



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Departamento de Ingeniería de Geología, Minas
y Petroleos

“ESTUDIO EXPERIMENTAL DE ALGUNOS FACTORES QUE
AFECTAN LA PERMEABILIDAD”

TESIS DE GRADO
EN
INGENIERIA DE PETROLEO

Presentada por:

KLEBER D. TAPIA F.

Guayaquil, Ecuador 1.975

DECLARO QUE:

HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTAS EN ESTA TESIS DE GRADO SON DE MI EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD Y QUE EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

KLEBER DANIEL TAPIA FALCONI

DEDICATORIA

A MIS ADORADOS PADRES:

SEGUNDO AQUILES

ANA EUFEMIA

EN HOMENAJE A SU ABNEGACION
Y DESVELOS.

A MIS QUERIDOS HERMANOS:

GUILLERMO VICENTE

Que este trabajo junto a su Te
sis Doctoral sean el aporte de
nuestra familia a la Sociedad.

AUGUSTO IVAN

Como estímulo a su deseo
de aprender y superarse.

DR. J. R. RODRIGUEZ ALVAREZ

y su digna familia.

A MIS FAMILIARES Y AMIGOS

RECONOCIMIENTO

Es mi deseo consignar mi agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica del Litoral por los conocimientos por ella impartidos y que han servido de sólida base en la realización de este trabajo.

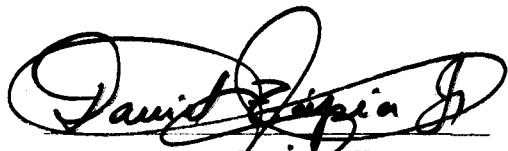
Es necesario poner en relieve la colaboración de la Universidad del Zulia a través de sus Profesores Dr. Pierre M. Lichaá, Ing. Albán Lugo, Ing. Nelson Cardoso e Ing. José Colina por su valioso asesoramiento durante la realización de las experiencias presentadas en este trabajo.

Debo agradecer también la cooperación del Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia; al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Tecnológicas, CONICIT, por su apoyo económico en el financiamiento del equipo.

Es de justicia presentar mi reconocimiento de gratitud al Profesor Ing. Bolívar Miranda Aguirre, gran compañero y amigo por sus importantes indicaciones y sugerencias para la culminación de esta Tesis.

"ESTUDIO EXPERIMENTAL DE ALGUNOS FACTORES QUE
AFECTAN LA PERMEABILIDAD"

AUTOR



KLEBER D. TAPIA FALCONI

DIRECTOR DE TESIS



ING. BOLIVAR MIRANDA A.

"ESTUDIO EXPERIMENTAL DE ALGUNOS FACTORES QUE AFECTAN LA PERMEABILIDAD"

CONTENIDO:

I.	Resumen	Pág. 1
II.	Introducción	2
III.	Revisión de literatura	4
IV.	Consideraciones teóricas	8
	IV.1. Permeabilidad	8
	IV.2. Daño de formación	9
V.	Procedimiento experimental	12
	V.1. Equipo	12
	V.2. Procedimiento	13
VI.	Cálculos y resultados	16
	VI.1. Discusión de resultados	16
VII.	Conclusiones	23
VIII.	Recomendaciones	25
	Apéndices	27
	Tablas	37
	Figuras	54
	Referencias	67

I. R E S U M E N

En el presente trabajo se estudia la reducción de permeabilidad utilizando núcleos de arenisca Berea* a los cuales se los ha limpiado y tratado previamente antes de someterlo a cada prueba, se ha utilizado varios tipos de petróleo y aditivos químicos observando la variación de permeabilidad al paso de cada uno de estos fluídos.

Se ha observado el efecto de crudos asfálténicos, barro de perforación, química comercial en la reducción y restauración de la permeabilidad.

El uso del Hidróxido de Aluminio como restaurador de permeabilidad se demuestra en este trabajo.

Se ha trabajado en laboratorio tratando de simular las condiciones de yacimiento, haciendo la determinación de la permeabilidad absoluta por medio de kerosene como fluído de inyección, luego se procedió a la alteración de esta permeabilidad usando sustancias de uso común en la industria petrolera.

(*) BEREA: Núcleos de arena libres de arcillas recomendados para uso de Laboratorio. GATEWAY INTERNATIONAL. 401-03 So. Vermont Ave. Los Angeles, California.

II. I N T R O D U C C I O N

En las operaciones de la industria petrolera a diario se presenta el llamado daño de formación que no es otra cosa sino la alteración de permeabilidad que puede ocurrir en las vecindades del pozo como resultado de los manejos efectuados durante la perforación completación y reparación de pozos.

Este daño de la formación puede ser perjudicial en la detección de zonas con hidrocarburos en un pozo exploratorio, o, disminución de la productividad en un pozo completado, en una operación de recuperación secundaria se debe considerar la posibilidad de daño en la formación a estudiar, al llegar el momento de efectuar la evaluación del proyecto.

Esta reducción de permeabilidad de la formación alrededor del pozo es causada por varios factores, tales como el efecto de filtración de lodo, migración de partículas, hinchazón de arcillas y deposición de escamas inorgánicas (carbonatos, sulfatos, etc.) y material asfáltico.

El contenido de arcilla de una formación determina la sensibilidad

dad de ésta a ser dañada.

El filtrado de lodos en base de agua fresca es el más perjudicial, ya que a veces el filtrado de agua salada más bien aumenta la K_o .

La hinchazón de arcillas depende de la interacción química que se origina entre la arcilla en particular y el filtrado. Cuando una arcilla se pone en contacto con agua fresca, se origina un intercambio iónico en su arreglo molecular.

También son causas de daño:

La formación de emulsiones con los fluidos de la formación que dan como resultado mezclas de alta viscosidad y bloqueo de los espacios porosos.

La precipitación de sólidos tales como sales insolubles, partículas asfálticas, etc.

III. REVISION DE LITERATURA

Diversos autores han realizado investigaciones para tratar de solucionar el problema de la reducción de permeabilidad.

En esta sección se incluyen las conclusiones de algunos trabajos experimentales realizados por investigadores en torno a este problema.

Mungan⁽¹⁾ realizó el estudio de la reducción de permeabilidad variando el PH y la Temperatura, usando soluciones ácidas y alcalinas.

Estudió el cambio brusco de temperatura y concluyó que la vaporización instantánea del agua de saturación, como resultado del cambio brusco de temperatura, crea una fuerza mecánica dentro de las arcillas que las hace dispersar de una manera similar al cambio de concentración salina.

En su experiencia concluyó que a pesar de haber núcleos libres de arcilla, estos fueron dañados por el flujo de soluciones ácidas y alcalinas.

Recomienda realizar pruebas de sensibilidad en núcleos con Saturación de Petróleo Residual (ROS).

M. G. Reed⁽²⁾ en su estudio determinó que núcleos de arena que son altamente sensitivos al agua al ser tratados con Hidróxido de aluminio pueden insensibilizarse.

Consiguió estabilizar el material arcilloso mediante la polimerización de los cationes absorbidos durante el envejecimiento del núcleo en agua fresca por dos días.

Carl D. Velery⁽³⁾ concluyó de su trabajo experimental que los iones metálicos hidrolizables combaten la sensibilidad al agua en formaciones arcillosas reduciendo su dispersabilidad. La efectividad de estos iones metálicos está directamente relacionada a su hidrólisis.

E. F. White⁽⁴⁾ observa que la causa más común de daño de la formación es debido a hinchamiento de arcilla.

El daño puede ser también debido al movimiento de partículas sueltas y al incremento de la saturación de agua. Considera que una comparación de K_w y K_g provee el método de análisis de Laboratorio más exacto para determinar la sensibilidad de la formación. La permeabilidad efectiva tanto al agua como al gas es la misma si no hay reacciones de intercambio entre el agua y el mineral de la muestra.

(5)
Slusser, M. L., Glenn E. E., Huitt J. L. presentan en su trabajo experimental una disresión del proceso de invasión de filtrado y concluyen que las partículas individuales de lodo taponan los poros dentro del medio poroso y ocasionan un daño permanente. Su objetivo experimental fué determinar el efecto que sobre la permeabilidad de los núcleos tenía la pérdida inicial de volumen de filtrado.

(6)
Jones F. O., Weil J. D. consideran que la migración de partículas de arcillas es un mecanismo importante en las causas del daño de la formación, establecen que si es posible restaurar la producción de algunas zonas luego del daño por arcillas, pero el tiempo que se necesita es tan largo que zonas potencialmente productivas pueden no ser detectadas ni evaluadas en operaciones tales como DST convencionales.

Establecen estadísticamente que la exposición por mucho tiempo que una formación al lodo de perforación coincide con el grado de daño de la formación.

(7)
Monaghan y Colaboradores usaron muestras empacadas y núcleos consolidados con porcentaje de minerales arcillosos, hicieron pasar volúmenes porosos de soluciones de cloruro de sodio, a

agua destilada y kerosene, concluyendo que los minerales arcillosos causan reducción de permeabilidad al ponerse en contacto con agua fresca. Este daño puede restaurarse parcialmente por el flujo de soluciones electrolíticas.

(8)
Farley y Miller investigaron el efecto del ácido en formaciones compactadas, observando una reducción de permeabilidad debido a la migración de granos.

Harris, S. O., Molero S. N. (9) efectuaron un estudio experimental sobre reducción de permeabilidad debido a la deposición de asfaltenos, notando una disminución en la misma acorde al mayor grado de asfalteno contenido en el petróleo o solución inyectada a núcleos consolidados.

(10)
Rincón C. C., Sánchez A. J. concluyen en su trabajo experimental que el agua de formación provoca una reducción de permeabilidad en el medio poroso, trabajando en laboratorio con núcleos de arena Berca.

IV. CONSIDERACIONES TEORICAS

IV.1. PERMEABILIDAD.

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la facultad o habilidad que esta roca posee para permitir que los fluídos se muevan a través de la red de poros interconectados presentes en su estructura.

Considerando la permeabilidad de un medio poroso como:

$$K = \frac{\mu \times L \times Q}{A \times (\Delta P)}$$

donde

K = permeabilidad, darcys

A = sección transversal de la muestra, cm.²

L = longitud de la muestra, cm.

ΔP = presión diferencial, atm.

μ = viscosidad del fluído, cps

Q = caudal volumétrico, cc/seg.

IV.2. DAÑO DE FORMACION.

Se considera como daño de la formación la alteración de permeabilidad que puede ocurrir en las vecindades del pozo, como resultado de operaciones de perforación, producción, completaciones de un pozo, etc.

Causas: En la discusión de las causas que ocasionan el daño de una formación es necesario enfatizar los efectos del lodo de perforación y podemos mencionar:

1. Invasión de líquidos y sólidos del lodo de perforación.
2. Efecto del cemento.
3. Penetración parcial de un pozo.
4. Baja densidad de perforaciones.
5. Taponamiento de perforaciones.
6. Formación de emulsiones.
7. Precipitación de sólidos
8. Revoques insolubles
9. Hinchazón de arcillas presentes en las rocas.
10. Deposición de sales escasamente solubles en agua.
11. Deposición de asfaltenos, etc..

El contenido de arcilla de una formación determina la sen

sibilidad de ésta a ser dañada.

El filtrado de lodos en base agua fresca es el más perjudicial ya que el filtrado de agua salada en algunos casos aumenta la permeabilidad relativa al petróleo.

La razón ha sido determinada en base a intercambio iónico. Los iones de Na^+ son reemplazados por Ca^{++} u otros iones cuando son puestos en contacto.

La formación de emulsiones con los fluídos de la formación que son mezclas de alta viscosidad y bloquean el espacio poroso. También se ha considerado es causa de una reducción de permeabilidad.

La invasión de sólidos constituye una fuente seria de daño de la formación. La disminución de permeabilidad se atribuye a taponamiento de los poros por partículas sólidas, o, a la reducción del radio efectivo de los poros.

Es también necesario anotar que el taponamiento de los poros por partículas es esencial para que pueda formarse un revoque o costra.

Las partículas sólidas del lodo pueden invadir el medio poroso y causar un daño permanente a la permeabilidad efectiva al petróleo (Koe).

V. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

V.1. EQUIPO.

En la figura A se presenta un esquema del equipo utilizado, el cual consta de las siguientes partes:

Un portanúcleos constituido de un cilindro de acero inoxidable de 28 cm. de largo y 3.9 cm. de diámetro, está provisto de un espacio anular el cual sirve como cámara de calefacción ya que es posible circular agua caliente, proveniente de un termo regulador, por medio de un sistema entrada-salida que presenta el portanúcleos. En sus extremos es sellado por dos tapas de acero inoxidable que son ajustables por medio de pernos. Estas tapas presentan orificios para entrada y salida de fluídos.

Para la inyección de fluídos se utilizó un sistema constituido por un cilindro metálico de acero con un diámetro aproximado de 8.5 cm. El cilindro presenta dos tapas ajustables por medio de rosca, las mismas que poseen orificios de entrada y salida del fluído; este cilindro va conectado al portanúcleos por medio de tubería de acero inoxidable de 1/4" de diámetro, se utilizó válvulas de paso del mismo material y manómetros para regular el paso de

fluídos y medir presiones respectivamente.

Con el objeto de hacer fluir las distintas soluciones a través del núcleo, se utilizó un compresor Gould Century de 3/4 HP y 3.450 R. P. M., o una unidad de bombeo.

Los núcleos utilizados fueron de arena berca cuya composición se presenta en Apéndice IV. Para la determinación de la porosidad se utilizó buretas graduadas de 1000 c. c.

V.2. PROCEDIMIENTO.

El procedimiento experimental de la medición de permeabilidad es básicamente el mismo en todas las pruebas.

Con el portanúcleos completamente limpio se coloca una goma especial^(*) que va a adherirse al núcleo mediante presión proporcionada de una bombona de nitrógeno y que es suministrada por medio de un orificio de entrada que presenta el portanúcleos y se mide por medio de un manómetro adaptado en un segundo orificio .

 (*) Viton Tubing, shore hardness 70, 1 1/2"ID, 1/8" thickness.
 Gateway International.

Esta presión usada fué siempre de 90 lpca para las pruebas.

Luego se procede a introducir el núcleo de Berea y se sella el portanúcleos con sus respectivas tapas las mismas que tienen comunicación con el cilindro en el cual se encuentran los fluídos que van a ser inyectados, y con el recipiente receptor de los volúmenes porosos que van a pasar por este núcleo, mediante tuberías de acero inoxidable.

La permeabilidad absoluta se determinó inyectando Kerosene y mediante la aplicación de la ecuación de Darcy.

Todas las pruebas se realizaron a una temperatura constante de 180° F y una diferencia de presión constante de 90 Lpca; los núcleos fueron previamente sometidos a un proceso de limpieza como se explica en Apéndice II.

Una vez que se introduce el fluído a inyectar en el cilindro metálico y se aplica presión por medio del compresor se recibe en un recipiente graduado los volúmenes porosos que han pasado por el núcleo y se toma el tiempo que tarda en pasar cada volumen para de esta forma determinar el caudal Q en cc/seg .

Para la determinación de la porosidad ver Apéndice I.

VI. CALCULOS Y RESULTADOS

VI.1. DISCUSION DE RESULTADOS.

En este capítulo se va a analizar los resultados los mismos que son presentados en tablas y gráficos que a continuación se explican.

El Apéndice III presenta tabulados las propiedades de los crudos y soluciones empleadas en las pruebas de determinación de permeabilidad.

La tabla 1 presenta los valores obtenidos en la determinación de la permeabilidad absoluta del núcleo a temperatura ambiente y 180°F usando como fluido de inyección kerosene.

Estos valores han sido graficados en la figura 1.

La tabla 2 y figura 2 presentan los valores de permeabilidad al inyectar al núcleo sal muera preparada en laboratorio a una concentración de 5500 ppm NaCl. Se observó que la permeabilidad disminuyó considerablemente con relación a la permea

bilidad absoluta determinada previamente con kerosene.

En tabla 3 y figura 3 se muestra una serie de desplazamientos de crudo y productos químicos a la temperatura de 180° F y a un diferencial de presión constante.

Se observa en la figura 3 la inyección de la muestra número 1 de petróleo notando una reducción de permeabilidad hasta hacerse más o menos constante a partir del cuarto volumen poroso inyectado, luego se inyecta la mezcla 2 y se observa un incremento en la permeabilidad, luego se inyecta soline y se observa una disminución en la permeabilidad, al reinyectar la mezcla 2 la permeabilidad presentaba disminución continuada lo que indica en este caso que los inhibidores no presentaron un efecto satisfactorio para la restauración.

En tabla 4 figura 4 presenta los resultados al inyectar la mezcla 1 a la muestra, se puede observar la reducción de permeabilidad que experimenta el núcleo al inyectarse luego de la mezcla el petróleo muestra 1, al inyectarse cierto número de volúmenes porosos la permeabilidad decrece, teniendo un valor aproximadamente constante una vez que han pasado ciertos volúmenes pro-

sos de petróleo.

En tabla 5, figura 5 se tiene el valor de la permeabilidad al inyectar al núcleo la mezcla 1, y se puede observar la reducción de permeabilidad al inyectar petróleo de la muestra # 2, se observa un valor de permeabilidad cercano a los 200 md. y al inyectar el petróleo la permeabilidad decrece hasta 60 md. .

La tabla 6 figura 6 corresponden a los resultados al inyectar al núcleo petróleo de la muestra 1 observando un valor de permeabilidad constante a partir del cuarto volumen poroso inyectado.

Luego de la inyección de petróleo se inyecta soline puro obteniéndose valores de permeabilidad relativamente mayores que los observados al inyectarse petróleo muestra .

La inyección de soline restaura la permeabilidad en forma parcial tomando un valor aproximadamente constante a partir del sexto volúmen poroso inyectado.

La tabla 7 y figura 7 muestran los resultados obtenidos al inyectar el petróleo de la muestra número 3 seguido por la inyección de persulfato de Amonio 250 ppm y la inyección del polí

mero I CI-E 1500 ppm. Se observa que la permeabilidad se reduce notablemente y llega a valores muy bajos al proceder a la inyección de per sulfato de Amonio; esto puede ser debido a un taponamiento de poros por el petróleo presente en la muestra que es de tipo asfáltico y la poca capacidad de fluido desplazante que presenta el per sulfato de Amonio. Al proceder en el tercer paso a inyectar el polímetro I CI-E 1500 ppm se observa un incremento en el valor de la permeabilidad, este polímero a esta concentración resulta un buen restaurador de permeabilidad y en las pruebas realizadas desplazó aproximadamente $3/4$ del volumen poroso de los fluidos ya presentes en la muestra.

La tabla 8 y figura 8 presentan los resultados de permeabilidad obtenidos al inyectar en el núcleo petróleo de la muestra 3 seguido del polímero I CI-D 3000 ppm y luego por persulfato de Amonio 5000 ppm.

La permeabilidad se conserva alrededor de los 490 md. al haber inyectado 5 volúmenes porosos y presenta una disminución al comienzo de la inyección del polímero I CI-D 3000 ppm hasta valores alrededor de 240 md. para luego irse incrementando hasta llegar a valores de 350 md.. Este incremento se produce a medida que el petróleo que se inyectó primeramente va siendo -

desplazado.

Luego al inyectar per sulfato de Amonio 5000 ppm la permeabilidad baja notablemente aunque no a valores tan bajos como cuando se inyectó el mismo per sulfato de Amonio pero a 250 ppm.

En la tabla 9, figura 9 se tiene los resultados de permeabilidad luego de inyectar en el núcleo la muestra número 5 de petróleo seguida de un flujo de el polímero WG-7 y Hidróxido de Aluminio 0.5 N.

De estos resultados se puede observar que la permeabilidad al flujo de petróleo disminuye a medida que aumentan los volúmenes porosos que han fluído ; esto puede ser depositación de asfaltenos presentes en este petróleo, pero se observa que al inyectar el polímero WG-7 al comienzo de la inyección se presenta una disminución de permeabilidad al comenzar el proceso pero al pasar cierto número de volúmenes porosos la permeabilidad se incrementa notablemente. Luego al inyectar Hidróxido de Aluminio 0.5 N se tiene un decremento en la permeabilidad al comienzo de la inyección para luego incrementarse hasta valores relativamente altos.

En tabla 10 , figura 10 se presentan los resultados de permeabi

lidad obtenidos luego de inyectar petróleo muestra 5, agua destilada, barro de perforación (preparado según apéndice V) e Hidróxido de Aluminio en el núcleo.

A la inyección de la muestra 5 de petróleo se presenta una disminución gradual en la permeabilidad pero, al inyectar posteriormente agua destilada en el núcleo se presenta una disminución adicional en la permeabilidad al comienzo de la inyección para luego incrementarse a medida que se hacen circular algunos volúmenes porosos.

Al comenzar la inyección de barro de perforación se tiene que la permeabilidad comienza a decrecer gradualmente al paso de volúmenes porosos del lodo muy probablemente debido a taponamiento del espacio poroso por efecto de la arcilla presente en el lodo. Posteriormente se inyectó Hidróxido de Aluminio 0.5 N para tratar de restaurar esta permeabilidad pero el núcleo estaba taponado y la prueba resultó deficiente.

La tabla II presenta el efecto de la temperatura en la permeabilidad, pues primeramente se trabajó a temperatura ambiente inyectando petróleo de la muestra 1 y se notó un decremento marcado en la permeabilidad pero esta reducción fué mayor al trabajar

se a 180°F ; estos resultados están graficados en la figura -
11.

VII. CONCLUSIONES

1. - La temperatura afecta la permeabilidad absoluta del núcleo determinada por Kerosene, este comportamiento se presenta también al pasar por un núcleo limpio y seco - crudo de contenido de asfalteno en lugar de Kerosene, pero en presencia del crudo asfáltico es necesario considerar también la depositación de Asfaltenos.
2. - El Soline presenta una restauración parcial de la permeabilidad luego de que en el núcleo hay presencia de crudo asfáltico.
3. - La mezcla 4 no presenta resultados satisfactorios como restauradores de permeabilidad.
4. - Al invertir el orden de inyección e inyectar primeramente la mezcla 1 y luego petróleo la permeabilidad se ve reducida ante la presencia del petróleo.
5. - El barro de perforación tapona completamente los poros del núcleo y su daño es de muy difícil reparación.

6. - El Hidróxido de Aluminio es un buen restaurador de permeabilidad.

7. - La permeabilidad se ve afectada por depositación de asfaltos, taponamiento de poros por presencia de arcilla en el fluido de inyección y posible reacción química entre elementos del núcleo y sustancias usadas.

. VIII. RECOMENDACIONES

1. - Continuar el presente trabajo usando otras concentraciones de las mezclas.
2. - Utilizar núcleos de formaciones del Oriente Ecuatoriano así como también de la Península de Santa Elena.
3. - Usar muestras no consolidadas de arenas del Oriente y Costa ecuatoriana.
4. - Analizar el Hidróxido de Hierro como posible restaurador de permeabilidad y comparar su efecto con el Hidróxido de Aluminio.
5. - Hacer un análisis petrográfico de los núcleos utilizados para determinar los residuos contenidos y establecer la reacción química operada entre núcleo y sustancia si se hubiere realizado.
6. - Establecer el efecto en la permeabilidad de ácidos, especialmente ácido clorhídrico y sulfúrico.

7. - Utilizar otras químicas comerciales y estudiar su efecto.

A P E N D I C E S

A P E N D I C E I

DETERMINACION DE LA POROSIDAD DEL NUCLEO

El procedimiento seguido para la determinación de la porosidad es el siguiente:

1. - Se hace vacío al núcleo mediante una bomba de succión, para controlar la existencia de posibles escapes se utiliza un manómetro de mercurio.

2. - Se permite el paso de agua destilada que ha sido previamente colocada en una bureta graduada de 0 - 1000 cc la misma que está conectada al portanúcleo por medio de tuberías, se permite que toda la tubería quede llena de agua, se observa la bureta y el volumen de agua que queda en ella se toma como lectura inicial.

3. - Se abre la válvula de entrada al núcleo y se permite el paso de agua, cuando se observa que el nivel en la bureta no descende mas, es decir que el núcleo se encuentra completamente saturado, se toma este valor como lectura final. - Es de anotar que el descenso del agua de la bureta al núcleo se efectúa sólo por gravedad.

4. - La diferencia entre la lectura final e inicial se toma como volumen poroso y mediante la relación

$$\frac{V_{\text{poroso}}}{V_{\text{total}}} = \frac{V_t \times \phi}{V_t} = \phi$$

se determina la porosidad.

A P E N D I C E I I

PREPARACION Y LAVADO DE NUCLEOS

El núcleo es necesario someterlo a limpieza antes de comenzar las pruebas, el procedimiento a seguir es el siguiente:

1. - Se calienta el núcleo a una temperatura de 300° C durante 6 horas en un horno eléctrico; con esto se trata de quitar las impurezas grasosas adheridas por el contacto manual con las muestras.
2. - Se permite el enfriamiento del núcleo tratando de que no absorba humedad ambiental y manipulándolo mediante pinzas para evitar contacto con las manos, el enfriamiento se lo efectúa en un secador con CaCl_2 .
3. - Con el núcleo completamente frío se lo lleva al portanúcleos y se le inyecta algunos volúmenes porosos de alcohol Isopropílico y separadamente Metanol.
4. - El núcleo luego se lleva al horno nuevamente se calienta a temperaturas de 200° C cuando menos durante seis horas,

y una vez frío se procede a efectuar las pruebas del experimento.

Para el lavado de los núcleos, es decir para núcleos que ya han sido tratados con crudo y aditivos, se sigue el mismo esquema, pero se procede a inyectar cloroformo en lugar de la mezcla de alcoholes - del paso 3.

A P E N D I C E I I I

P R O P I E D A D E S D E P E T R O L E O Y S O L U C I O N E S U S A D A S

Petróleo	°API a 60° F	Viscosidad cps a 180° F
Muestra 1	21.70	19.76
Muestra 2	24.80	7.46
Muestra 3	19.9	10.5
Muestra 5	42.9	1.1

Disolvente	Densidad a 77° F	Viscosidad (cps) a 180° F	Viscosidad cps a 77° F
Soline	0.86885	0.4778	0.91228
Mezcla 1			
Muestra 3 5%	0.866	0.5499	0.80538
Soline 95%			
Mezcla 2			
0.3% W-20			
Gasoil	0.8166	0.8778	2.13316
Kerosene		1	1.8

(Continuación Apéndice III)

Solución	Viscosidad cps a 100° F	Viscosidad cps a 180° F
Per sulfato de		
Amonio 5000 ppm	0.80	0.40
250 ppm	0.75	0.30
W G-7	2.1	1.6
Hidróxido de		
Aluminio	1.0	0.4
Hidróxido de	1.3	0.95
ICI-E 1500 ppm	2.5	1.8
ICI-D 3000 ppm	1.4	0.5
Sal Muera 550 ppm		1.2

A P E N D I C E I V

PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS NUCLEOS

Longitud (cm.)	27.80
Diámetro (cm.)	3.70
Área (cm. ²)	10.7517
Volumen total (cm. ³)	297.82
Porosidad %	21.
Volumen poroso (cm. ³)	62.784

COMPOSICION DE LOS NUCLEOS DE BERE⁽¹¹⁾

Elemento	%
Cuarzo	83.5
Horsteno (chert)	6.5
Plagioclasa	0.5
Feldespato	1.5
Calcita	2.
Arcillas	6.

A P E N D I C E V

PREPARACION DE LODO DE PERFORACION EN LABORATORIO

Para preparar un lodo de perforación en laboratorio se hacen las siguientes consideraciones:

- a. - 1 Bbl está representado por 350 cc de agua.

- b. - 1 lb de componente sólido está representada por 1 gr.
 de este material.

Para preparar el barro usado (22.5 lbs/Bbl) en la prueba se usaron los siguientes componentes:

Agua	2000 cc
Arcilla	128.5 gr.
Q - Broxin	15 gr.
CMC	5 gr.
NaOH	20 gr.
Barita	50 gr.

La propiedades del barro preparado en esta condiciones son las siguientes:

Densidad	8.6	Lbs/galón
Filtrado API	9.2	cc
PH	12	
Viscosidad	15	cps.

T A B L A S

T A B L A 1

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA DEL NUCLEO
A TEMPERATURA AMBIENTE

K e r o s e n e

Vol. Poroso	t seg	k md	Vol. Poroso	t seg	k md
1	165	548.76	4	625	546.7
2	315	544.7	5	780	549.1
3	465	545.2	6	930	549.6

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA DEL NUCLEO
A 180° F

K e r o s e n e

Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg	k md.
1	65	516.5	4	265	512.6
2	135	513	5	336	518.8
3	200	512	6	395	517.6

T A B L A 2

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD MEDIANTE LA
 INYECCION DE SAL MUERA 5500 ppm A 180° F

S a l M u e r a		
Vol. Poroso	t seg	k md.
1	185	179
2	370	180
3	550	181
4	730	181
5	942	182
6	1120	182.5
7	1300	182.8
8	1485	182.6
9	1670	182.7
10	1860	182.6

RESULTADOS DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR EN EL NUCLEO
 UNA SERIE DE MEZCLAS LIMPIADORAS Y PETROLEO DE LA
 MUESTRA NUMERO 1 A LA TEMPERATURA DE 180° F

I. Muestra 1					
Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg	k md.
1/2	4.560	149.8	3 1/2	20.372	131.5
1	7.950	145.7	4	24.672	127.3
1 1/2	9.070	148.6	4 1/2	26.273	127.1
2	11.692	146.9	5	29.220	126.4
2 1/2	14.396	142.3	5 1/2	31.993	122.9
3	17.420	136.2	6	43.093	120.8

II. Mezcla 2					
Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	180	83	3 1/2	1040	100.2
1	320	92.5	4	1170	102.6
1 1/2	475	93.6	4 1/2	1280	104.4
2	630	94.7	5	1470	104.5
2 1/2	776	96.9	5 1/2	1570	105.6
3	930	97.5	6	1690	106

(Continuación Tabla 3)

III. S o l i n e					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	60	135.8	3 1/2	625	90
1	122	131	4	762	85.6
1 1/2	194	126.2	4 1/2	1030	70.2
2	298	112.6	5	1185	68.2
2 1/2	396	102.1	5 1/2	1325	67.5
3	510	95.8	6	1450	67

IV. M e z c l a 2					
Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg	k md.
1/2	140	57	3 1/2	2220	27.0
1	320	58	4	3206	21.9
1 1/2	532	45.5	4 1/2	4025	18.1
2	829	39.2	5	5170	16.0
2 1/2	1139	35.6	5 1/2	7391	12.8
3	1620	31.0	6	10460	9.40

T A B L A 4

VALORES DE PERMEABILIDAD OBTENIDOS LUEGO DE LA INYECCION DE LA MEZCLA 1 Y PETROLEO DE LA MUESTRA 1 A TEMPERATURA DE 180° F

I M e z c l a 1					
Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	45	198	3 1/2	325	201.6
1	92	199	4	370	201.9
1 1/2	140	199	4 1/2	418	202.2
2	185	200.2	5	462	202.4
2 1/2	235	200.9	5 1/2	502	202.6
3	281	201	6	550	202.6

II P e t r ó l e o M u e s t r a 1					
Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	2850	119	3 1/2	28226	83
1	5740	118	4	32730	82
1 1/2	9180	110	4 1/2	36760	82
2	13095	100	5	40796	82
2 1/2	17560	95	5 1/2		
3	23017	85	6		

T A B L A 5

VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR MEZCLA 1 Y PETRÓLEO MUESTRA 2 A TEMPERATURA DE 180° F

I. M e z c l a 1

Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	45	195	3 1/2	330	198.2
1	92	197	4	377	198.7
1 1/2	140	198	4 1/2	424	198.9
2	185	198	5	472	198.5
2 1/2	236	198	5 1/2	520	198.6
3	282	198	6	565	198.5

II. P e t r ó l e o m u e s t r a 2

Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	1920	62.6	3	14295	50.3
1	4160	57.8	3 1/2	17045	49.29
1 1/2	6498	55.4	4	19796	48.51
2	8905	53.9	4 1/2	22547	47.92
2 1/2	11545	52.1	5	26293	47.5

T A B L A 6

RESULTADOS DE PERMEABILIDAD OBTENIDOS AL INYECTAR PETRÓLEO MUESTRA 1 Y SOLINE (100%) A TEMPERATURA DE 180° F

I. Petróleo Muestra 1					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	3680	91.5	3	28920	69.9
1	7240	94.6	3 1/2	37825	61.9
1 1/2	10965	92.1	4	51969	51.3
2	17010	79.2	4 1/2	62259	47.2
2 1/2	23192	72.5	5	73070	45.5
II. Soline 100%					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	225	45.9	5 1/2	715	125.2
1	292	55.7	6	755	129.2
1 1/2	335	70.25	6 1/2	789	134.5
2	400	81.0	7	815	140.6
2 1/2	425	96.12	7 1/2	840	146.2
3	463	105.7	8	852	155.3
3 1/2	516	110.9	8 1/2		
4	565	116.2	9		
4 1/2	620	117.9	9 1/2		
5	665	121.6	10		

T A B L A 7

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR EN EL NU
CLEO LOS SIGUIENTES FLUIDOS

I. Petróleo Muestra 3					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	330	398	3 1/2	2005	443
1	625	310	4	2270	487
1 1/2	900	443	4 1/2	2450	487
2	1350	398	5	2670	487
2 1/2	1605	398	5 1/2	2880	492
3	1865	443	6	3010	492
II. Per sulfato de Amonio 250 ppm					
Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	180	21	3 1/2	1140	24
1	360	21	4	1260	25
1 1/2	540	22	4 1/2	1380	26
2	700	22	5	1500	26
2 1/2	840	23	5 1/2	1620	26
3	1020	23	6	1745	26

(Continuación Tabla 7)

III. ICI-E			1500 ppm		
Vol. Poroso	t seg	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	300	171	3 1/2	930	410
1	360	285	4	1050	418
1 1/2	480	322	4 1/2	1140	457
2	600	355	5	1210	457
2 1/2	710	378	5 1/2	1320	457
3	820	389	6	1430	457

T A B L A 8

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD MEDIANTE LA INYECCION
DE LOS SIGUIENTES FLUIDOS

I. Petróleo Muestra 3					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	335	395	3 1/2	2000	443
1	620	308	4	2268	487
1 1/2	875	442	4 1/2	2450	485
2	1370	398	5	2670	485
2 1/2	1607	397	5 1/2	2878	490
3	1860	445	6	3012	490
II. ICI-D 3000 ppm.					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	240	229	3 1/2	1702	297
1	420	346	4	1912	304
1 1/2	705	309	4 1/2	2105	309
2	1080	267	5	2215	327
2 1/2	1282	281	5 1/2	2410	346
3	1464	297	6	2620	348

(Continuación Tabla 8).

III. Per sulfato de Amonio					
5000 ppm					
Vol. Poroso	t	k	Vol. Poroso	t	k
	seg.	md.		seg.	md.
1/2	65	81	3 1/2	195	189
1	85	124	4	210	204
1 1/2	100	158	4 1/2	230	208
2	120	175	5	245	215
2 1/2	145	180	5 1/2	260	218
3	180	175	6	275	229

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD MEDIANTE LA INYECCION
DE LOS SIGUIENTES FLUIDOS

I. Petróleo Muestra 5					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	38	371	3 1/2	330	298
1	85	332	4	386	351
1 1/2	133	318	4 1/2	438	290
2	170	330	5	490	287
2 1/2	230	305	5 1/2	545	284
3	285	296	6	600	281

II. W G - 7					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	60	220	3 1/2	247	384
1	95	278	4	260	355
1 1/2	120	330	4 1/2	295	399
2	150	353	5	338	400
2 1/2	182	361	5 1/2	358	406
3	217	302	6	390	406

(Cont. Tabla 9)

III. AL(OH) ₃ 0.5 N.					
Vol. Poroso	t	k	Vol. Poroso	t	k
	seg.	md.		seg.	md.
1/2	32	205	3 1/2	100	462
1	44	296	4	115	462
1 1/2	55	360	4 1/2	122	489
2	65	497	5	138	475
2 1/2	70	470	5 1/2	150	485
3	90	438	6	165	485

T A B L A 10

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD MEDIANTE LA INYECCION DE LOS SIGUIENTES FLUIDOS

I. Petróleo Muestra 5					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	35	371	3 1/2	330	299
1	82	335	4	385	352
1 1/2	135	320	4 1/2	435	290
2	170	330	5	492	287
2 1/2	232	305	5 1/2	545	284
3	285	298	6	600	281

II. Agua destilada					
Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	267	46	3 1/2	390	236
1	300	84	4	402	241
1 1/2	309	126	4 1/2	408	259
2	316	164	5	415	286
2 1/2	324	202	5 1/2	421	313
3	331	236	6	428	323

(Continuación Tabla 10).

III. Barro de perforación

Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	180	340	3	1560	235
1	372	327	3 1/2	1890	218
1 1/2	600	315	4	2250	217
2	936	274	4 1/2	2650	205
2 1/2	1230	253	5	2780	190

IV. AL (OH)₃

Vol. Poroso	t seg.	k md.	Vol. Poroso	t seg.	k md.
1/2	498	12	3 1/2	11070	--
1	2940	4	4	13050	--
1 1/2	4200	-	4 1/2	15060	--
2	5880	-	5	18000	--
2 1/2	6900	-			
3	9120	-			

T A B L A 11

DETERMINACION DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR AL NUCLEO
PETROLEO MUESTRA 1 A TEMPERATURA AMBIENTE y 180° F

I. Temperatura ambiente		
Vol. Poroso	t seg.	k md.
1	43216	284.5
2	128852	192.6
3	321517	116.1
4	634181	79.10
II. Temperatura 180° F		
Vol. Poroso	T seg.	k md.
1	7240	93
2	17012	79
3	28914	69
4	51965	51

FIGURAS

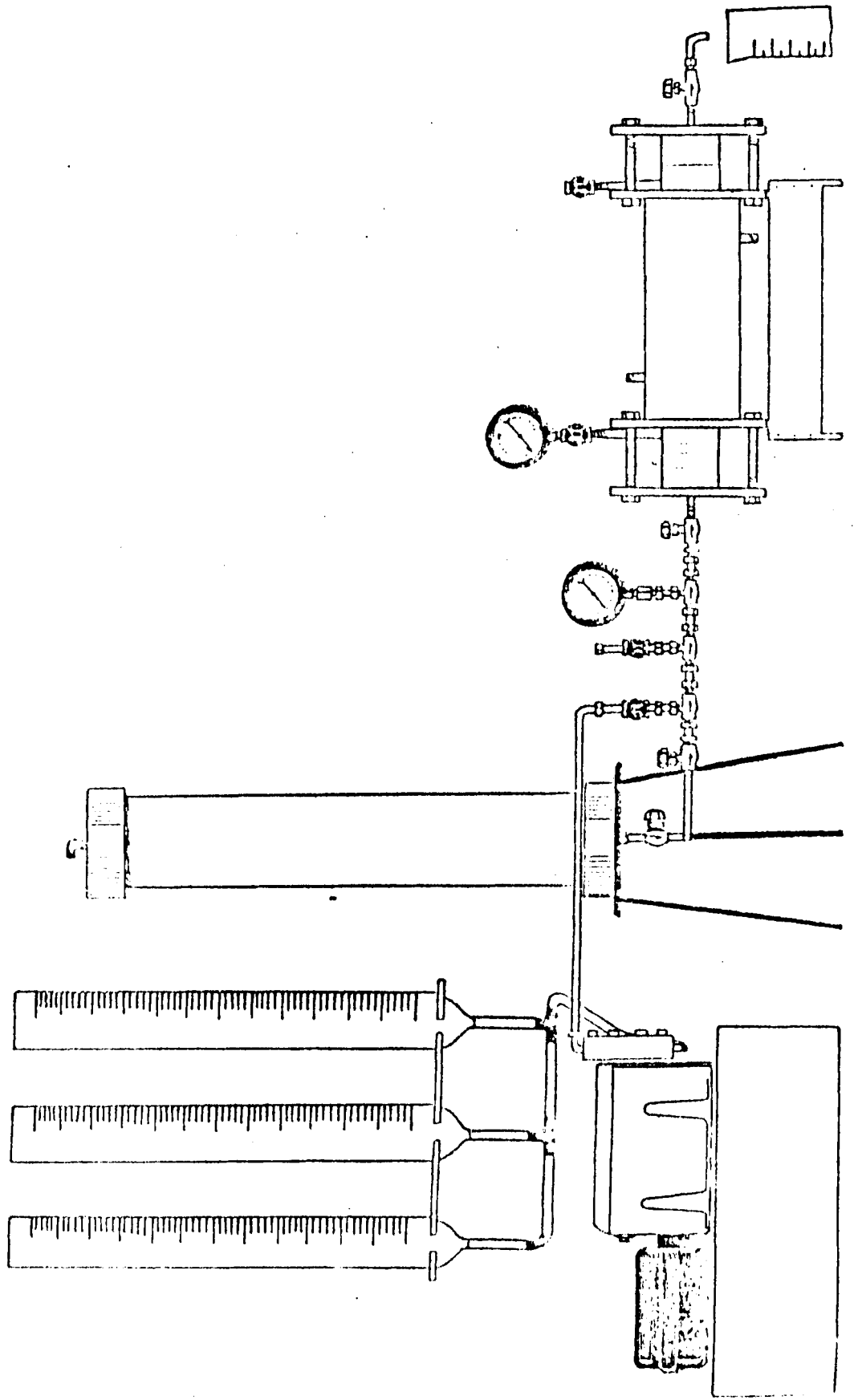


Figura A : Equipo experimental

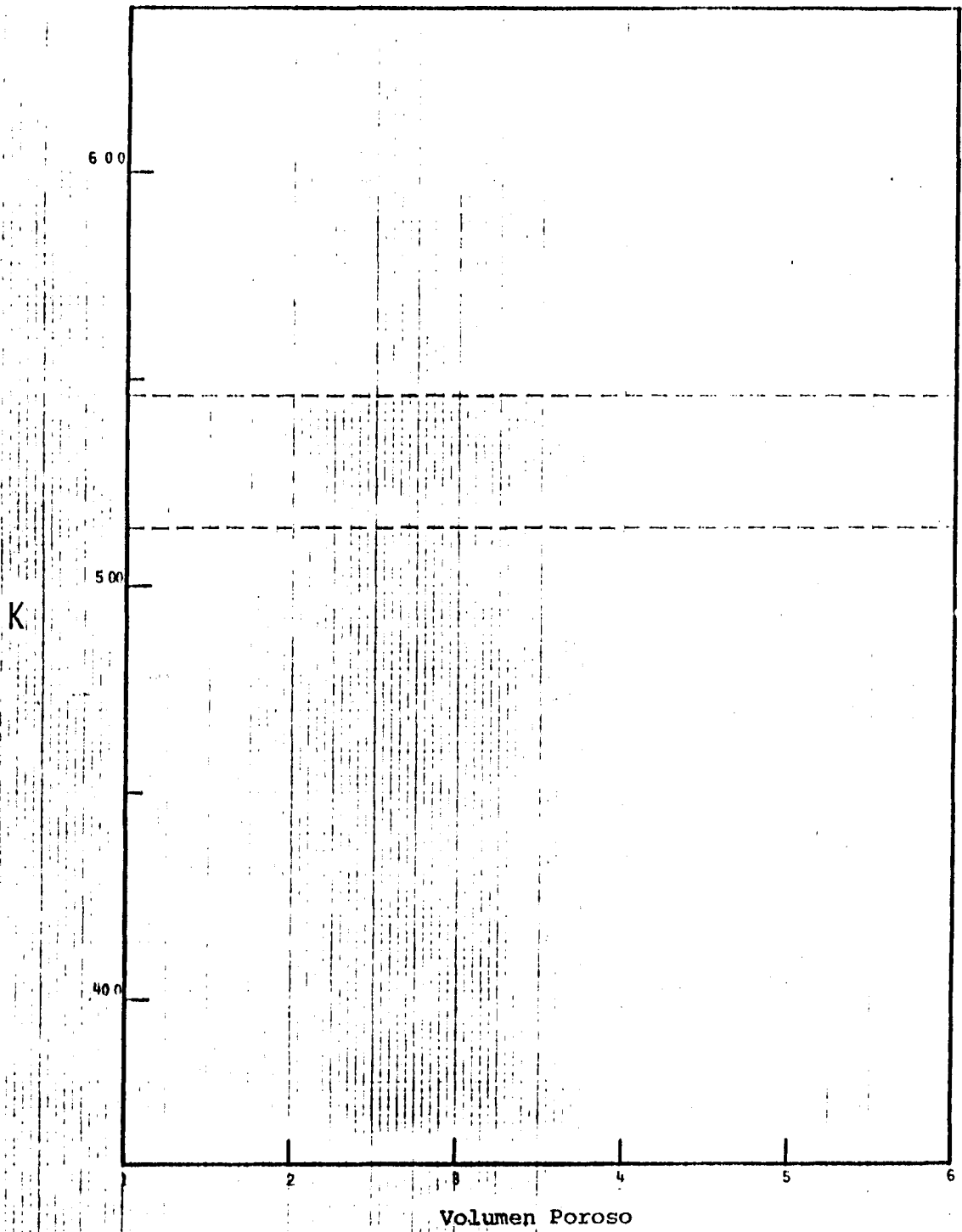


FIG. 1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA DEL NUCLEO

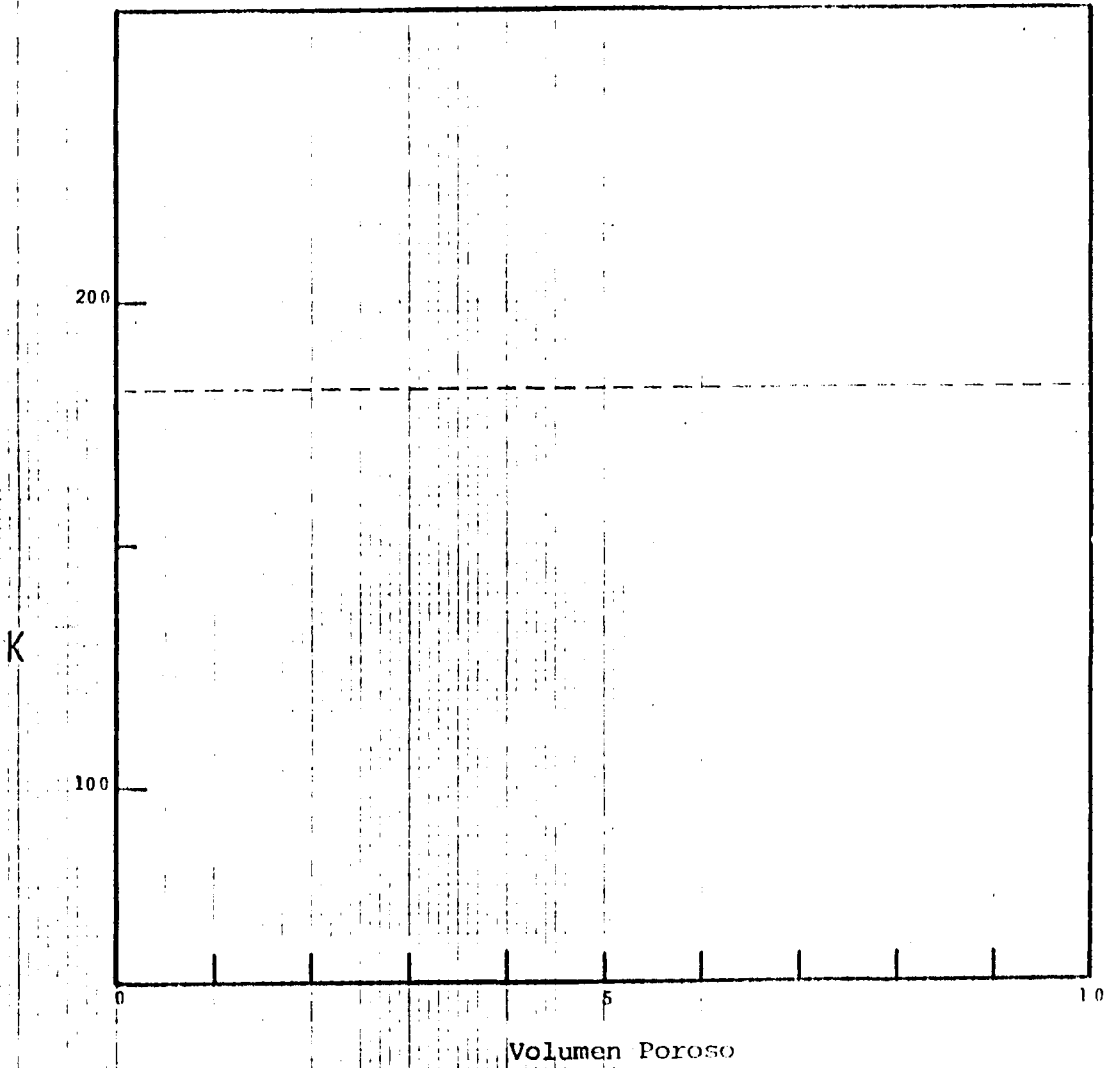
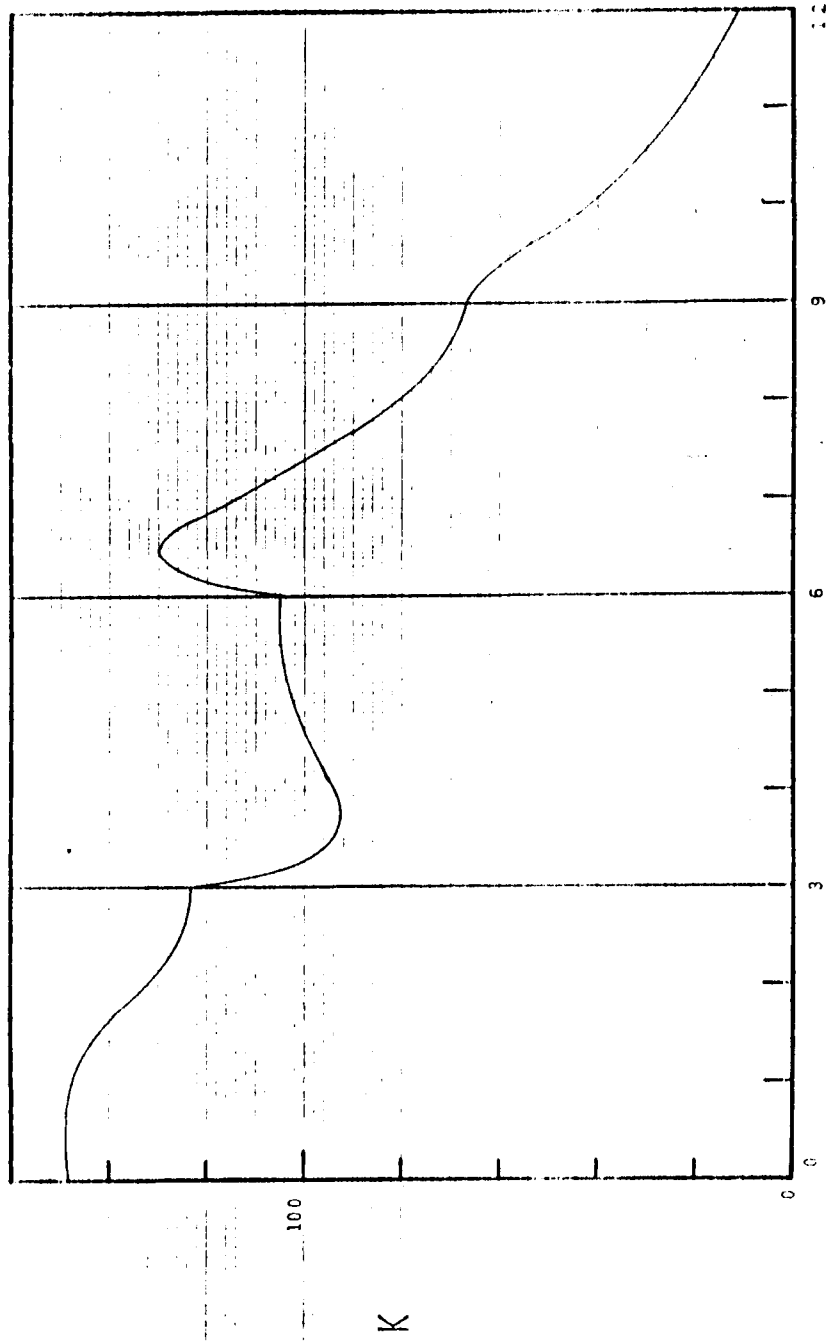


FIG. 2. VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR SAL MUERA AL NUCLEO .



Volumen Poroso

FIG. 3. VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR AL NUCLEO PETROLEO MUESTRA 1, MEZCLA 2, SOLINE Y MEZCLA 2.

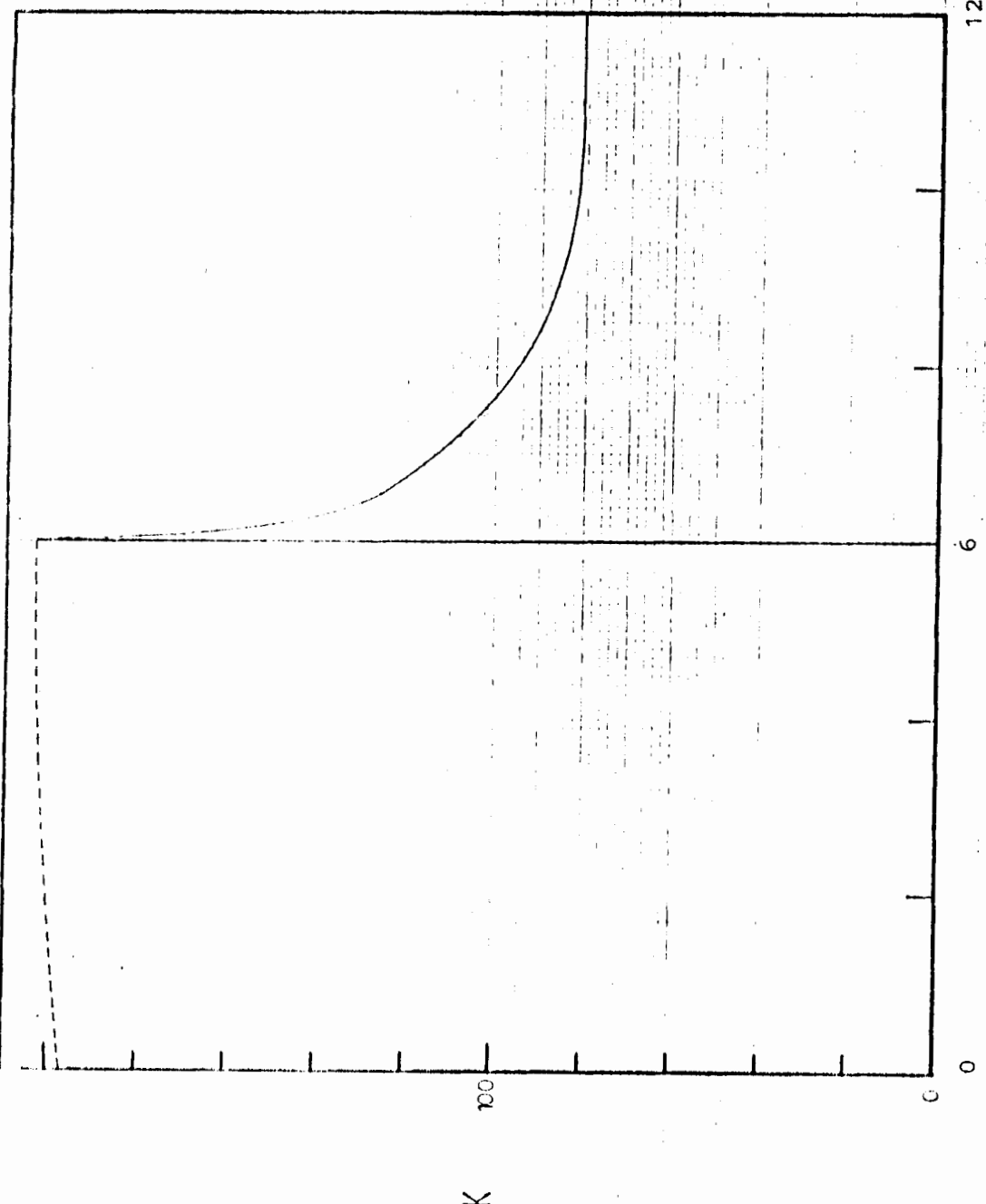


FIG. 4. VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR AL NUCLEO MEZCLA 1 Y PETROLEO MUESTRA 1.

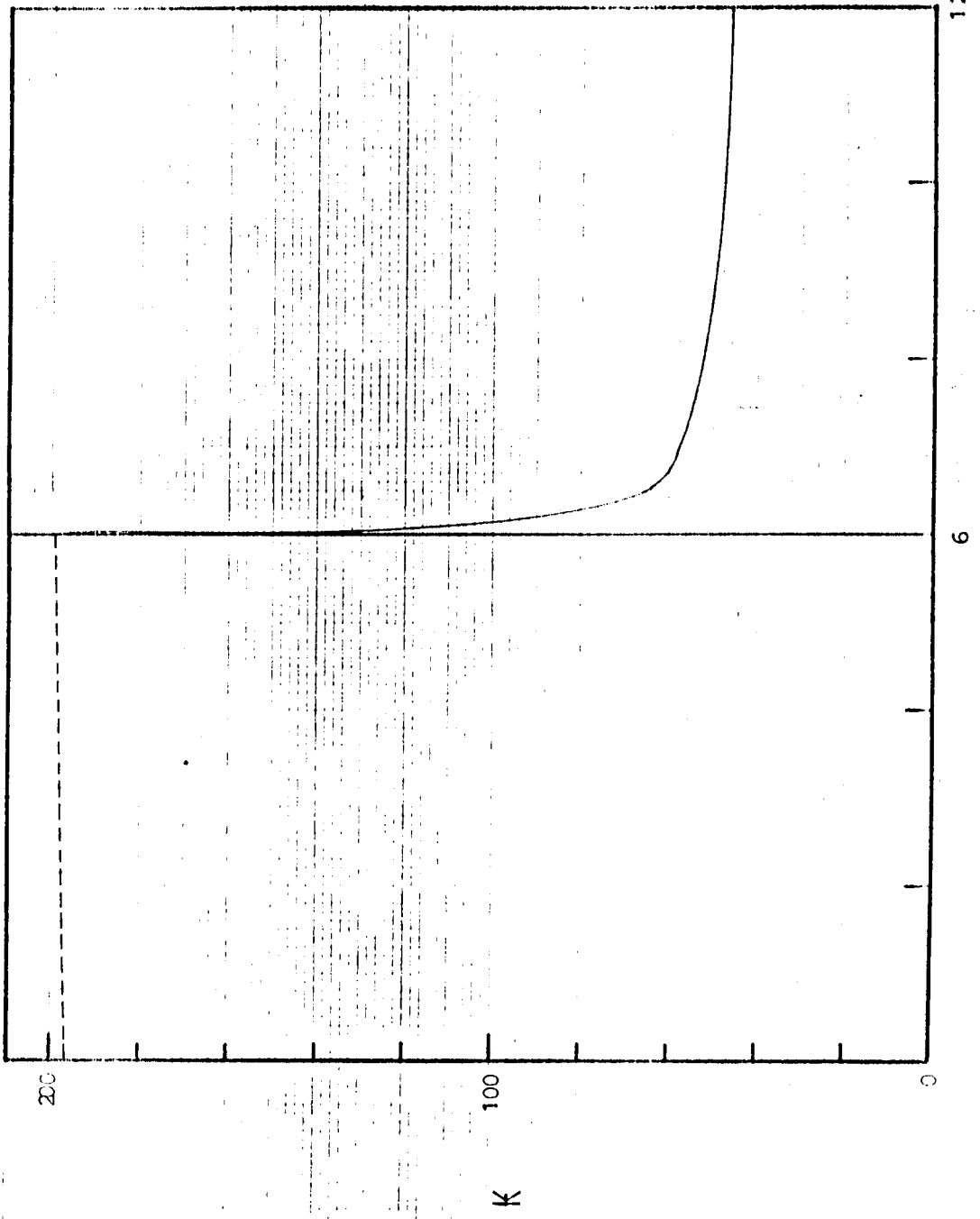


FIG. 1. VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR EL NITRÓGENO MEZCLA 1 Y
 NITRÓGENO PURO EN EL

McCormick Toroso

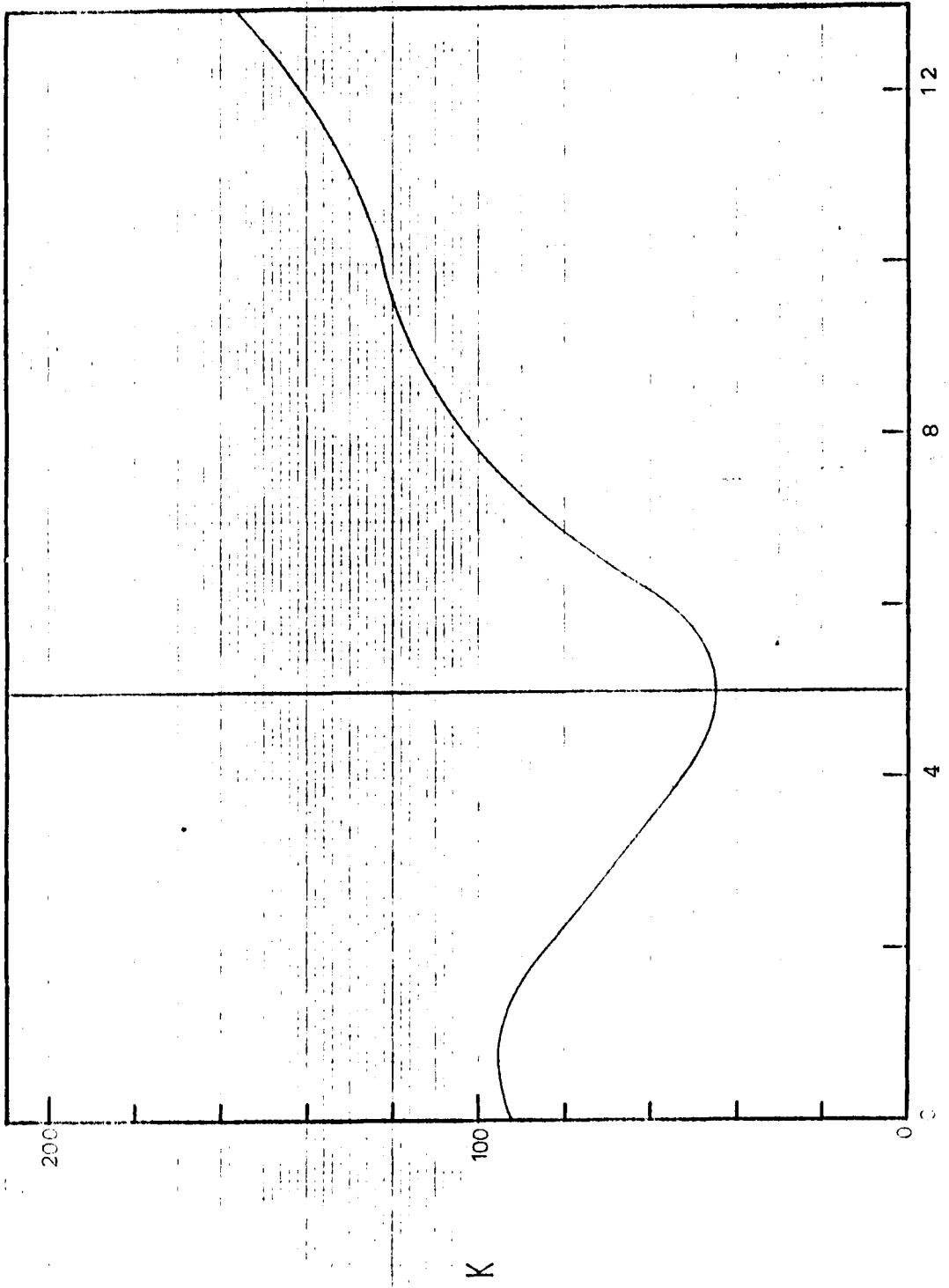


FIG. 6. CURVAS DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR UN NUCLEO PETROLEO NUESTRA

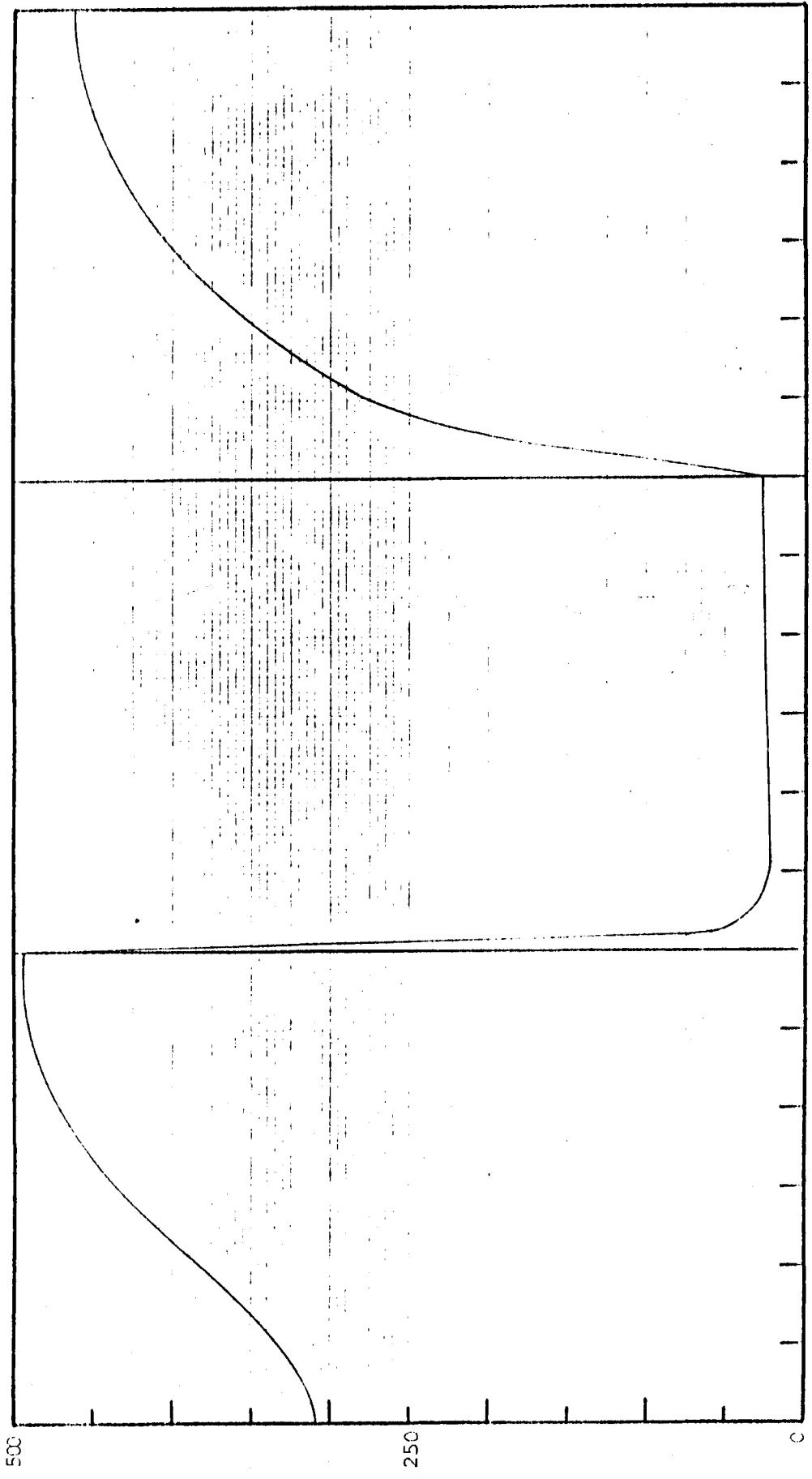


FIG. 7. VALORES DE PERMEABILIDAD AL INVENTAR AL NUCLEO PETROLICO MUESTRA 37 POR SUIVINGO DE MONICO 25°C ESPM 1
 Volumen Poroso
 ICI - E 1500 ppm

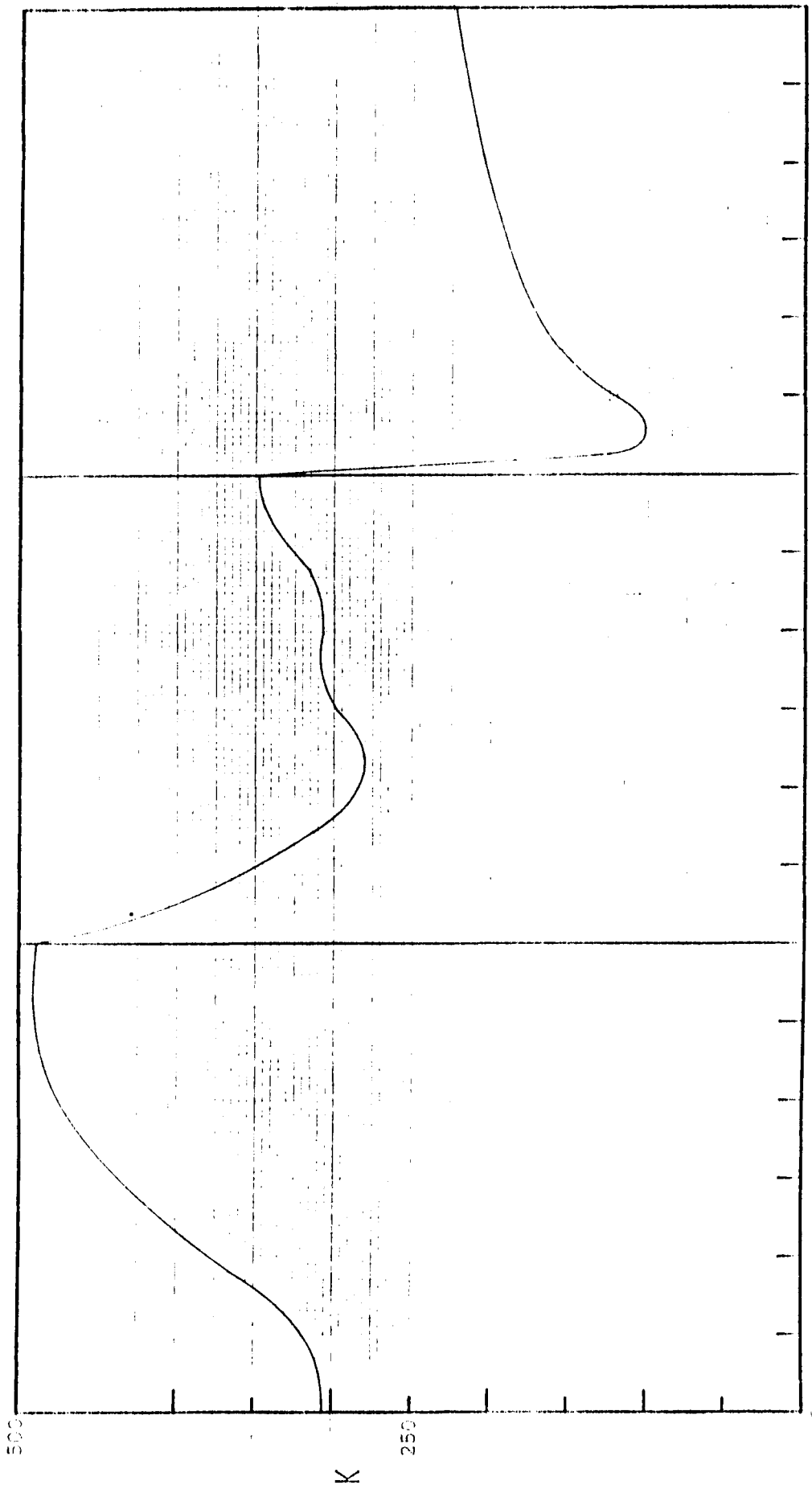


FIG. 8. CURVES DE TRANSMITTANCIA EN FUNCIÓN DE LOS NÚMEROS DE ONDAS (CM⁻¹) PARA SULFOLANO.
 (A) MUESTRA 3, (B) MUESTRA 4, (C) MUESTRA 5.

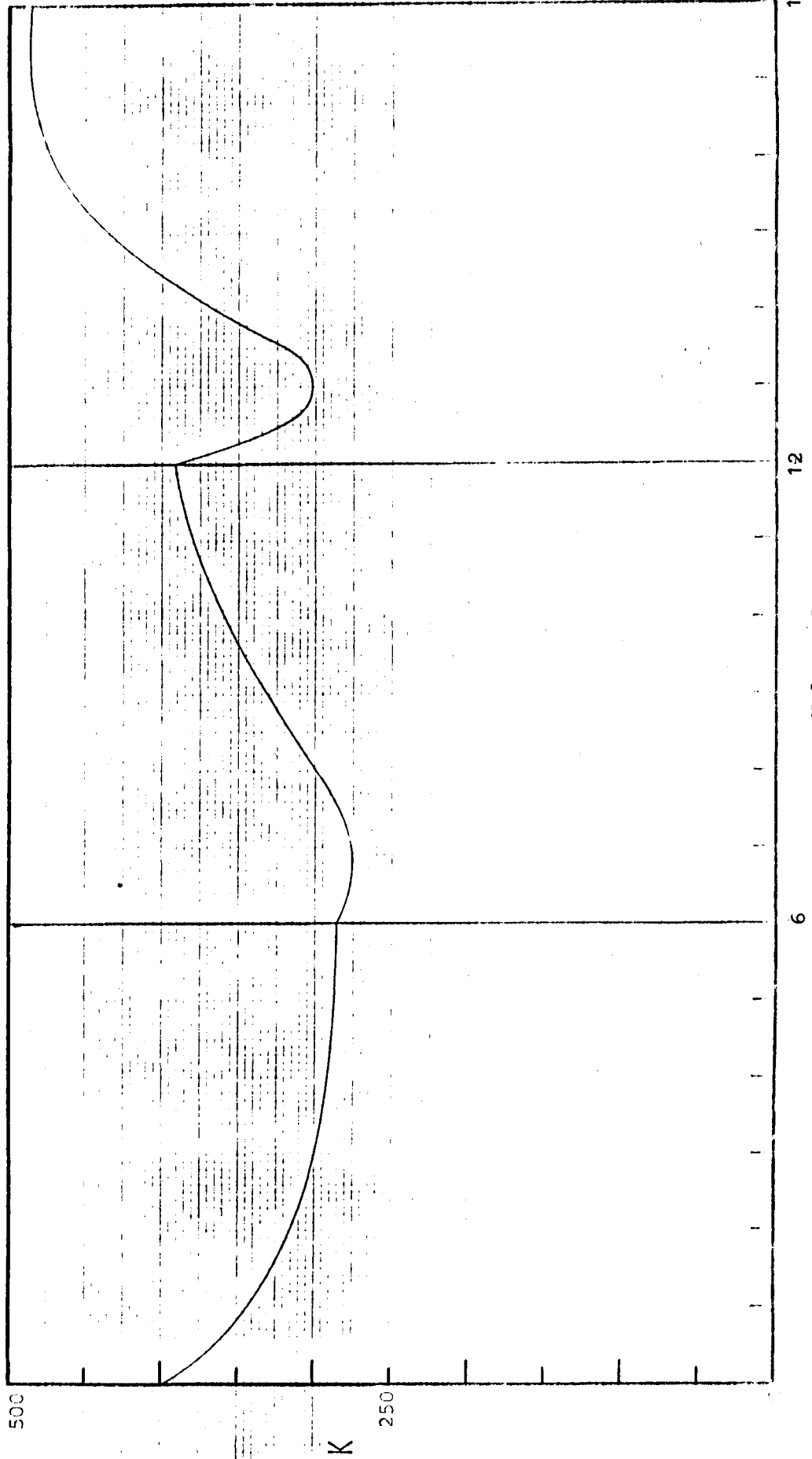


FIG. 9.- VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR AL NUCLEO PETROLEO MUESTRA 5, WG-7, AL (OH)₃

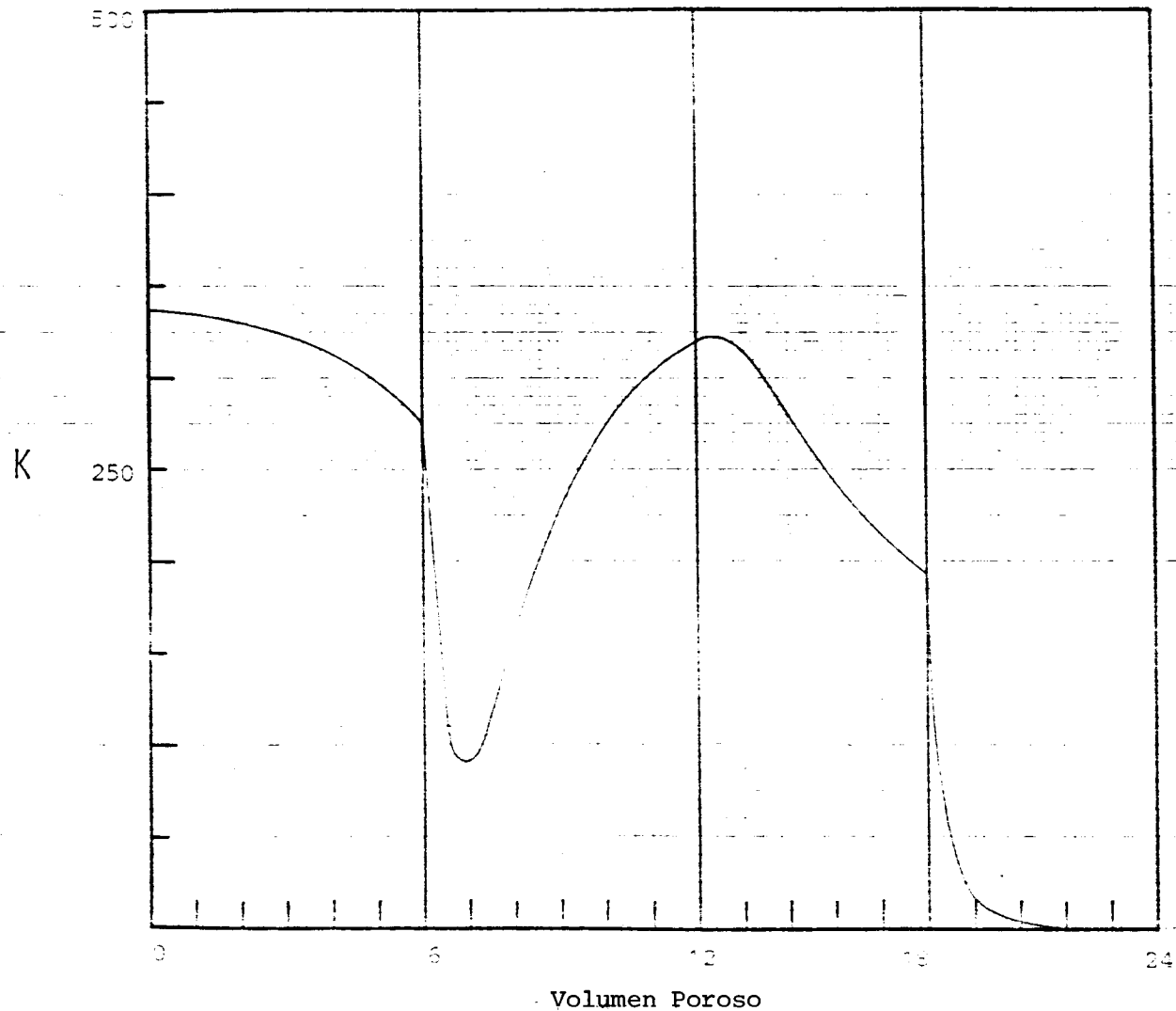


FIG. 10. VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR AL NUCLEO PETROLEO
 MUESTRA 5, AGUA DESTILADA, BARRO DE PERFORACION, AL (OH)₃

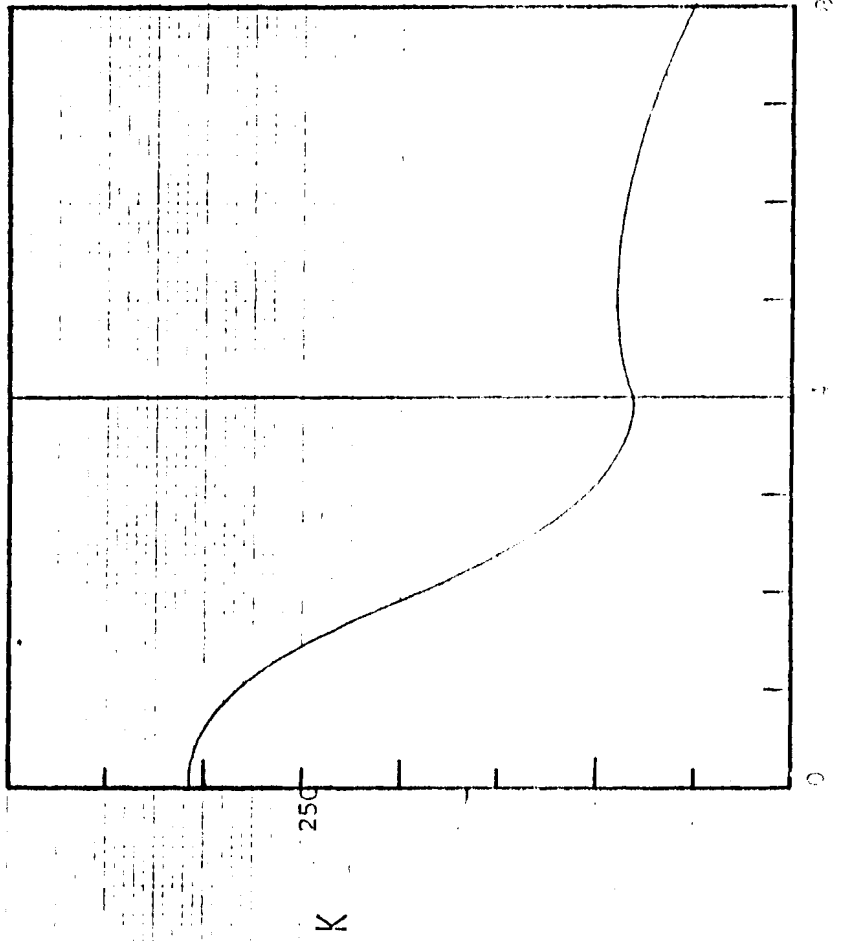


FIG. 11. VALORES DE PERMEABILIDAD AL INYECTAR AL NUCLEO PETROLEO MUESTRA 1 a 77°F y A 180°F.

REFERENCIAS

1. Mungan N. : "Permeability Reduction Through Changes in PH and Salinity". JPT December 1965 Pág. 1449.
2. Reed M.G. : