.00312
2.1	0.00298	0.00285	0.00272	0.00259	0.00247	0.00236	0.00225	0.00215	0.00205	0.00195
2.2	0.00186	0.00178	0.00169	0.00161	0.00154	0.00146	0.00139	0.00133	0.00126	0.00120
2.3	0.00114	0.00109	0.00103	0.00098	0.00094	0.00089	0.00085	0.00080	0.00076	0.00072
2.4	0.00069	0.00065	0.00062	0.00059	0.00056	0.00053	0.00050	0.00048	0.00045	0.00043
2.5	0.00041	0.00039	0.00037	0.00035	0.00033	0.00031	0.00029	0.00028	0.00026	0.00025
2.6	0.00024	0.00022	0.00021	0.00020	0.00019	0.00018	0.00017	0.00016	0.00015	0.00014
2.7	0.00013	0.00013	0.00012	0.00011	0.00011	0.00010	0.00009	0.00009	0.00008	0.00008
2.8	0.000075	0.000071	0.000067	0.000063	0.000059	0.000056	0.000052	0.000049	0.000046	0.000044
2.9	0.000041	0.000039	0.000036	0.000034	0.000032	0.000030	0.000028	0.000027	0.000025	0.000023

Los encabezamientos de las columnas se refieren al segundo decimal, ej., Erfc (1.25) = 0.0771



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA 2
CALCULO DE POROSIDAD Y SATURACION DE PETROLEO Y AGUA...

MUESTRA	PROFUNDIDAD	RETORTA				BOMBA DE MERCURIO			
		1	2	3	4	5	6	7	8
		Peso de la muestra sat.	Peso de la muestra seca	Volumen de agua	Peso del agua	Peso del petróleo (1-2-4)	Volumen del petróleo (5)/0.85	Volumen de roca	Volumen de Hg inyectado.
		Gramos	Gramos	cc	Gramos	Gramos	cc	cc	cc
1	2800-2801	356662	34.7972	0.75	0.75	0.119	0.14	13.982	1.27
2	2820-2821	34.7983	33.9173	0.77	0.77	0.111	0.13	13.588	1.185
3	2902-2903	39.4687	28.4977	0.75	0.75	0.221	0.26	12.23	1.783
4	2922-2923	30.7742	29.6672	0.90	0.90	0.213	0.25	12.82	2.021

MUESTRA	SW %	So %	ϕ %
	3/8	6/8	8/7
1	59.06	11.02	9.08
2	64.98	10.97	8.72
3	42.06	14.58	14.58
4	44.53	12.37	15.76
Promedio	52.66	12.24	12.04



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA 3

ANÁLISIS DE PERMEABILIDAD EN EL LABORATORIO

MUESTRA	PROFUNDIDAD	LECTURA															
		FLUOMETRICA															
		L	D	q	μ	$^{\circ}$ T	P	A	A	L	x	q	x	μ	A	x	P
		3	4	5	6	7	8	9	cm ²	3x5x6	8x9	10	11	12	darcys 10/11		
	Pies	cm. cm.	cc./seg.	cp.	$^{\circ}$ C	Atm											
1	2800	10.8	2.72	2-38	8.6	17.74	26.2	0.50	4.4488	0.41497	2.2244	0.186					
	2801																
2	2820	10.9	2.94	2.56	8.7	17.5	26.5	0.50	5.1472	0.4476	2.5736	0.174					
	2821																
	2902	10.6	2.85	2.56	8.4	17.5	26.5	0.50	5.1472	0.4189	2.5736	0.163					
	2903																
	2922	10.8	2.45	2.41	8.8	17.74	26.2	0.50	4.5616	0.3825	2.2808	0.168					
	2923																



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

de Permeabilidad han sido determinados de muestras no representativas de la formación; razón no deben ser tomados como resultados reales o significativos.

TABLA 4
ANALISIS DE VISCOSIDAD DEL PETROLEO EN EL
LABORATORIO

PRUEBA	PRESION Lpc	μ_w cp.	μ_o cp.	$^{\circ}$ API 60 $^{\circ}$ F
1	14.7	0.893	6.35	35.6
2	100	0.848	6.10	36.6
3	200	0.802	5.90	37.4
4	300	0.765	5.70	38.9
5	375	0.733	5.47	40.0
6	400	0.743	5.62	41.5
7	500	0.793	5.77	43.4
8	580	0.843	5.92	44.9



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA 5
PERMEABILIDAD Y POROSIDAD DE ARENA

MALLA	8-12	10-20	10-20	10-30	20-40	40-60
	Angular	Angular	Redond.	Redond.	Redond.	Redond.
Permeabilidad, Darcys	1745	881	325	191	121	45
Porosidad, Porcentaje	36	36	32	33	35	32

	Arena	Bolas de vidrio
Gravedad específica	2.65	2.65
Volumen absoluto, gal/lb.	0.0453	0.0453



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

TABLA 6

PERDIDAS DE PRESION POR FRICCION A VARIAS TASAS DE BOMBEO

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION (Lpc/100 pies). TUBERIA 2 7/8"							
TASA DE BOMBEO	LIBRAS DE WG-11* POR 1000 GALONES DE AGUA						
bbℓ/min.	Agua fresca	5	10	20	30	40	60
5	12.7	6.7	5.6	5.4	6.4	7.4	10
10	45	20.6	15.9	14	15.7	17.4	22.9
20	160	63.3	45.1	35.8	38.6	41.2	52.1
30	345	121.9	82.9	62.3	65.2	68.2	84.5

* WG-11: Agente gelificante y reductor de fricción. (Halliburton)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA 7

GRADIENTE DE PERDIDA DE PRESION POR
FRICCION PARA AGUA FRESCA (ΔP_F)
Lpc/100 pies

DIAMETRO TUBERIA (OD, ID)				TASA DE FLUJO Bbl/min.				
PULGADA				5	10	20	40	100
2	3/8	-	1.995	34.2	122.2	435.4	-	-
2	7/8	-	2.441	12.7	45.4	161.7	577.5	-
3	1/2	-	2.992	4.68	16.7	59.6	212.7	-
4	1/2	-	11.6	1.12	4.01	14.3	51.1	275.1
5	1/2	-	17.0	-	1.49	5.33	19.0	102.4
7		-	23.0	-	-	1.46	5.22	28.1



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

TABLA Nº II

TAMAÑOS DE ARENA											
ABERTURA NORMAL DEL TAMIZ						ABERTURA NORMAL DEL TAMIZ					
M A L L A			ABERTURA DEL TAMIZ			M A L L A			ABERTURA DEL TAMIZ		
Serie U.S.A.	Serie Tyler	Pulgadas	Milímetros	Serie U.S.A.	Serie Tyler	Pulgadas	Milímetros	Serie U.S.A.	Serie Tyler	Pulgadas	Milímetros
2½	2½	0.315	8.00	25	24	0.0280	0.71				
3	3	0.312	7.925	30	28	0.0276	0.701				
		0.265	6.73	35		0.0232	0.589				
		0.263	6.68			0.0197	0.50				
3½	3½	0.223	5.66	40	32	0.0195	0.495				
4	4	0.221	5.613	45	35	0.0165	0.42				
		0.187	4.76	45	42	0.0164	0.417				
		0.185	4.699			0.0138	0.351				
5	5	0.157	4.00	50	48	0.0117	0.297				
6	6	0.156	3.962	60	60	0.0116	0.295				
		0.132	3.36			0.0098	0.250				
		0.131	3.327			0.0097	0.246				
7	7	0.111	2.83	70	65	0.0083	0.210				
8	8	0.110	2.794	80	80	0.0082	0.208				
		0.0937	2.38			0.0070	0.177				
		0.093	2.362			0.0069	0.175				
10	10	0.0787	2.00	100	100	0.0059	0.149				
12	12	0.078	1.981	120	100	0.0058	0.147				
		0.0661	1.68	140	115	0.0049	0.124				
		0.065	1.651		150	0.0041	0.104				
14	14	0.0555	1.41	170	170	0.0035	0.088				
16	16	0.055	1.397	200	200	0.0029	0.074				
		0.0469	1.19	230	250	0.0024	0.062				
		0.046	1.168	270	270	0.0021	0.053				
		0.0394	1.00	325	325	0.0017	0.044				
		0.0390	0.991	400	400	0.0015	0.037				
		0.0331	0.84								
		0.0328	0.833								



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA 14
 RADIO DE DRENAJE (r_e)
 PARA VARIOS ESPACIAMIENTOS DE POZOS (S)

S. ACRES	r_e - PIES
5	248
10	330
20	466
40	660
80	933
160	1320
320	1880
640	2640

NOTA: LA FORMULA QUE SE UTILIZO ES LA SIGUIENTE:

$$r_e = 104.30 \sqrt{S}$$

Donde:

S = ACRES

r_e = RADIO DE DRENAJE, PIE



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

TABLA 16

ARENA NETA INTERVALO ESTIMADO PARA EL TRATAMIENTO PIES	PORCENTAJE DE FORMACION ACEPTADO FLUIDO %
15 ó menos	100
16 - 30	80
31 - 50	60
51 - 75	50
76 ó más	Se recomienda tratamiento en etapas



BIBLIOTECA FICY
ESPOL

TABLA 17

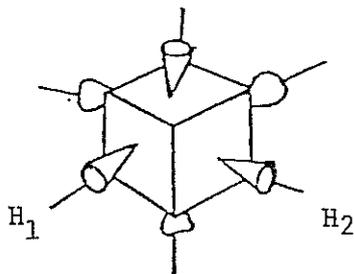
DIAMETRO DE LAS PERFORACIONES PULGADAS	DIAMETRO DE LAS BOLAS SELLANTES PULGADAS	GRAVEDAD ESPECIFICA
0.375 ó menor	5/8	1.1
0.40 - 0.625	7/8	1.1
0.75 - 0.875	1 ó 1 1/4	1.1



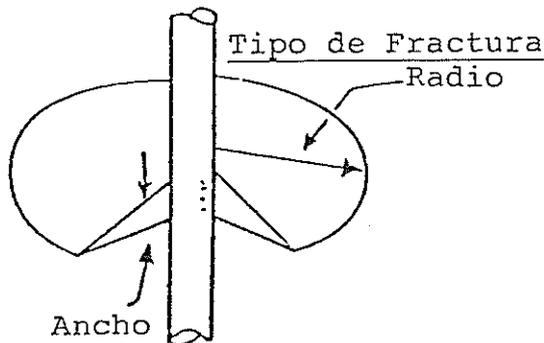
BIBLIOTECA FIC
ESPOL

EFFECTO DEL ESFUERZO EN LA ROCA SOBRE EL TIPO DE FRACTURA FORMADO

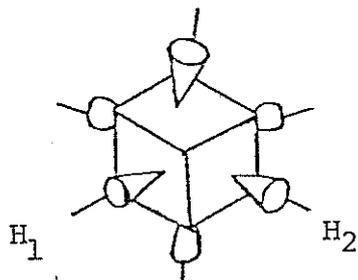
Esfuerzo en la roca en el subsuelo



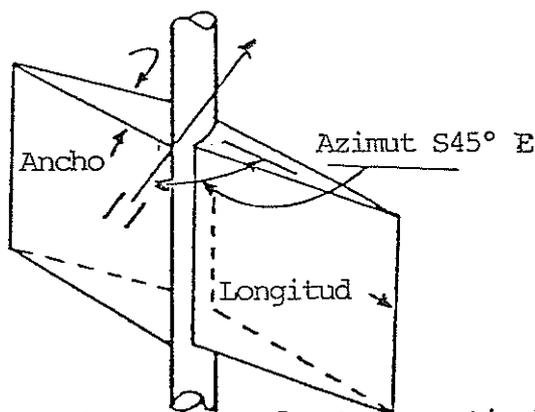
Si el esfuerzo vertical (V) es menor que ambos esfuerzos horizontales H_1 y H_2



entonces una fractura horizontal puede ser formada.



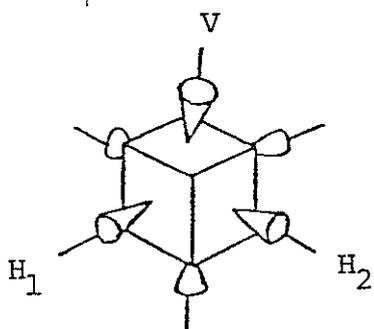
Si el esfuerzo vertical (V) es mayor que ambos esfuerzos horizontales (H_1 y H_2) y H_1 es menor que H_2 entonces



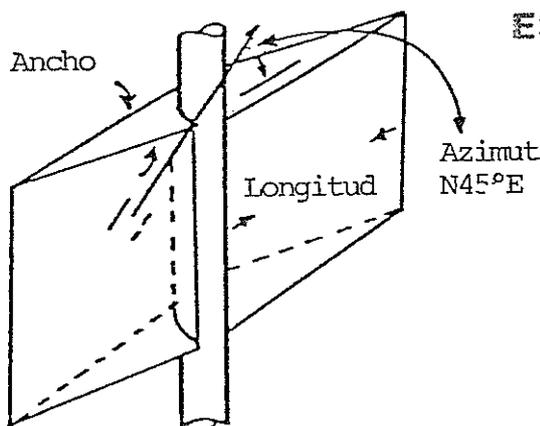
se formará una fractura vertical y se orientará de modo que sea perpendicular a H_1



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



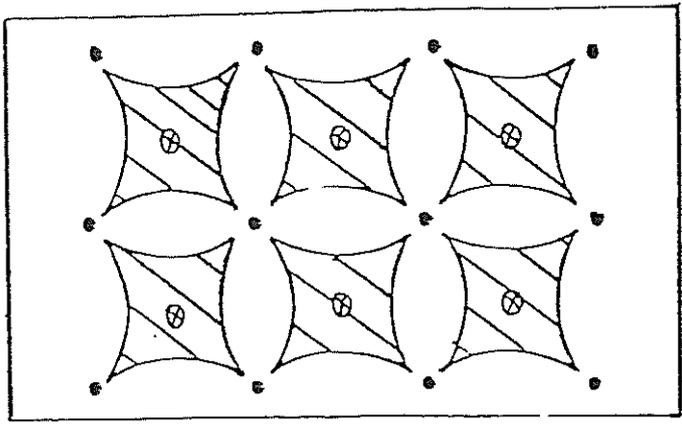
Si el esfuerzo vertical (V) es mayor que ambos esfuerzos horizontales (H_1 y H_2) y H_2 es menor que H_1 , entonces se formará una fractura



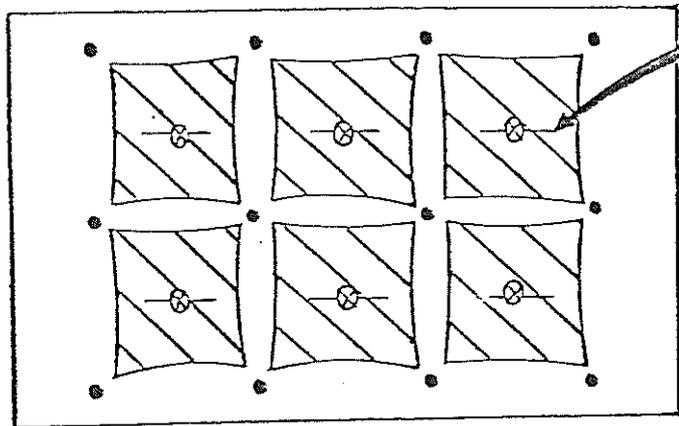
ra vertical y se orientará de modo que sea perpendicular a H_2 .

FIGURA 1

ARREGLO DE 5 POZOS EN INYECCION DE AGUA

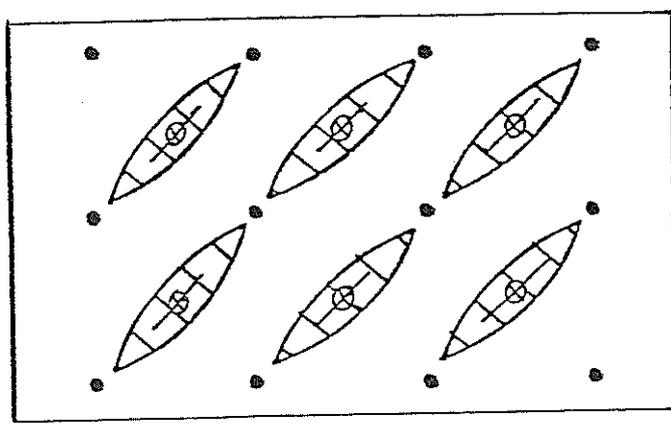


a. Llenado del arreglo inmediatamente anterior a la irrupción del agua en un yacimiento homogéneo no fracturado.

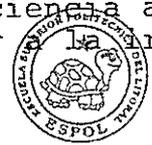


Dirección de la fractura.

b. Efecto de fracturas verticales orientadas favorablemente en el llenado del arreglo.



c. Efecto de fracturas verticales desfavorablemente orientadas en el llenado del arreglo. (Y eficiencia al barrido anterior irrupción del agua.)

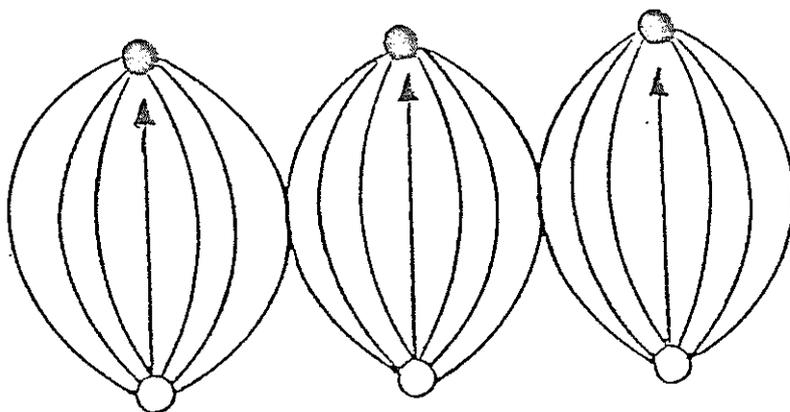


BIBLIOTECA FIC
ESPOI

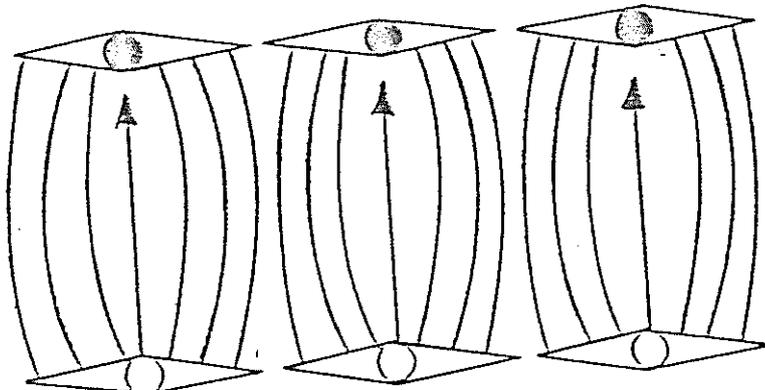
- Pozos Productores
- ⊗ Pozos de Inyección de Agua (No fracturados).

- ⊗ Pozos de inyección de agua - con una fractura vertical orientada como se indica.
- ▨ Area Invadida.

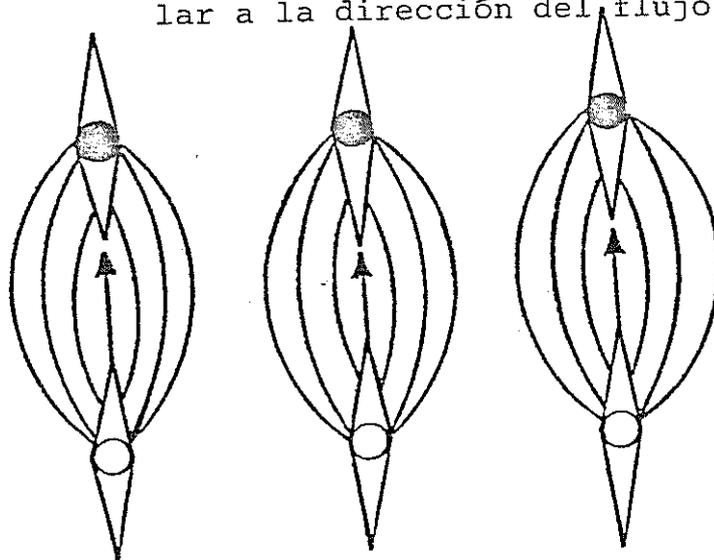
FIGURA 2



A: No Fracturado



B: La dirección de la fractura perpendicular a la dirección del flujo.



C: La dirección de la fractura paralela a la dirección del flujo.

- Pozo de producción de petróleo
- Pozo de inyección de agua.

FIGURA 3

Efecto de la eficiencia del barrido en yacimientos sometidos a inyección de agua.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

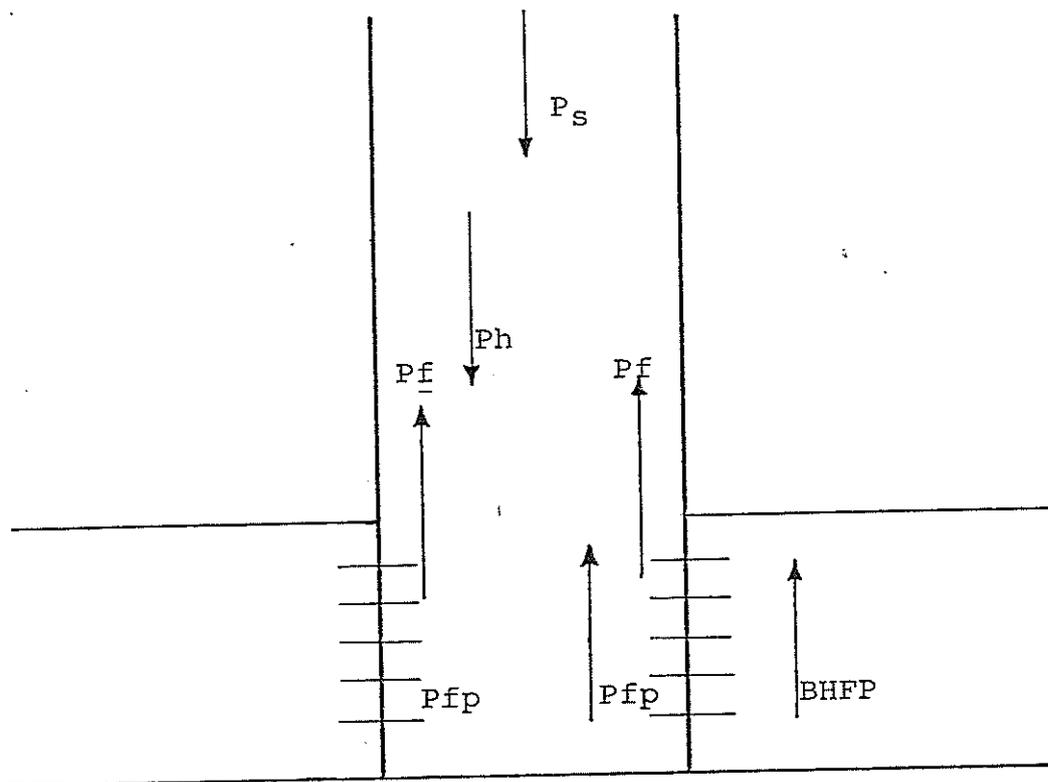


FIGURA 4

BALANCE DE PRESIONES.

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

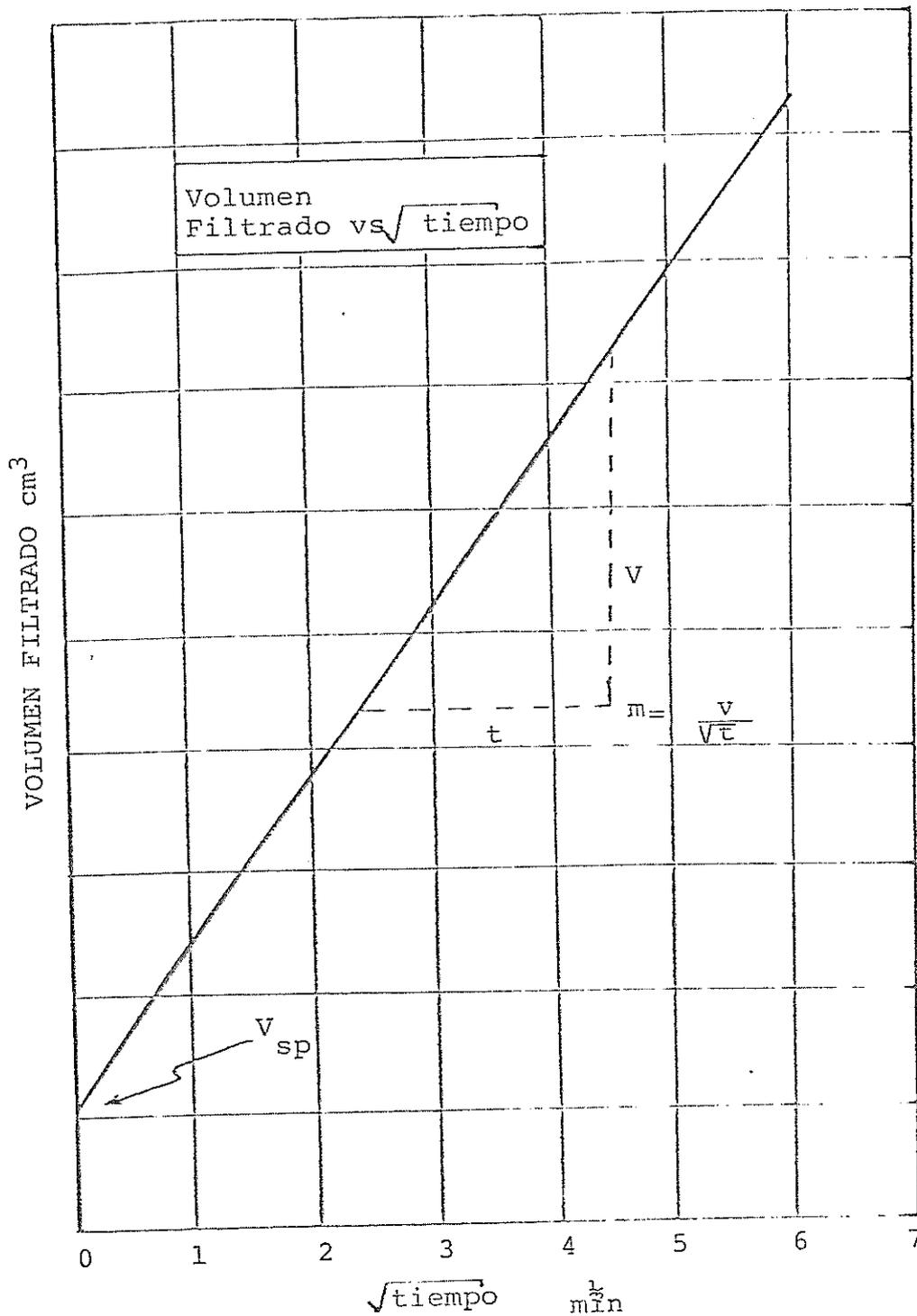


FIGURA 5
 VOLUMEN DE FILTRADO VS TIEMPO



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

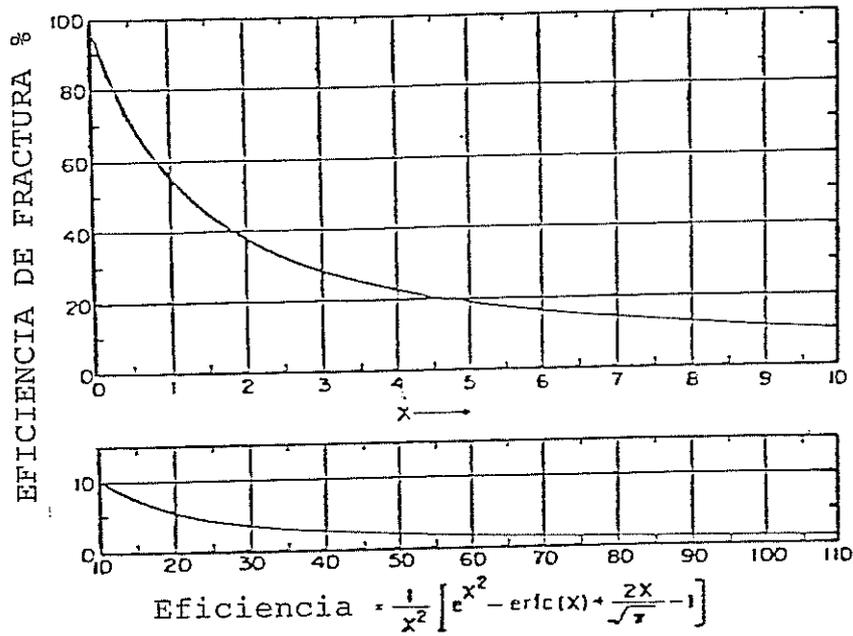


FIGURA 6
EFICIENCIA DE FRACTURA VS. X



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

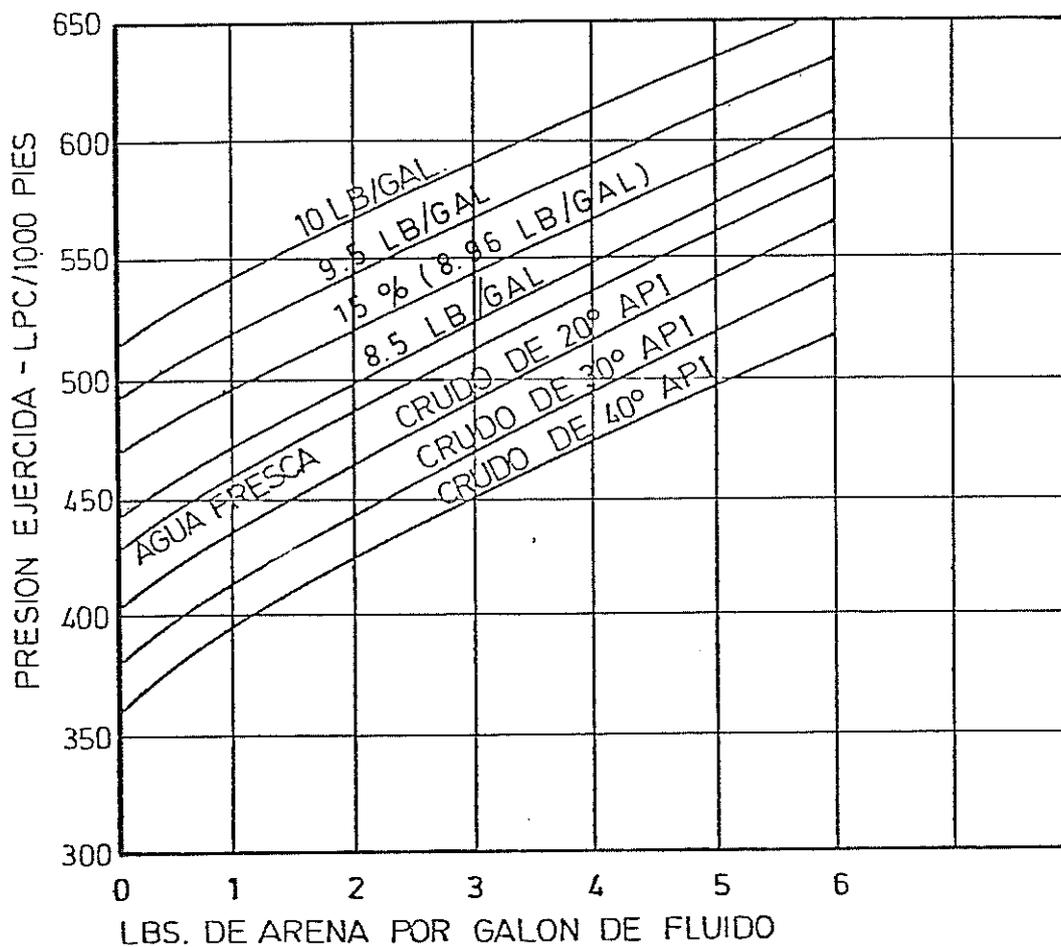


FIGURA 7

PRESION HIDROSTATICA EJERCIDA POR LOS FLUIDOS
PORTADORES DE ARENA.



BIBLIOTECA FIC/
ESPOL

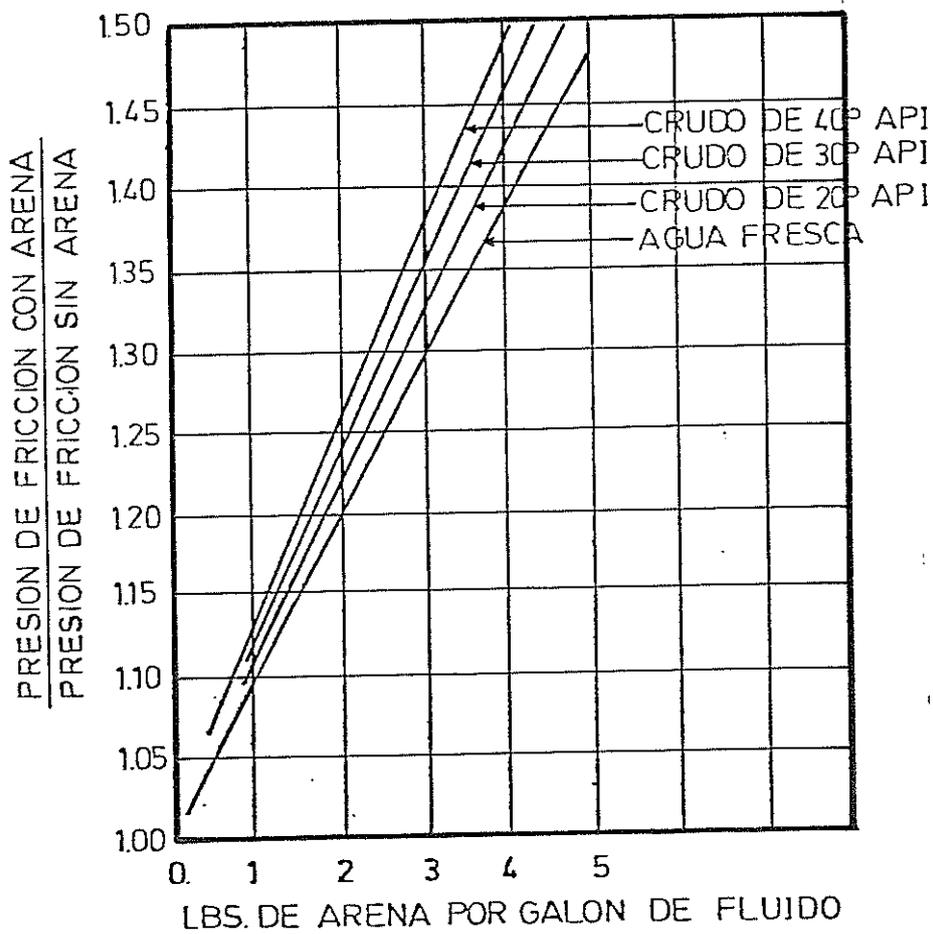


FIGURA 8

EFFECTO DE LA CONCENTRACION DE ARENA
EN LA PRESION DE FRICCION.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

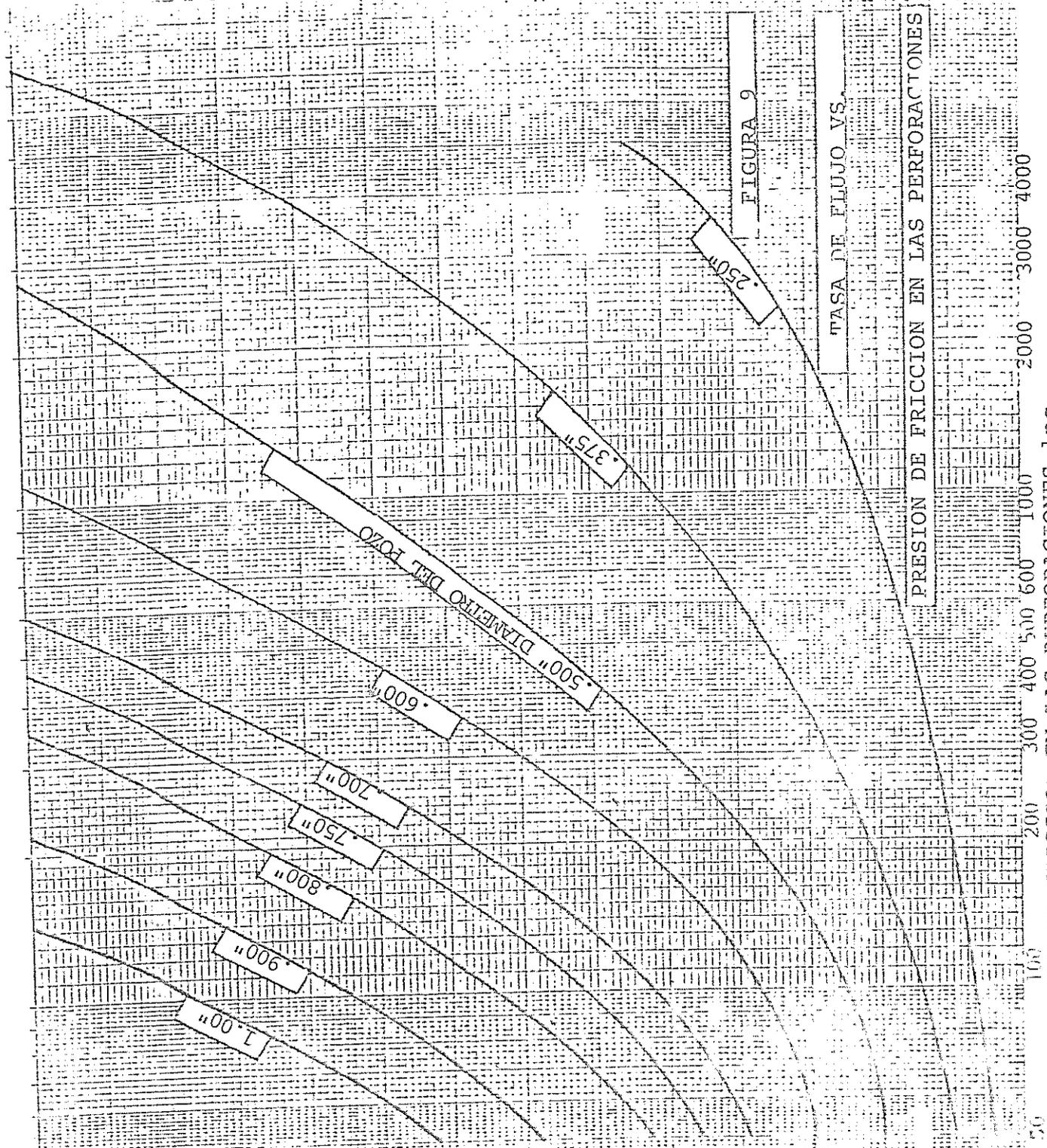


FIGURA 9

TASA DE FLUJO VS.

PRESION DE FRICCION EN LAS PERFORACIONES

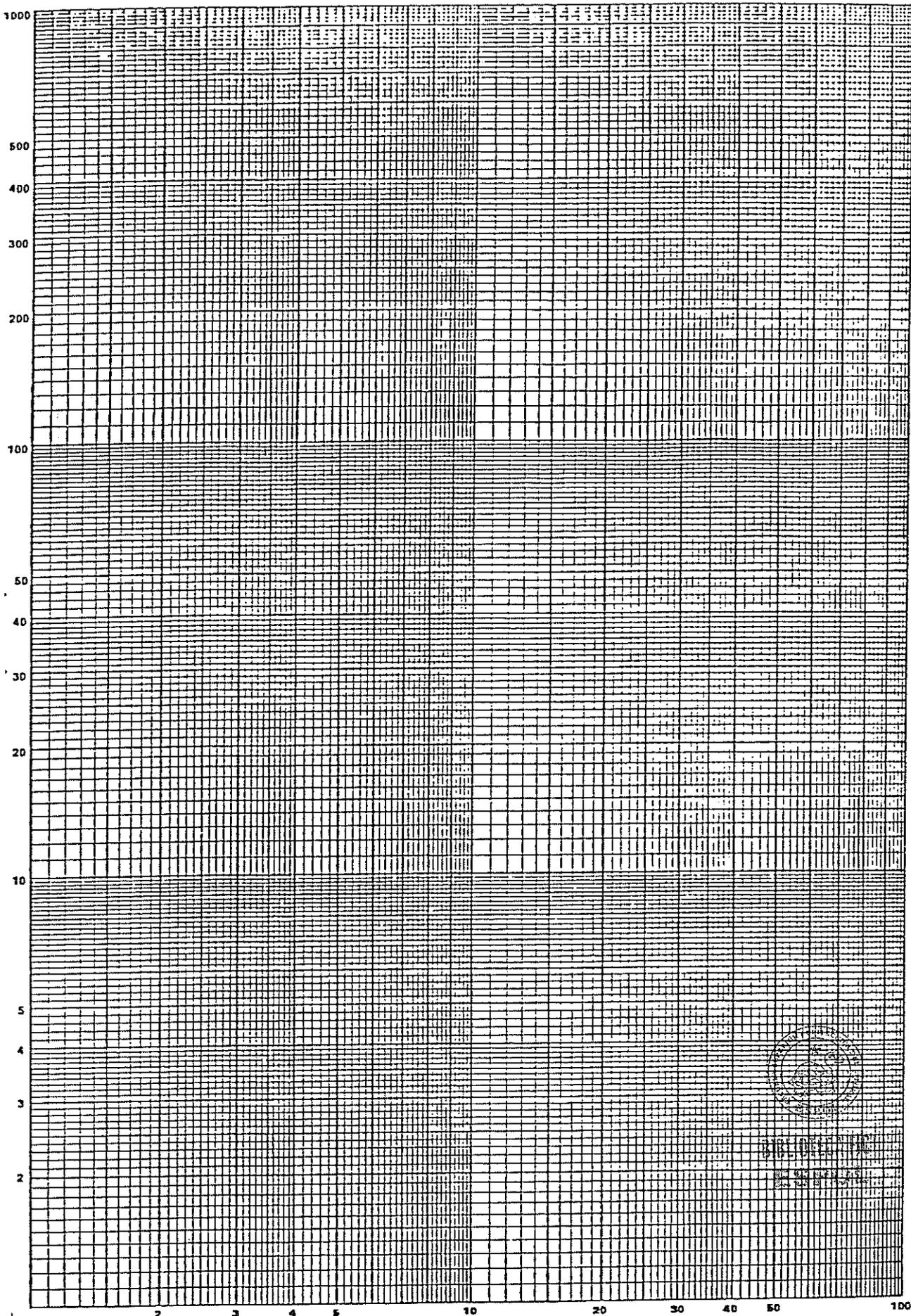
50 100 200 300 400 500 600 1000 2000 3000 4000

PRESION DE FRICCION EN LAS PERFORACIONES-lpc.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

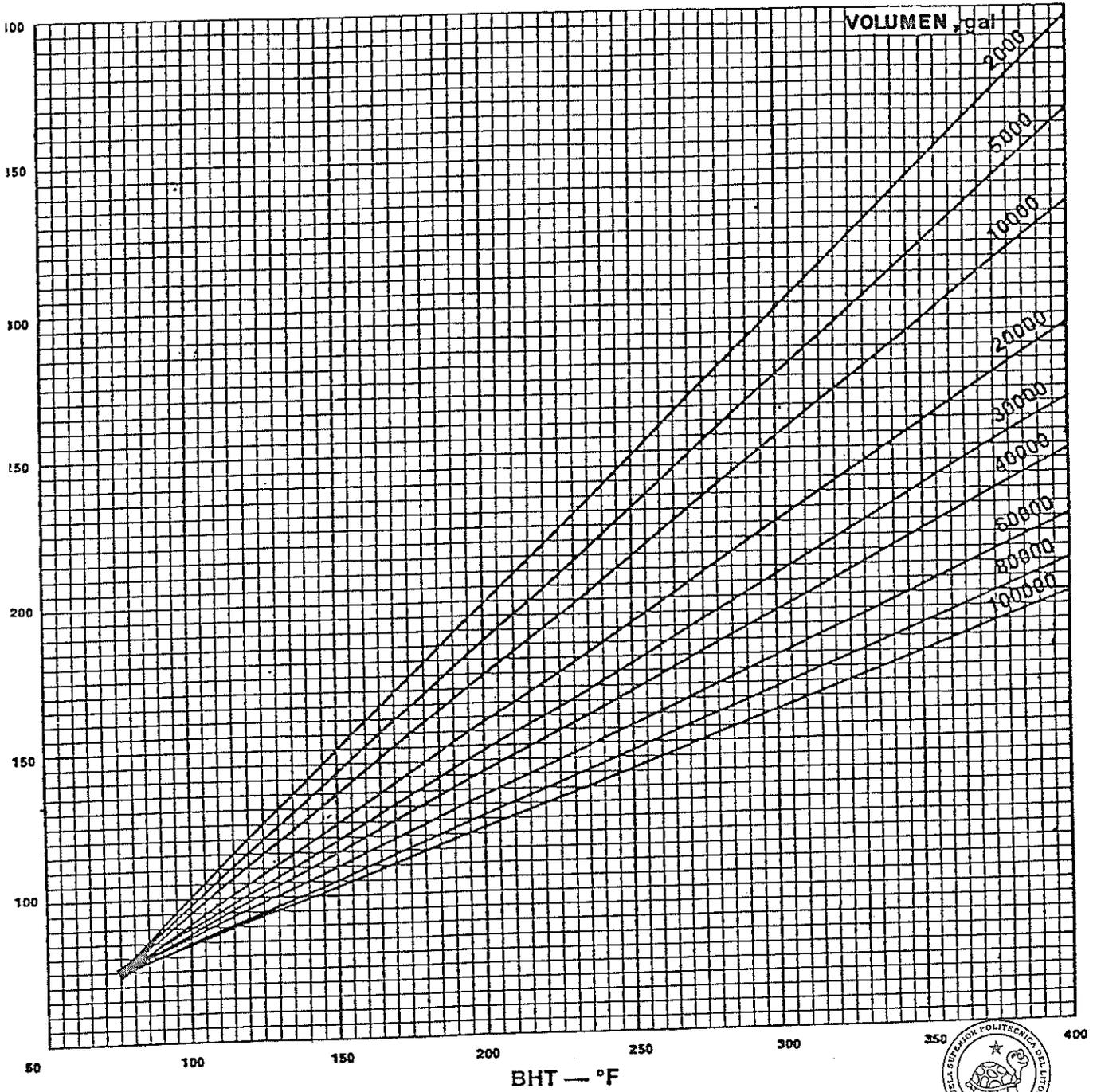
PERDIDA DE PRESION POR FRICCION (Pf) vs TASA DE FLUJO (Q)



Q — bbl/min

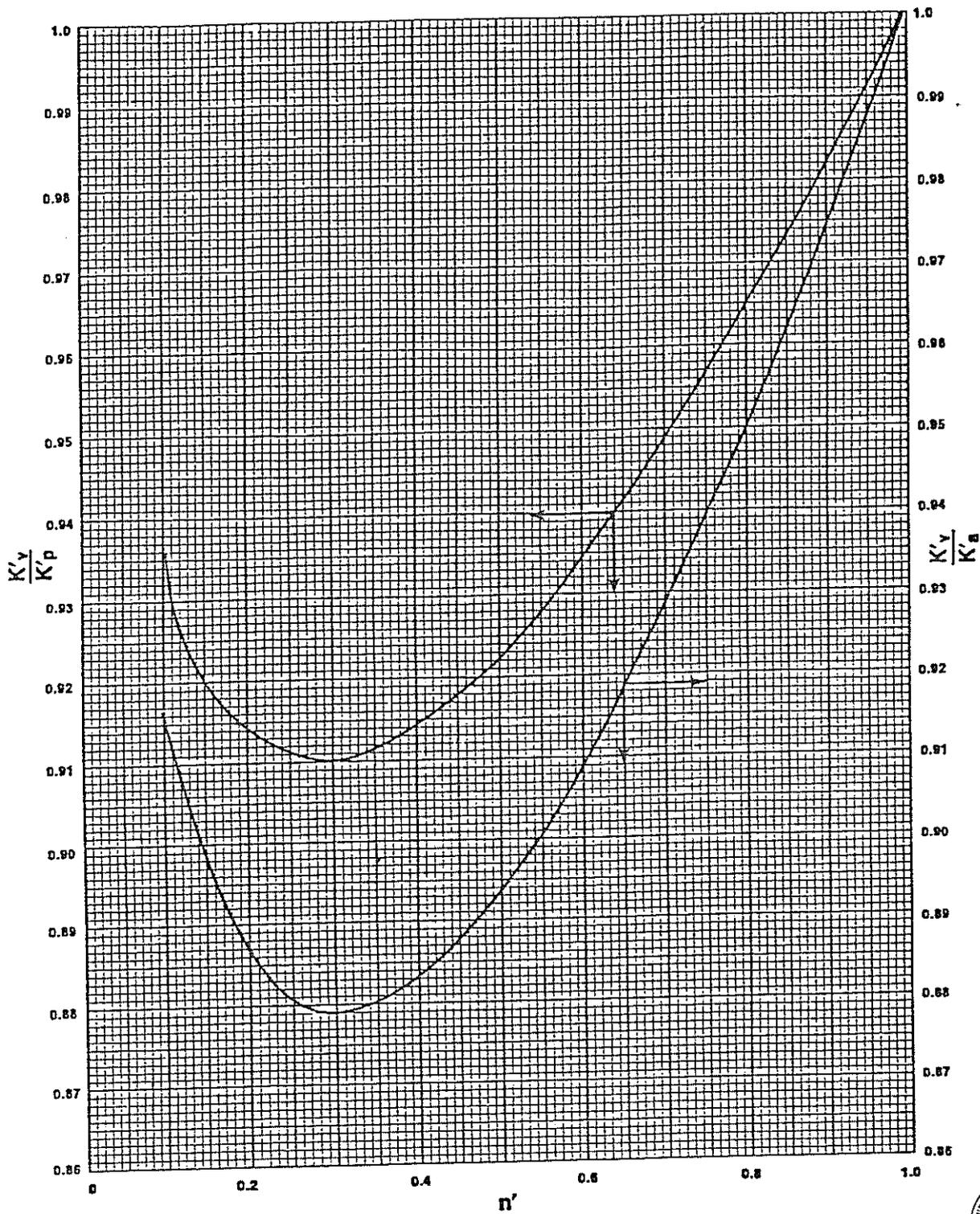
Figura 11

TEMPERATURA EN FRACTURA
vs
TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO
(Temperatura del fluido en superficie 75° F
y Tasa de 1 a 40 bbl/min)



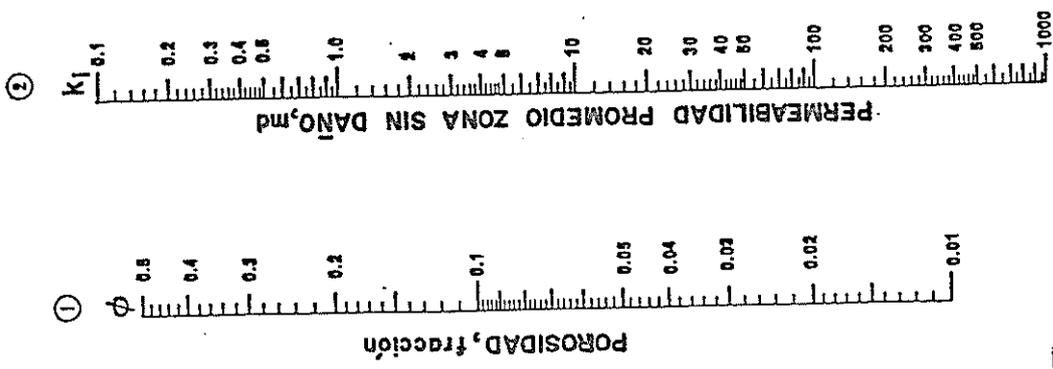
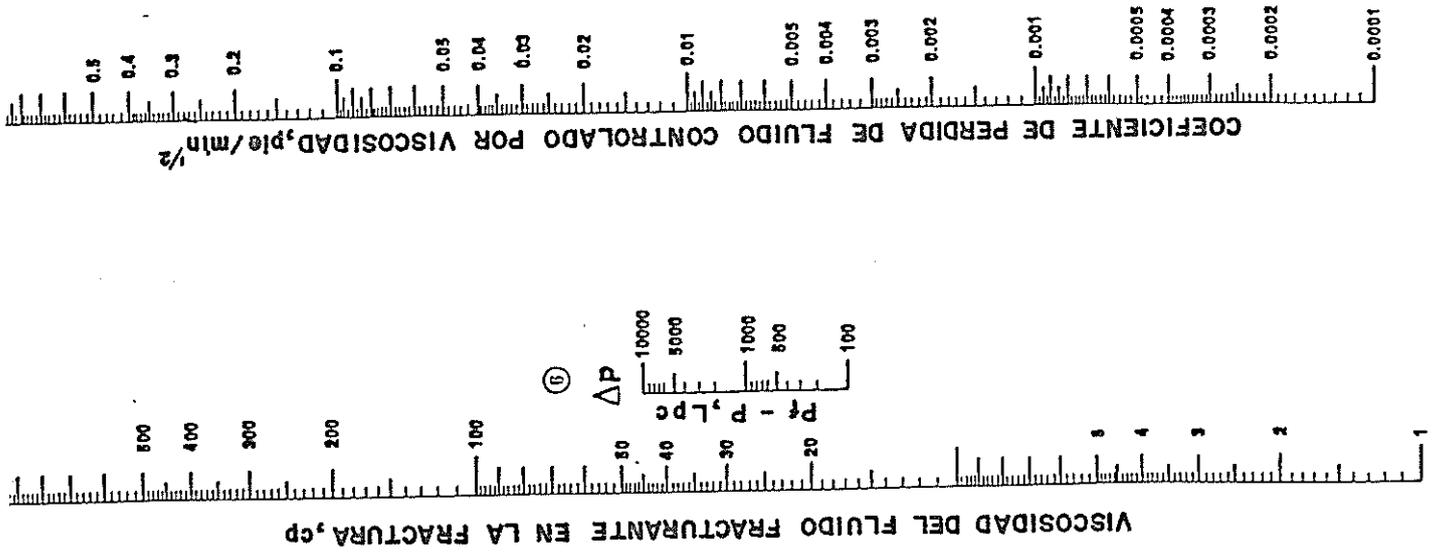
BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CORRELACION ENTRE INDICES DE CONSISTENCIA
(VISCOSIMETRO FANN , TUBERIA Y FRACTURA)



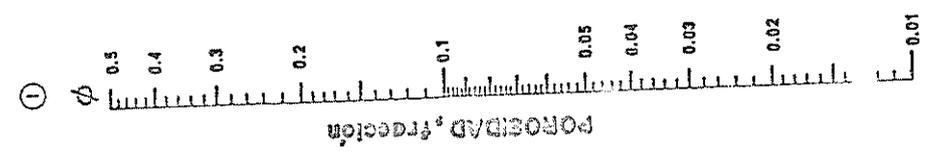
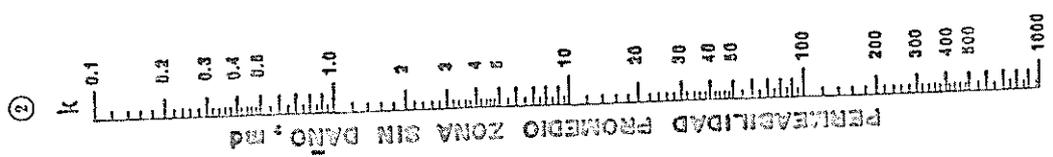
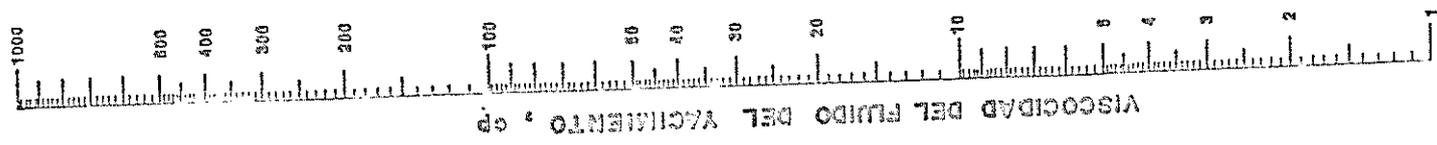
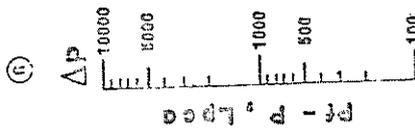
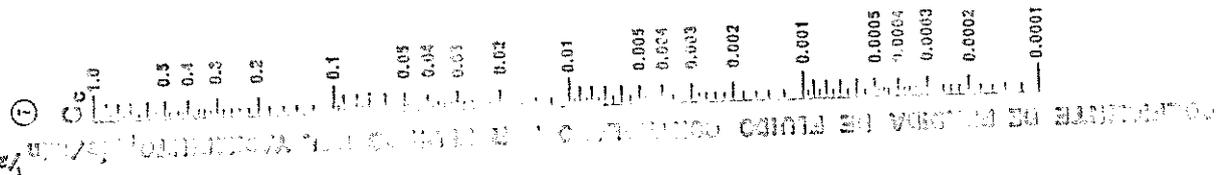
BIBLIOTECA FIG.
ESPOL

NOMOGRAMA PARA LA DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO - CONTROLADA POR VISCOSIDAD (Cv)



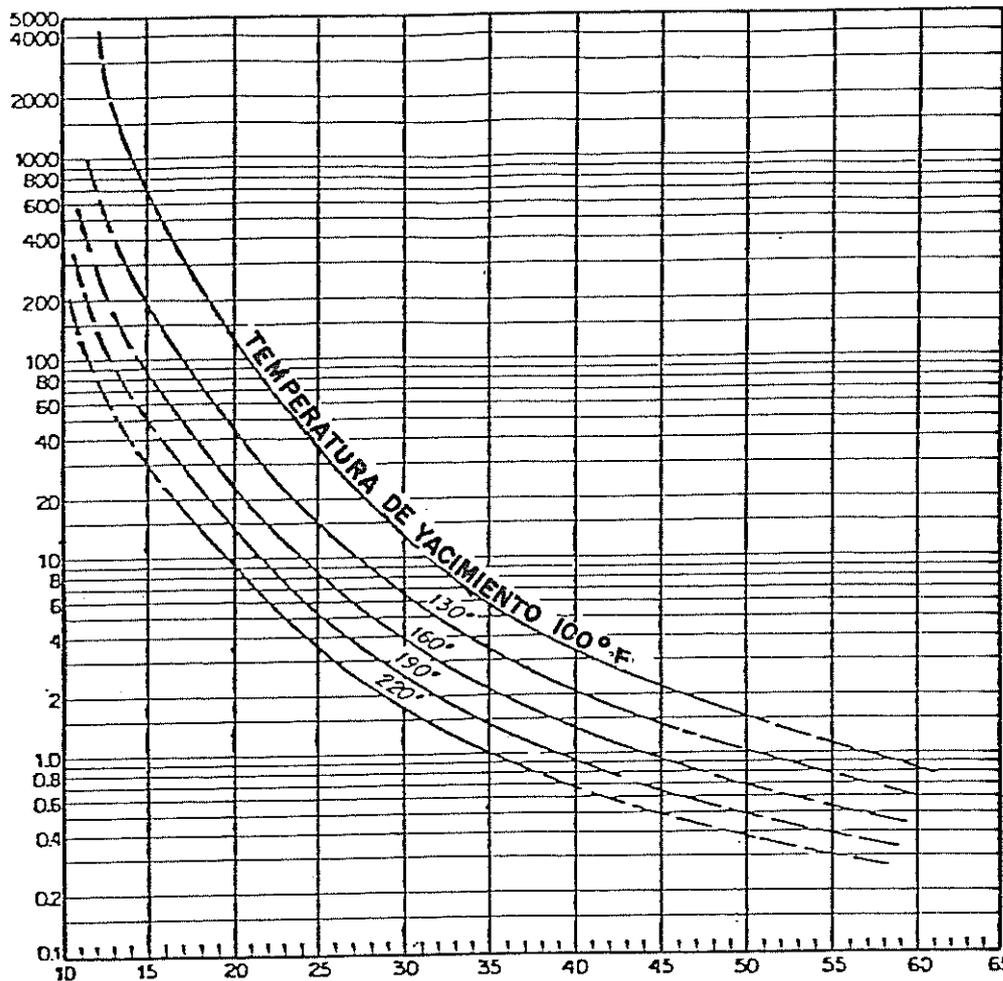
BIBLIOTECA FIC
ESPOL

ESCALERA PARA LA DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE PERDIDA DE FUNDOS
CORRELATIVO POR EL VALOR DEL YACIMIENTO (C)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

VISCOSIDAD ABSOLUTA DE PETROLEO CRUDO LIBRE DE GAS, CENTIPOISE



GRAVEDAD DEL PETROLEO °API A 60°F Y PRESION ATMOSFERICA.

FIGURA 15

VISCOSIDAD DE PETROLEOS LIBRES DE GAS

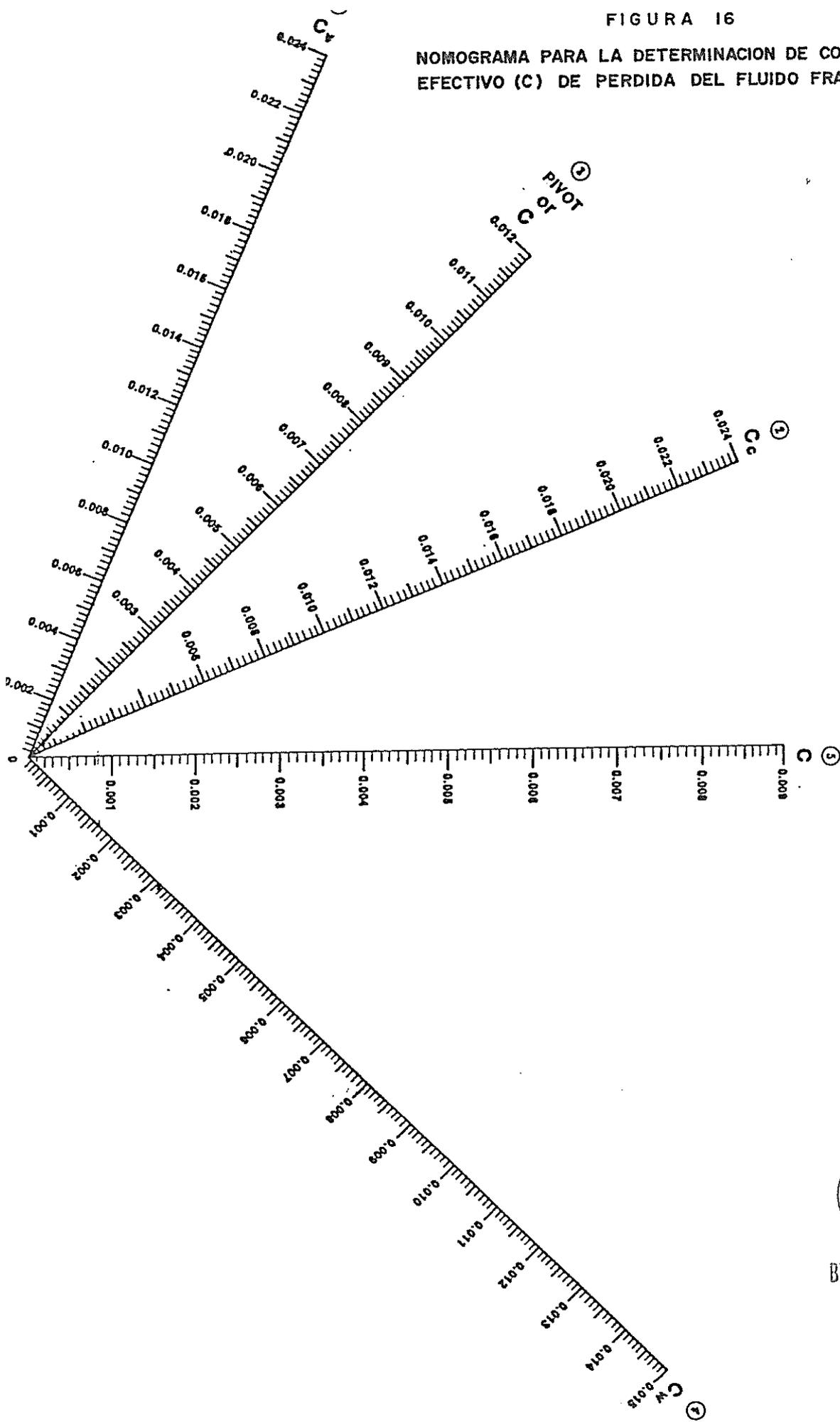
VS.

GRAVEDAD API DE PETROLEOS A 60°F Y P.ATM.



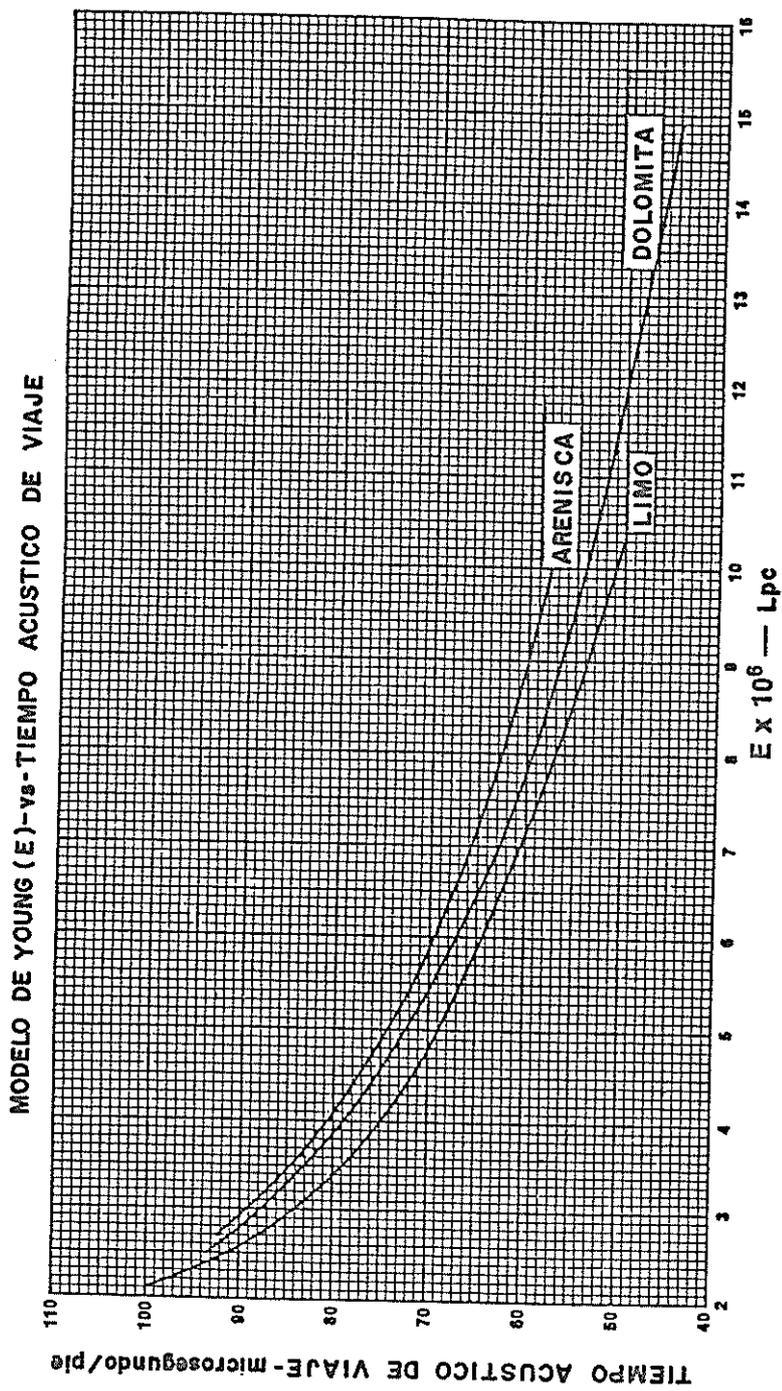
BIBLIOTECA FIC I
ESPOL

NOMOGRAMA PARA LA DETERMINACION DE COEFICIENTE EFECTIVO (C) DE PERDIDA DEL FLUIDO FRACTURANTE



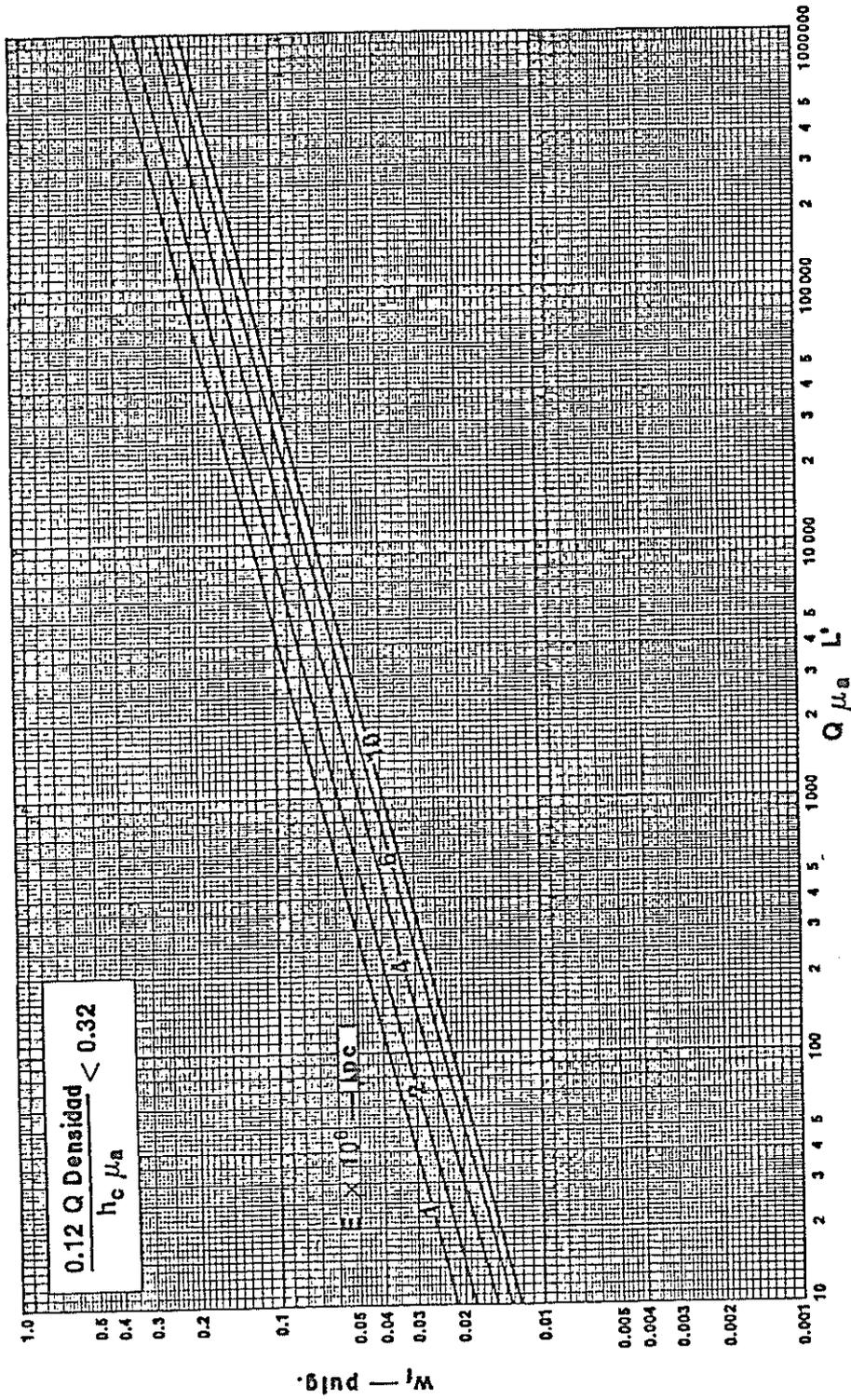
BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 17



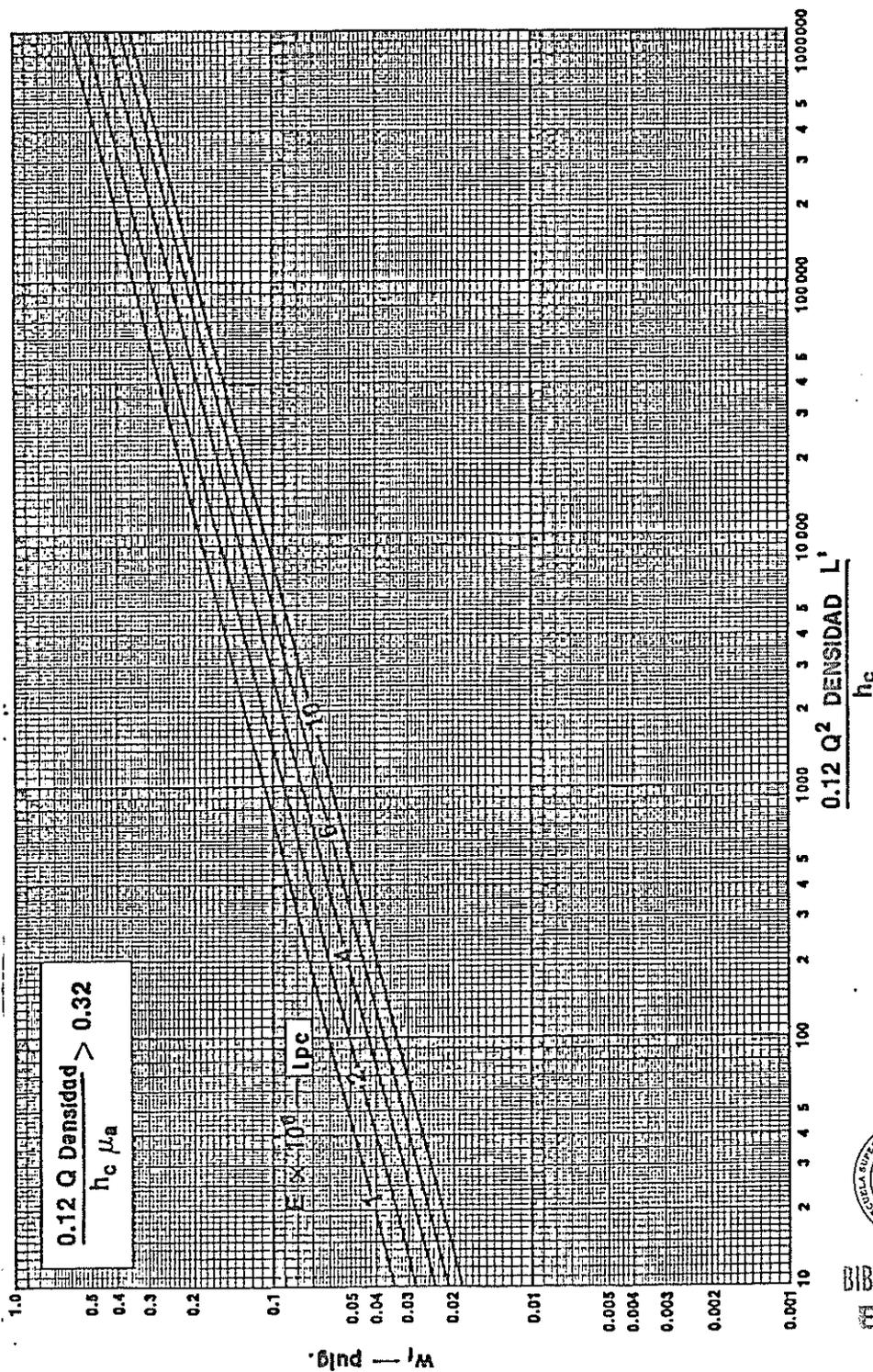
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIGURA 18
 ESPESOR DE FRACTURA (wf) PARA FLUJO LAMINAR



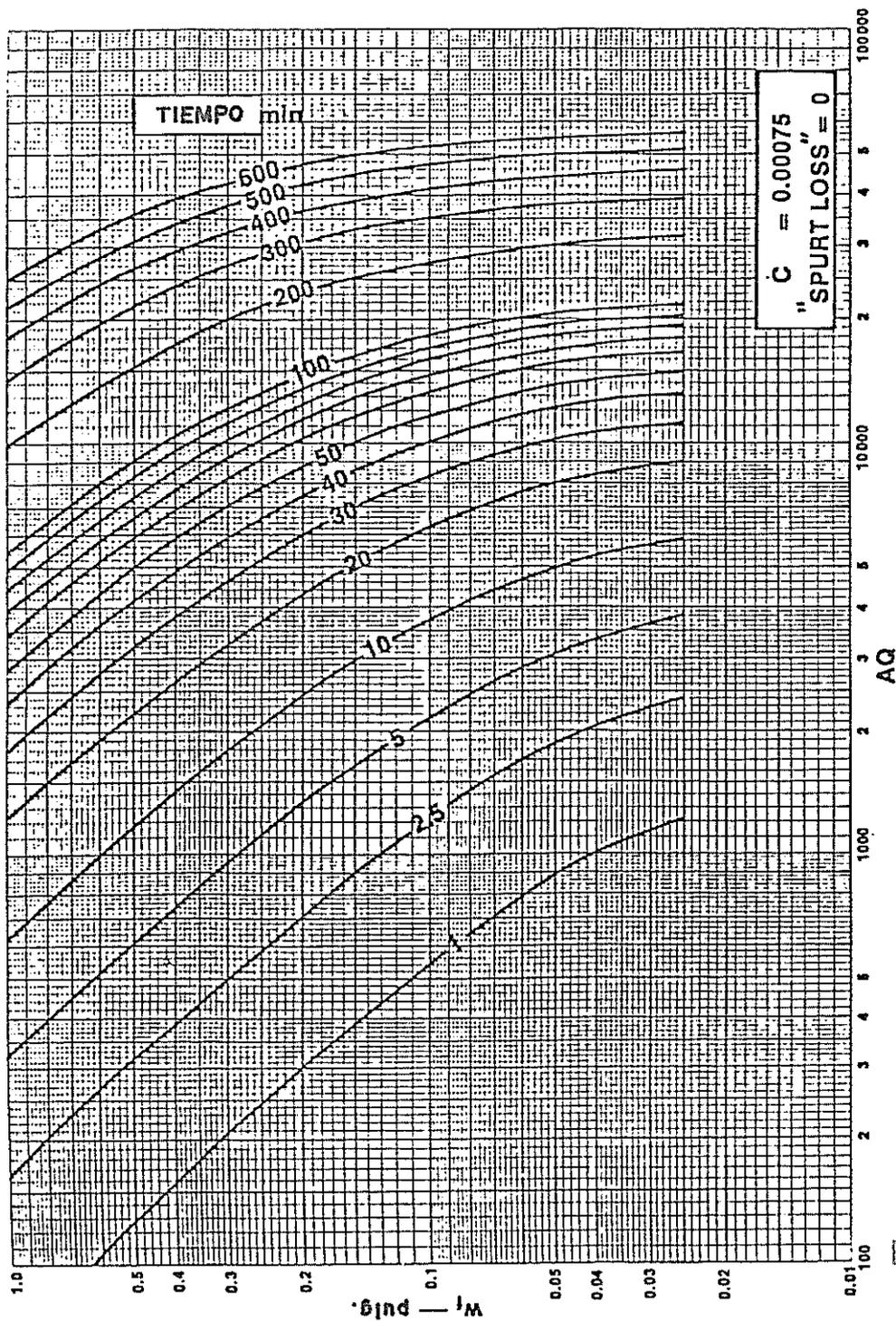
BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

FIGURA 19
 ESPESOR DE FRACTURA (w_f) PARA FLUJO TURBULENTO



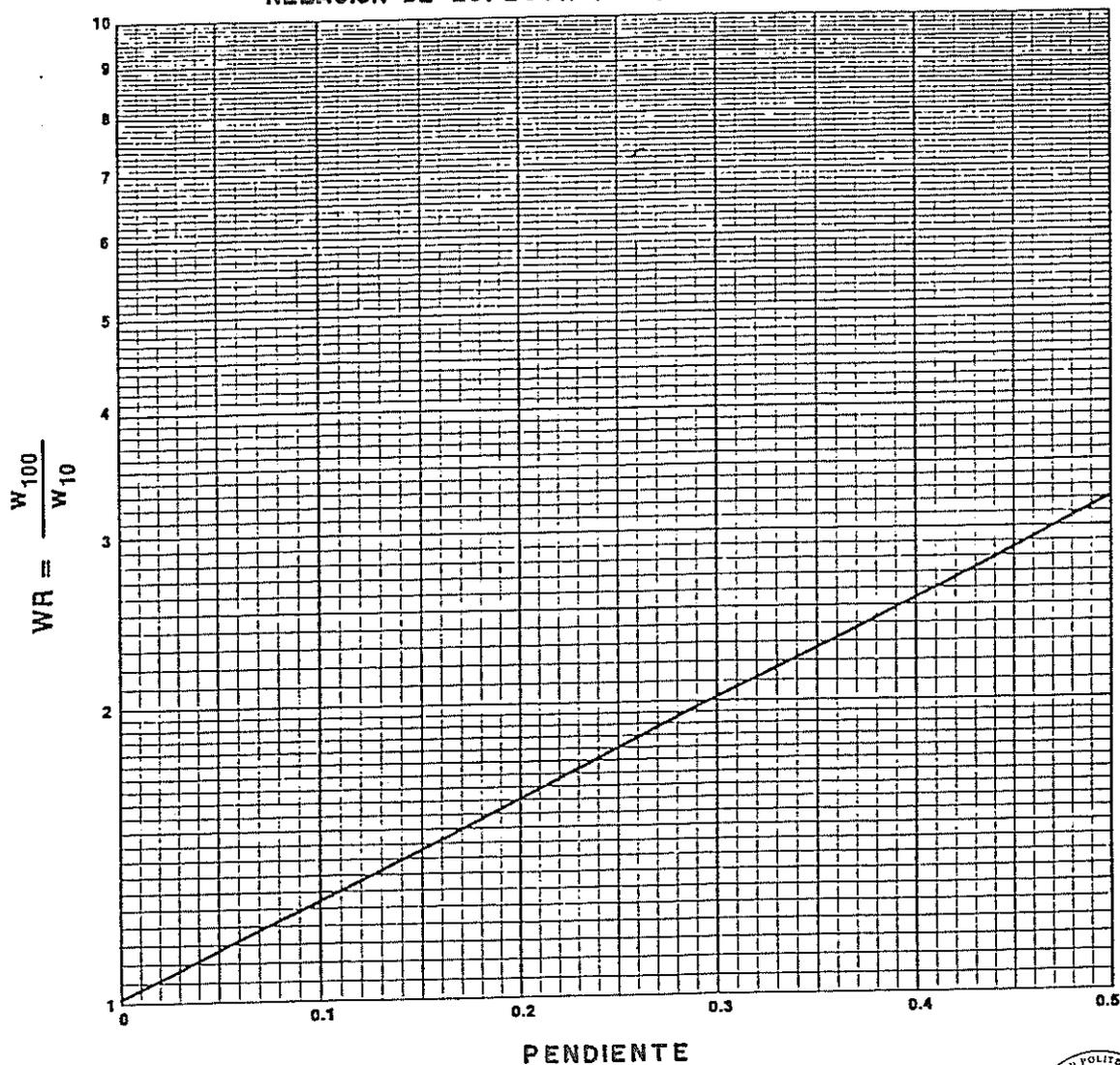
BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

FIGURA 20
ESPESOR DE LA FRACTURA (Wf) - vs - AQ



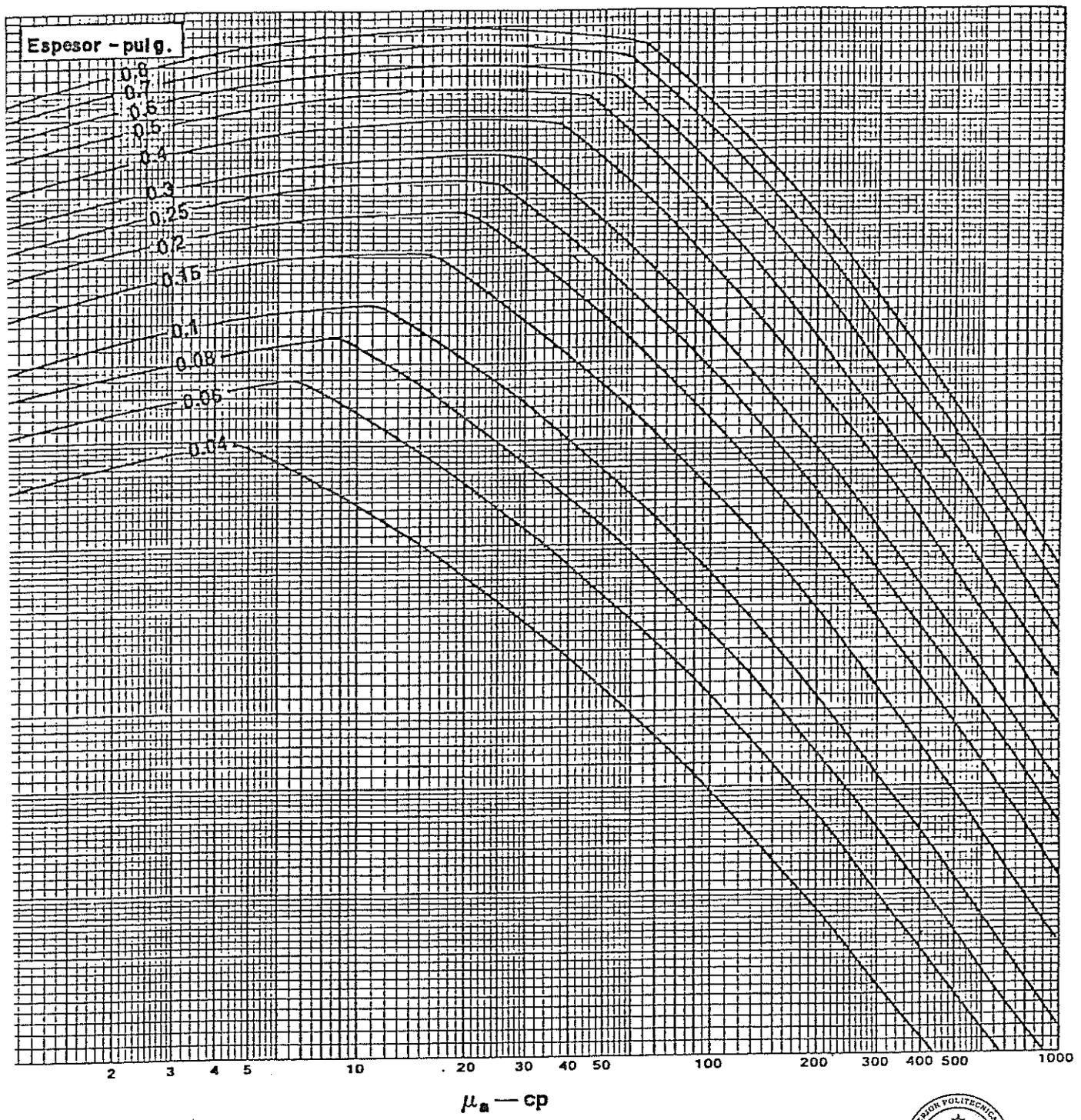
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIGURA 21
RELACION DE ESPESOR (WR) - vs - PENDIENTE



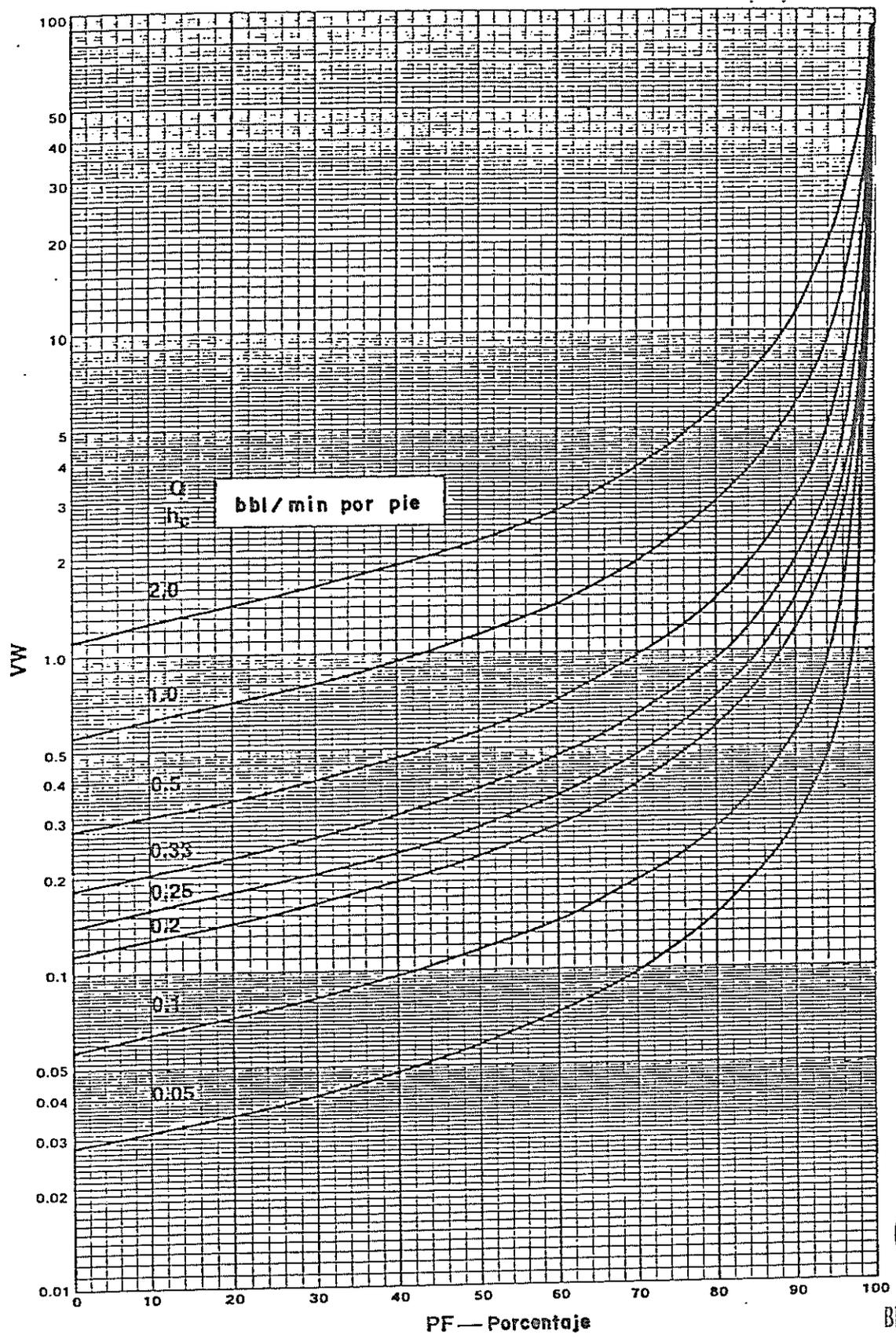
BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 22
RELACION ENTRE ESPESOR DE LA FRACTURA - VELOCIDAD DE EQUILIBRIO (v w) vs.
VISCOSIDAD APARENTE EN LA FRACTURA (μ_a)
(TAMAÑO AGENTE 10-20 MESH)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 23

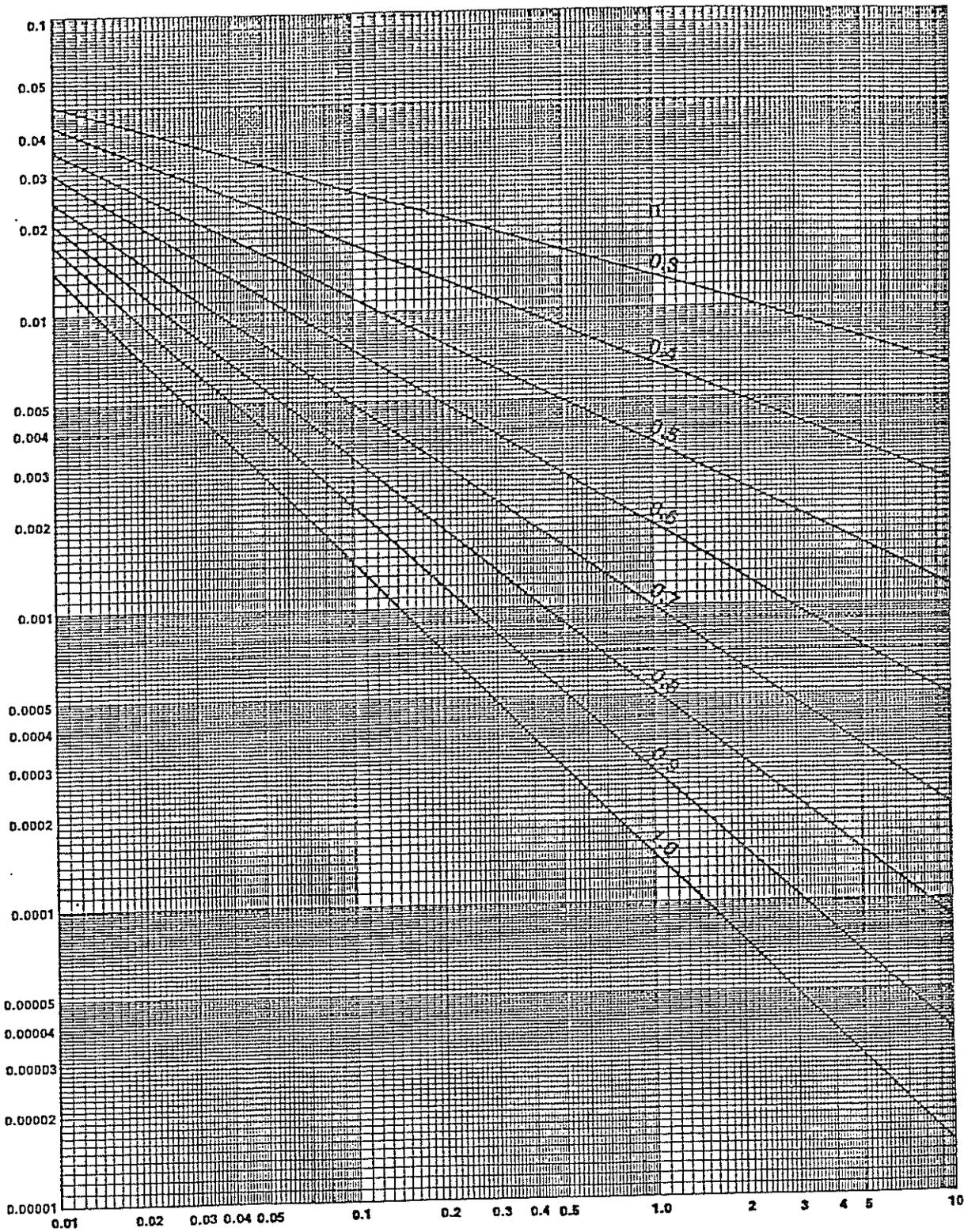


RELACION ESPESOR DE FRACTURA - VELOCIDAD DE EQUILIBRIO (VW)
vs
PORCENTAJE DE FRACTURA APUNTALADO EN EQUILIBRIO (PF)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 24



V_s — Pie/seg.

VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO (V_s)

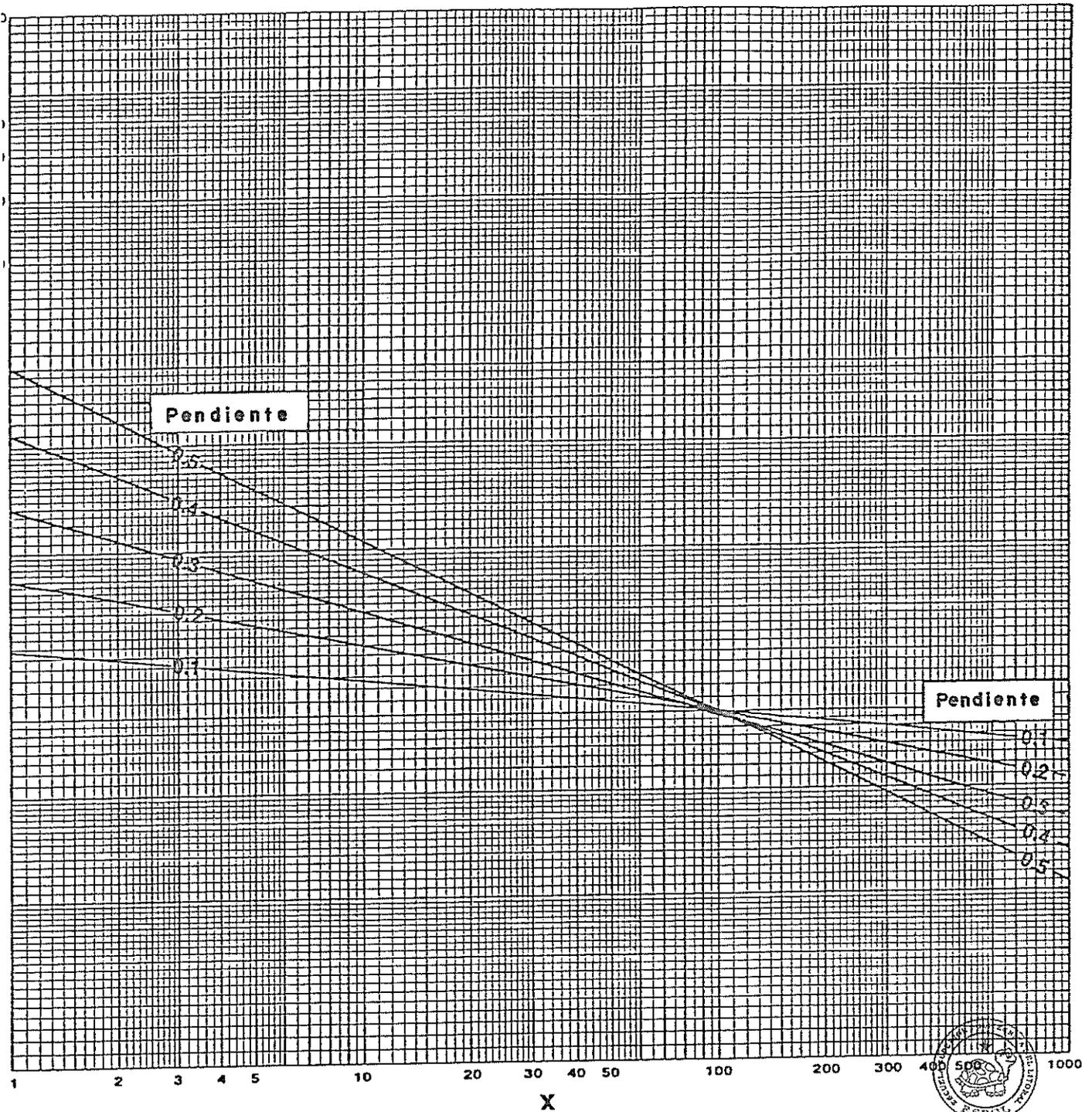
INDICE DE CONSISTENCIA (K') COMO FUNCION DEL INDICE
DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO (n')

(TAMANO AGENTE 10-20 MESH)

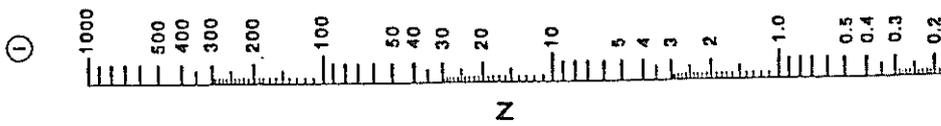
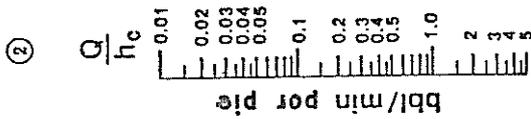
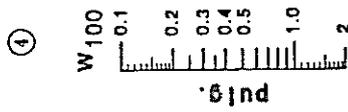
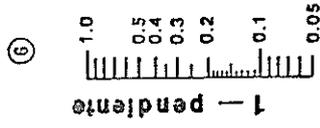
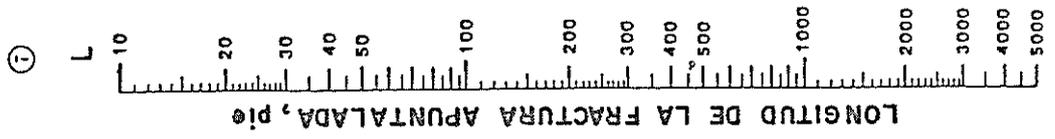


BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

FIGURA 25
SOLUCION GRAFICA DE Y



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

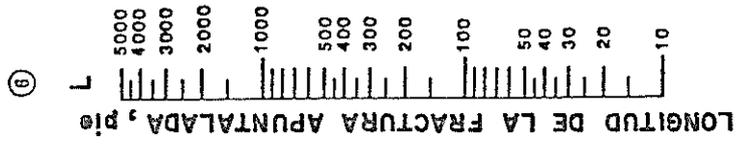
NOMOGRAMA PARA DETERMINAR LA LONGITUD DE LA FRACTURA APUNTALADA (L)

PIVOT

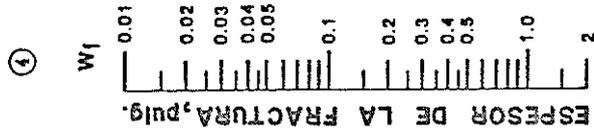
PIVOT

FIGURA 27

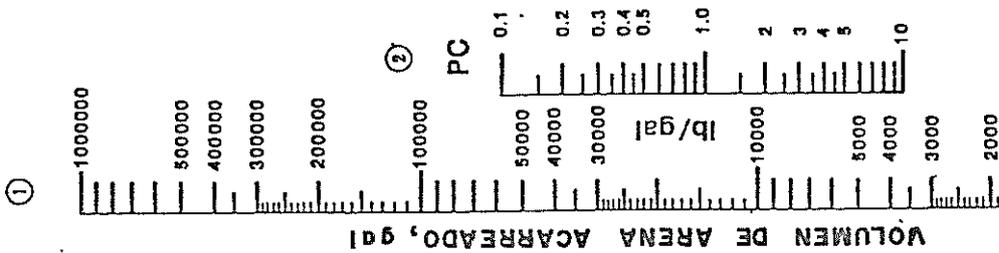
NOMOGRAMA PARA LA DETERMINACION DE LA ALTURA DE LA FRACTURA APUNTALADA (h_f)



PIVOT

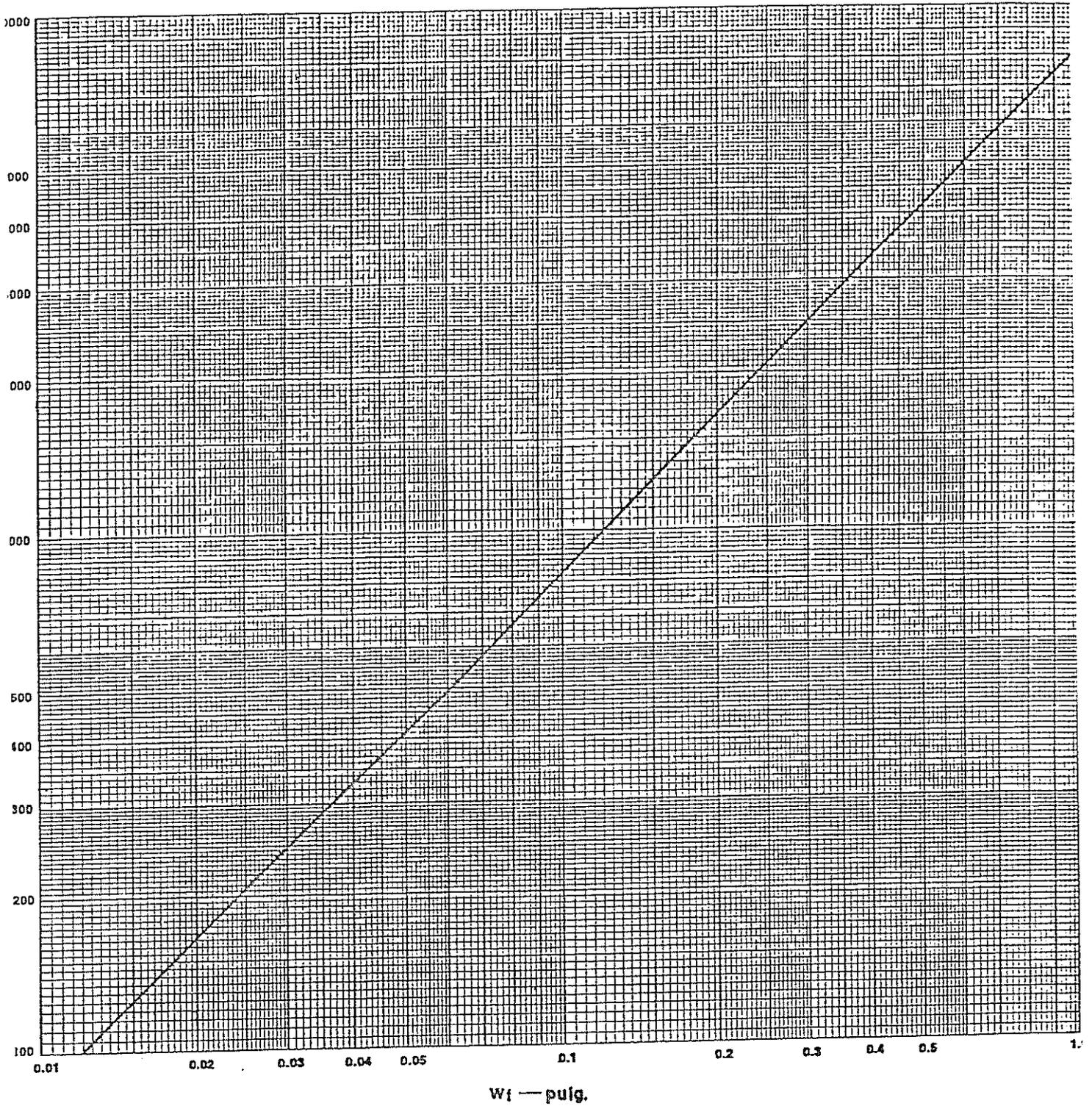


PIVOT



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 28

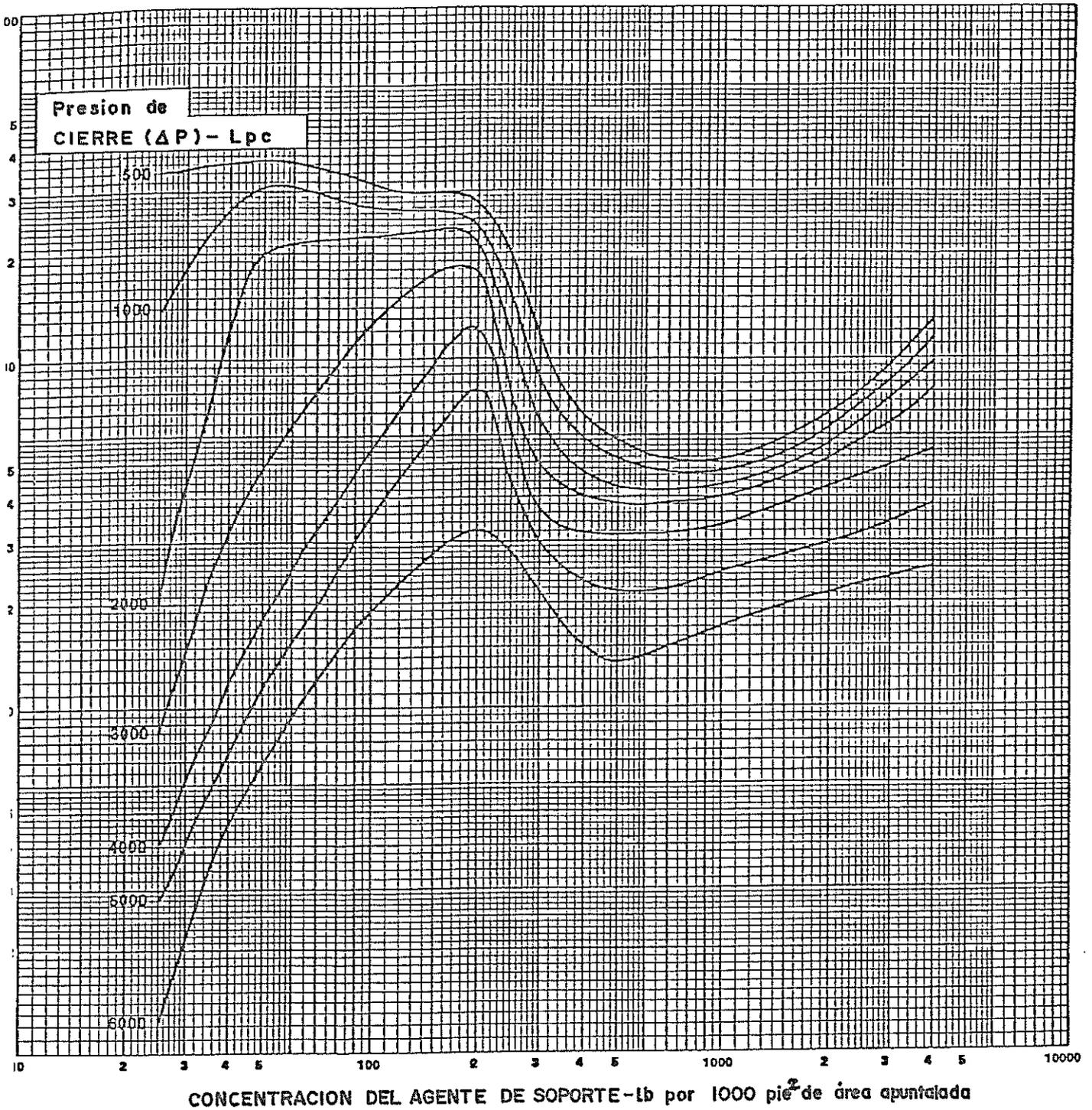


CONCENTRACION DEL AGENTE DE SOPORTE EN LA FRACTURA
 vs
 ESPESOR DE LA FRACTURA (w_f)



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

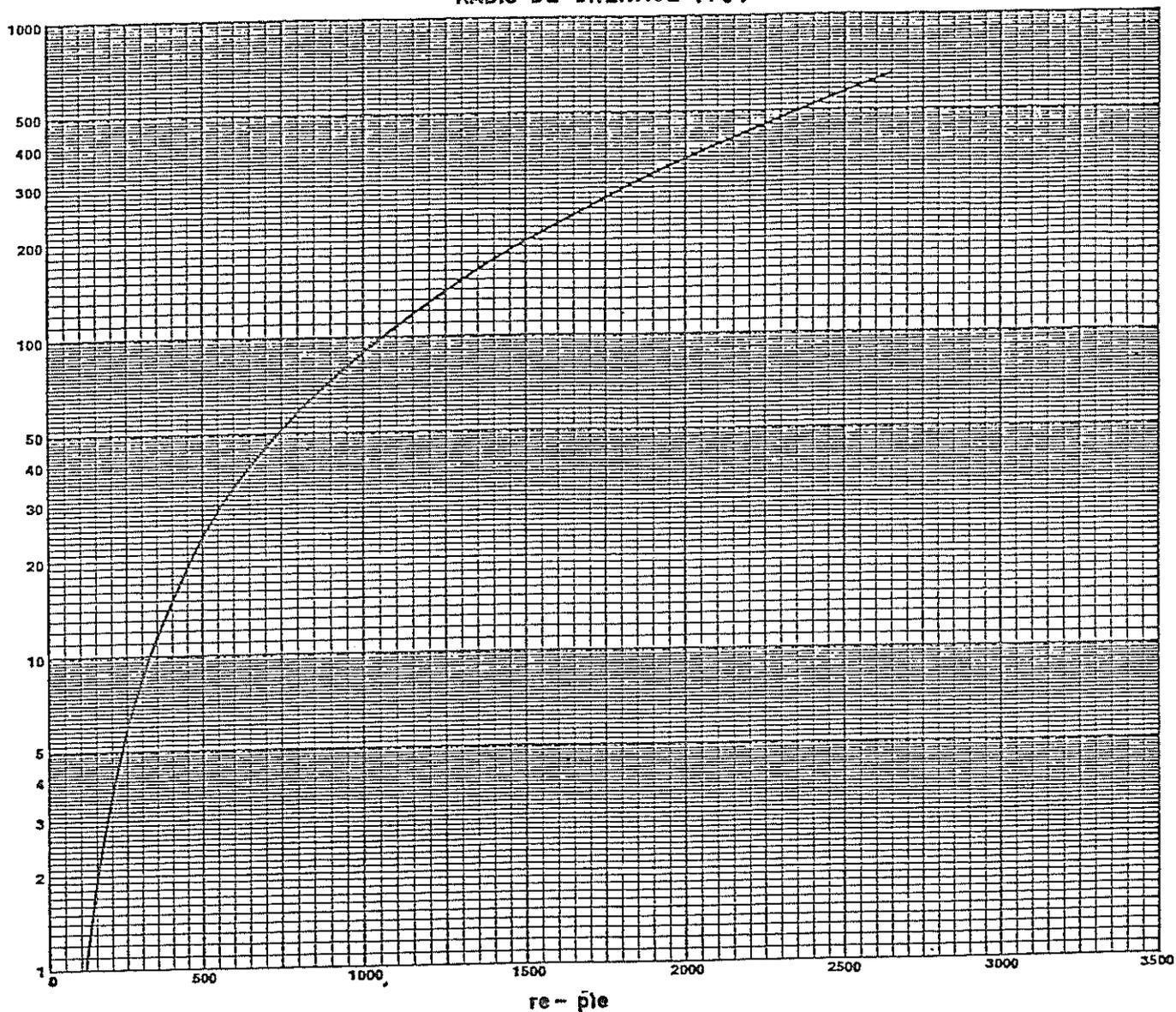
CAPACIDAD DE FLUJO DE LA FRACTURA (FC)
vs
CONCENTRACION DEL SOPORTE EN LA FRACTURA
(TAMAÑO ARENA 10-20 MESH)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 30

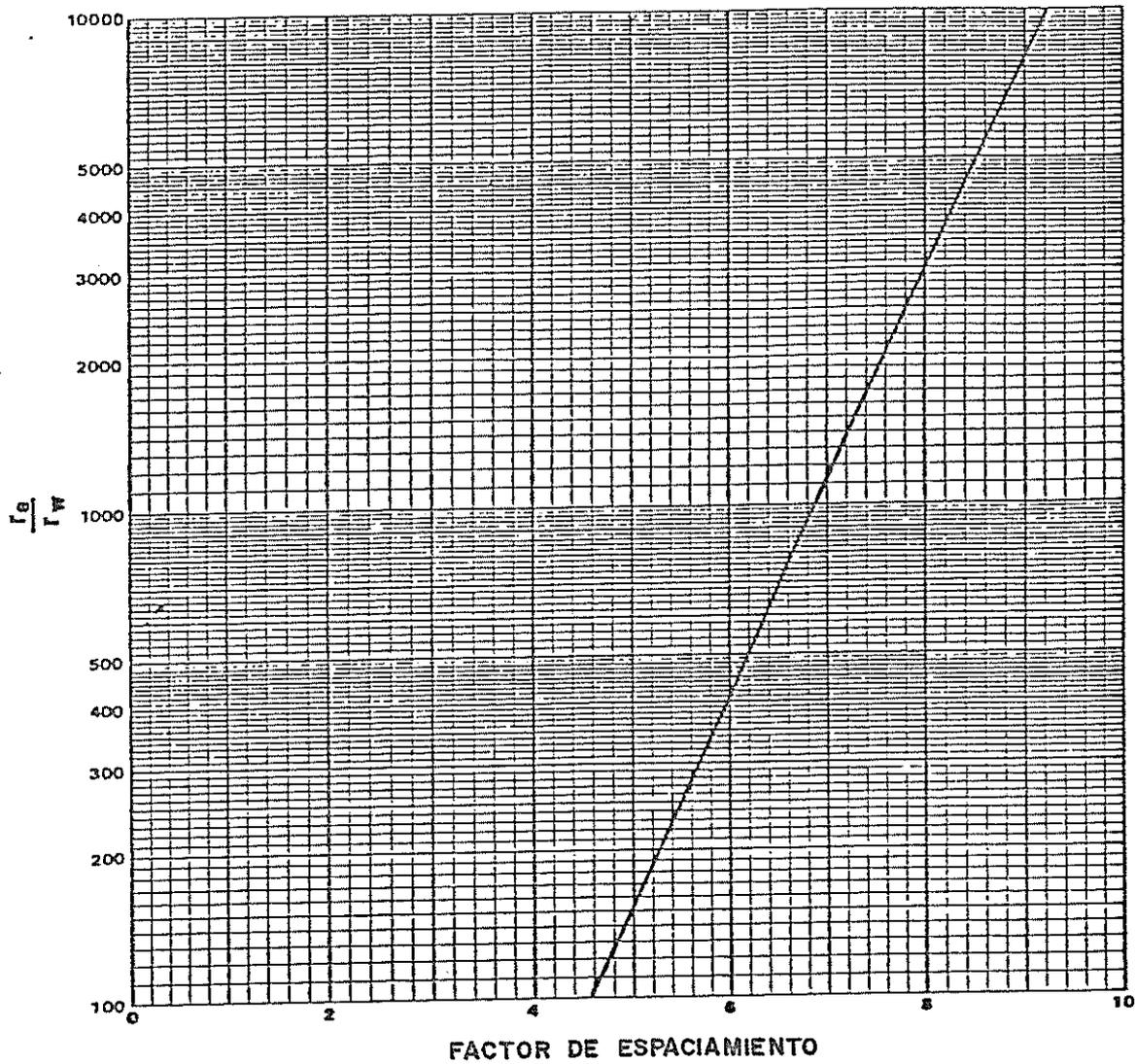
ESPACIAMIENTO DE POZOS (S)
vs
RADIO DE DRENAJE (re)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 31

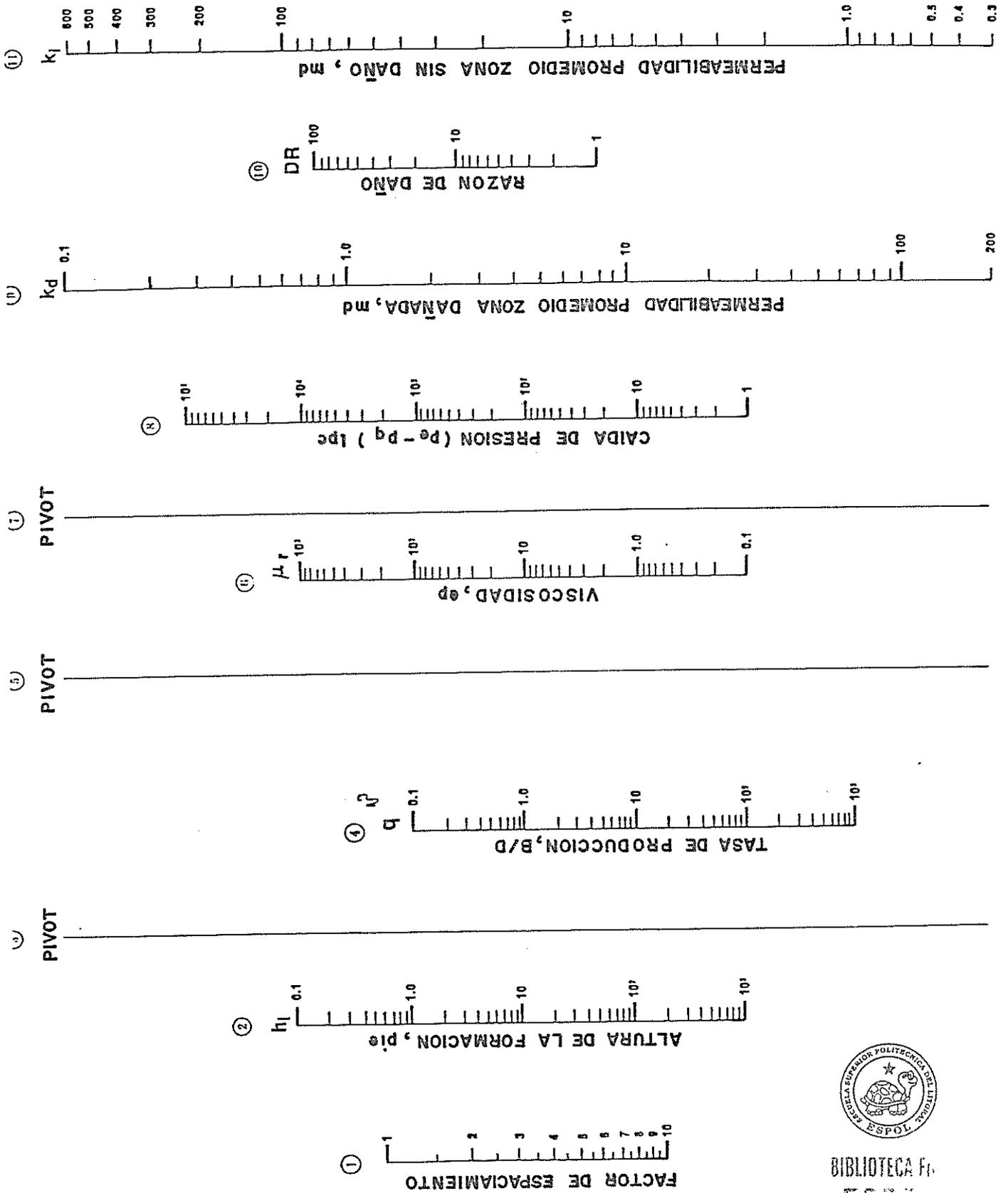
RAZON RADIO DE DRENAJE A RADIO DEL POZO ($\frac{r_e}{r_w}$)
 vs
 FACTOR DE ESPACIAMIENTO



BIBLIOTECA
 ESPO

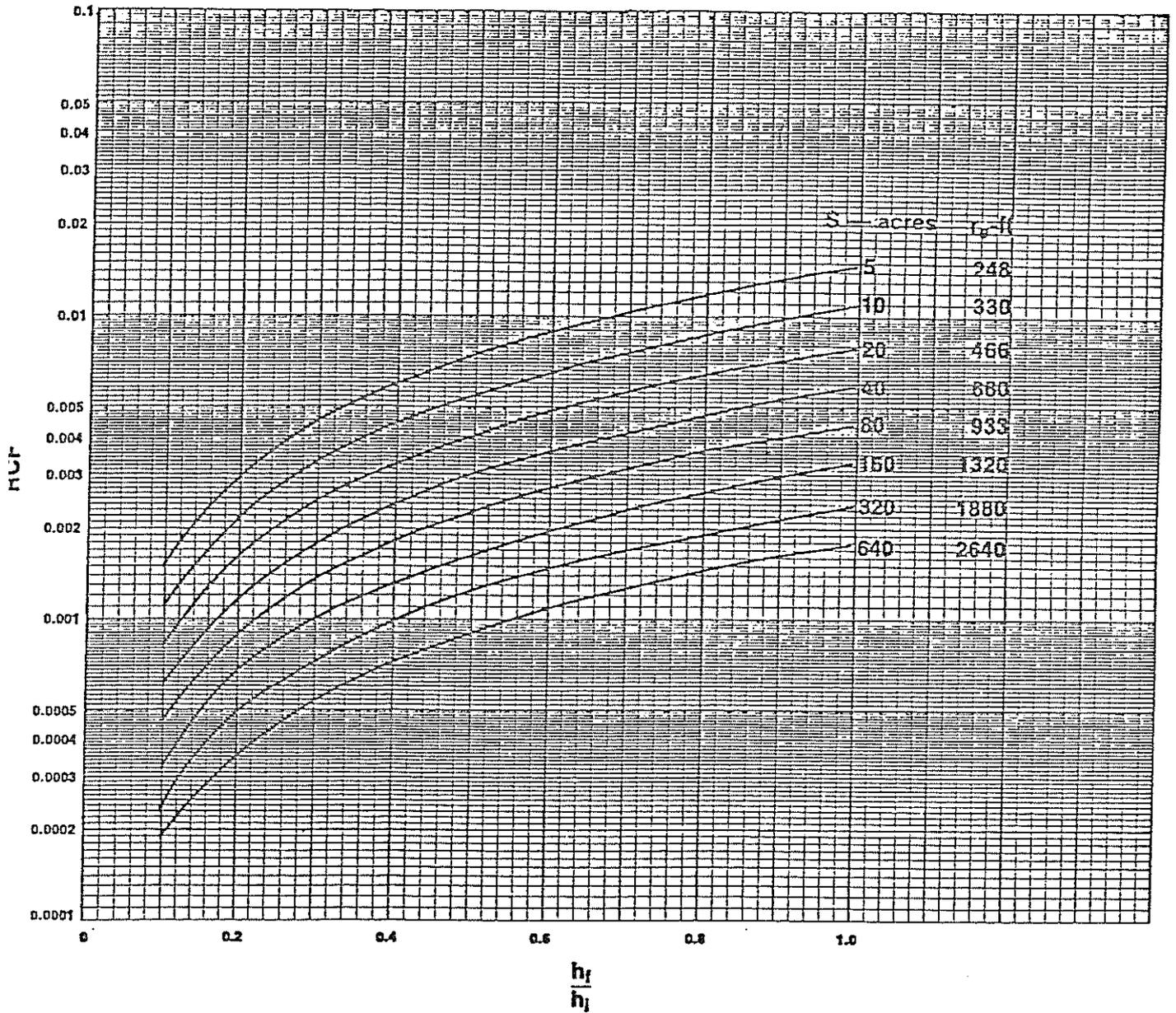
FIGURA 32

NOMOGRAMA PARA DETERMINACION DE LA RELACION DE DAÑO (DR) O LA PERMEABILIDAD DE ZONA DANADA. (k_d); BASADA EN FLUJO RADIAL DE LIQUIDO



BIBLIOTECA F...

FIGURA 33



FACTOR DE CAPACIDAD RELATIVA (RCF)

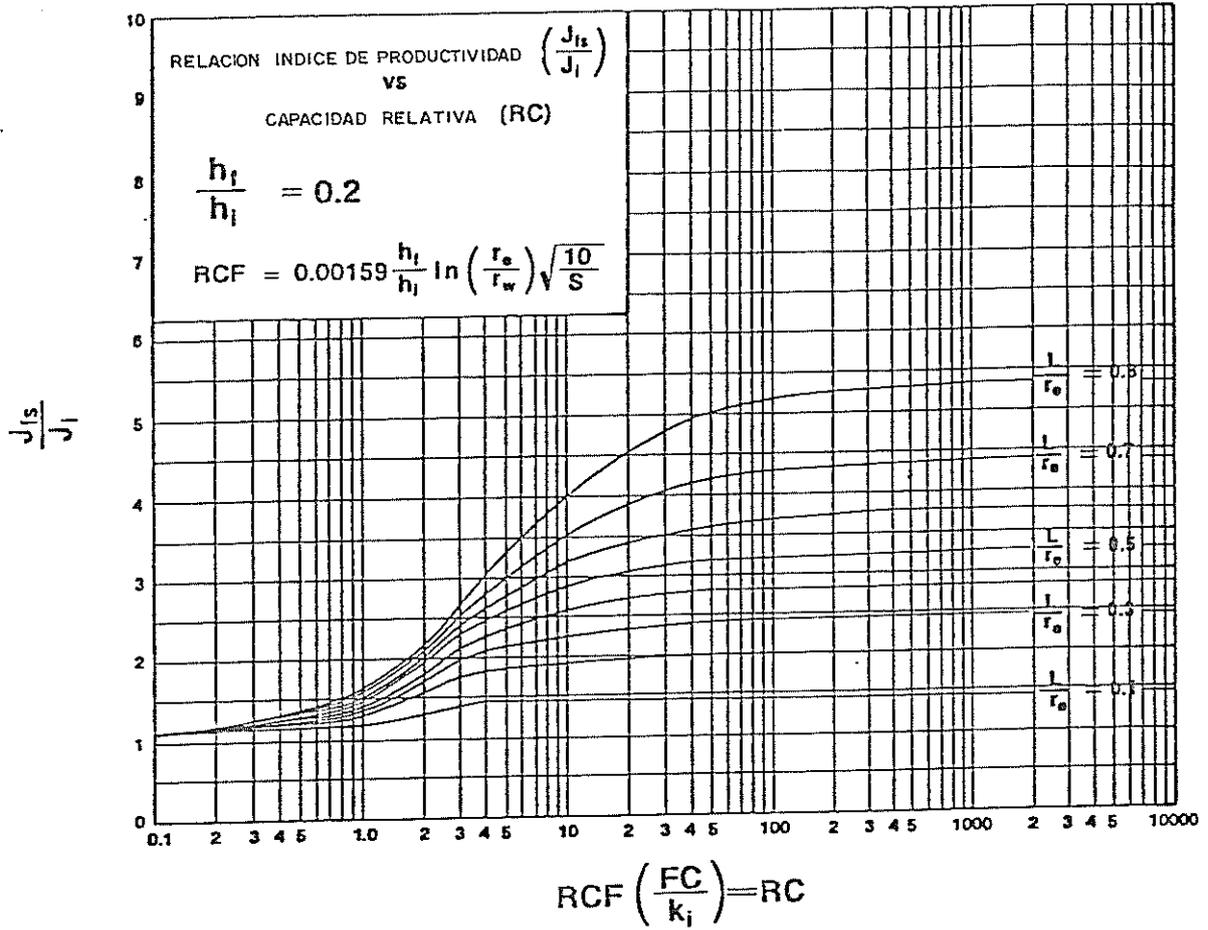
vs

ALTURA ADIMENSIONAL ($\frac{h_f}{h_i}$) PARA VARIOS ESPACIAMIENTOS DE POZOS (S)



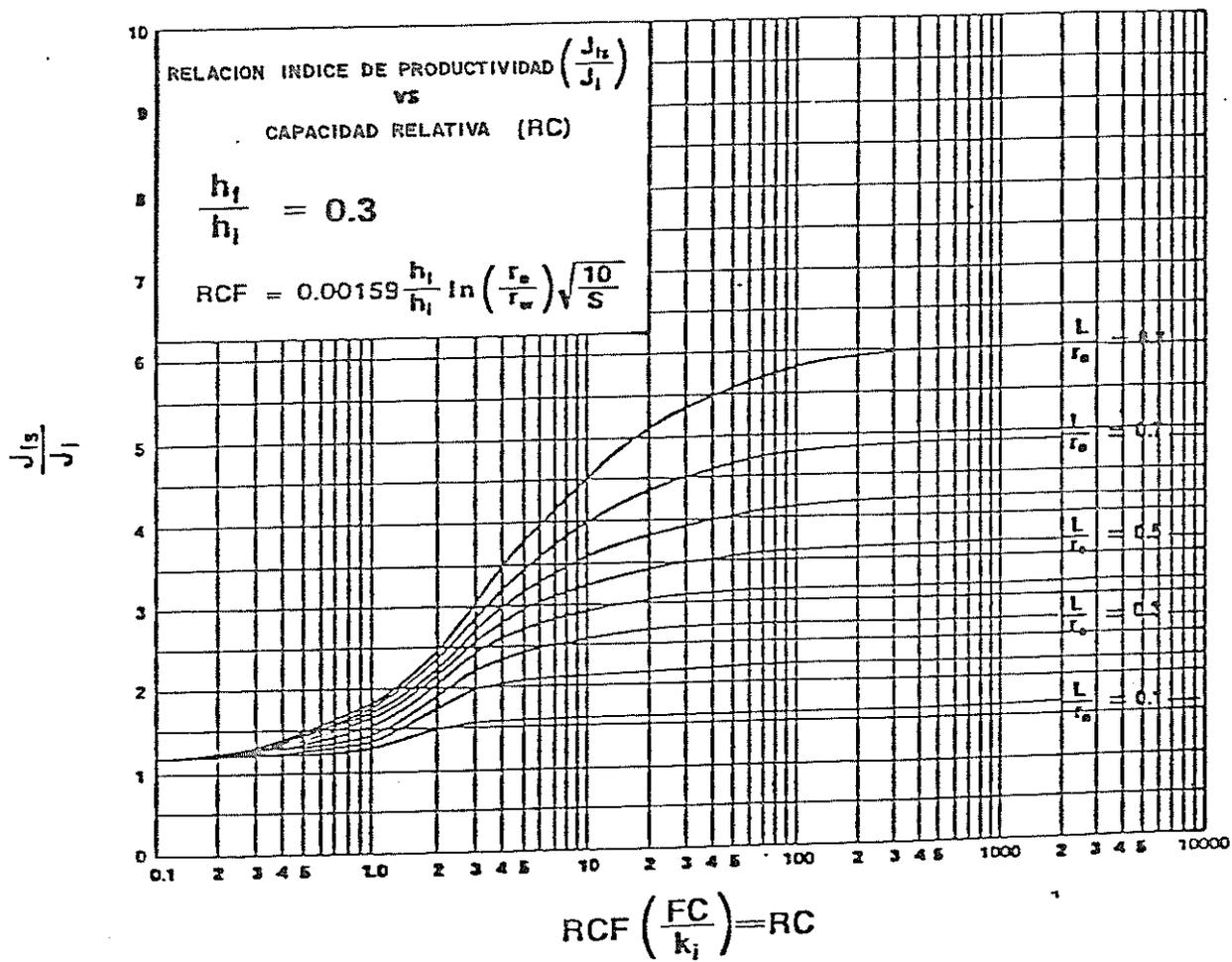
BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

FIGURA 34



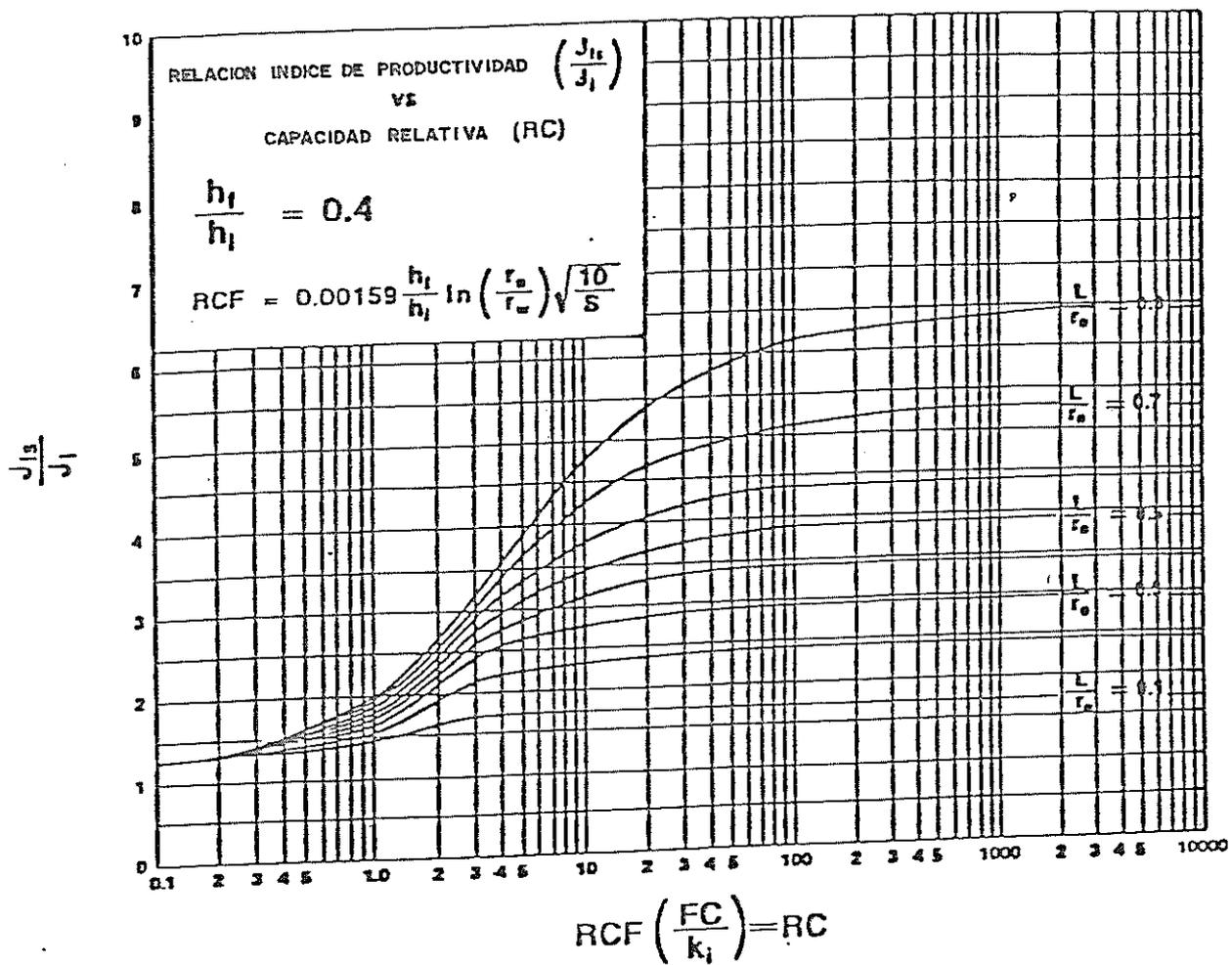
BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

FIGURA 35



BIBLIOTECA FIC
 ESPORA

FIGURA 36



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

BIBLIOGRAFIA

1. AGUILERA R. "Vacimientos Naturalmente fracturados", Publicaciones en Petróleo Internacional, Pág. 1-15. Diciembre 1981.
2. BIOT M.A. "Theory of Elasticity and Consolidation for a Porous anisotropic solid", Journal Applied Physics, Vol. 26, N° 2, Febrero 1955.
3. BYRON JACKSON. "Guía B.J. de Fracturación". Capítulo I, IV, Pág. 1.1, 4.3. Venezuela, 1978.
4. BJ-HUGHES INC. "Applied Engineered Stimulation: Acidizing, Fracturing, Solvents", Vol. II. Pág. 107-173-195, Houston 1972.
5. BROADDUS, G.C. "Preflush concepts in fracture acidizing", Presented at the Southwestern Petroleum short Course, Texas Tech U., Lubbock, April 17-18, 1975.
6. CLARK J.B., "A Hydraulic process for increasing the productivity of Wells", Transacciones A.I.M.E. Vol. 186, pág. 1-8 1949.
7. COLINA J. y LEIBACH R., "Fracturamiento Hidráulico", II Jornadas Técnicas de Petróleo, Marzo 1968.
8. CAMPBELL, J.M.: "Gas conditioning and processing". Segunda Ed. Capbell Petroleum Series. Volumen I Cap. 5 pág.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- Oklahoma, 1968.
9. CRAFT, HOLDEN and GRAVES, "Well Design: Drilling and Production" pág. 517 Englewood Cliffs, New Jersey, 1962.
 10. DANESHY A.A. AND WILLIAMS, J.R., "Effects of Treatment Parameter on the Geometry of a Hydraulic Fracture", Paper SPE 3507, New Orleans, LA, Oct. 3-6, 1971.
 11. D'ORAZIO, F. y RINCON, A. "Experimentos de Laboratorios", Instituto de Investigaciones Petroleras, INPELUZ. Parte II, Maracaibo, 1977.
 12. EATON, B.A. "Fracture gradient prediction and 175 application in oil Field Operation", J. Pet. Tech, Octubre, 1969.
 13. FREDRICKSON, S.S. and BROADDUS, G.C. "Selective Placement of Fluids in a Fracture by Controlling Density and Viscosity", J.P.T., Vol. XXVIII, Pág. 597, Mayo 1976.
 14. HALLIBURTON SERVICES: "Fractura-Acidificación-Servicios - Costafuera", Reporte técnico, N° 57, pág. 57-1-57-16, Duncan-Oklahoma.
 15. HOWARD G.C. and FAST, C.R.: "Hydraulic Fracturing", Society of Petroleum Engineers of A.I.M.E. Vol. 2, Capítulo I, pág. 2, Dallas-Texas 1970.
 16. HALLIBURTON, "The Fracbook Design Data Manual for Hydraulic Fracturing", Halliburton Services, Duncan-Oklahoma, 1970.



B. 31076.

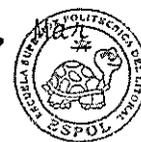
57

17. KEHLE, R.D.: "Determination of Tectonic Stresses Through Analysis of Hydraulic Well Fracturing", J. Geoph. Res. Jan. 1964.
18. LALAMA, F.C. "Determinación y Análisis de la Porosidad y Permeabilidad de Areniscas consolidadas de un Pozo del Oriente Ecuatoriano" Tesis de Grado. Politécnica del Litoral, Guayaquil-Ecuador, 1980.
19. LAGRONE, K.W. AND RASMUSSEN, J.W. "Better completion by controlled fracture placement, Limited-Entry Technique", Shell Oil Company, Apl. N° 906-7B, Marzo 21-23, Odessa-Texas 1962.
20. MATTHEWS, C.S. AND RUSSELL, D.G. "Pressure buildup and Flow Tests in Wells", S.P.E. of AIME, Vol. 1, Capítulo 10, pág. 92, Dallas, 1967.
21. MATTHEWS, C.S. BRONS, F. AND HAZEBROEK, P. "A Method for determination of Average pressure in a Bounded reservoir", Trans. AIME, Vol. 201, Pág. 182-191.
22. MINO, F.C. "Cementación de camisas en pozos profundos" Tesis de grado, Politécnica del Litoral, Guayaquil. Capítulo IV, Pág. 120 Mayo, 1979.
23. MCGRAW, L. "Técnicas de reacondicionamiento de Pozos" LAGO VEN, S.A. Sección de rehabilitación de pozos, Cap, 71, Tía Juana, Venezuela, Nov. 1976.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

24. NORDGREN, R.P. "Propagation of a Vertical Hidraulic Fracture", *Society of Petroleum Engineers Journal*, Pág. 306, Agosto 1972.
25. PERKINS, T.K. AND KERN, L.R.: "Widhts of Hydraulic Fractures", *Journal Petroleum Technology*, pág. 937-949, Septiem bre, 1961.
26. SANCHEZ, C.E. y BRICENO, R. "Fracturamiento Hidráulico". Trabajo Especial de Grado, pág. 6, Febrero, 1976.
27. STANDING, M.B. "Volumetric and Phase behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", *Society of Petroleum Engineers Apén dice II*, Pág. 125, Dallas 1977.
28. SCHEIDEGGER, A.E.D.: "Stresses in Earth's Crust as determined from Hydraulic Fracturing Data" *Geología and Bawva sen*, Vol. 23, pág. 45, 1962.
29. TINSLEY, J. "Fluídos fracturantes y aditivos", Halliburton S.A. Reporte Técnico CR-FR 104.4 - Abril 1973-Bogotá.
30. WILLIAMS, J. "Diseño de Tratamiento básico de fracturamiento", Halliburton, Reporte técnico CRFR102, Nov. 21, 1972.
31. YUSTER, S.T. AND CALHOUM, J.C.: "Pressure parting of Formations in water flood operations, Part. I", *Oil Weekly*, zo, 1945.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL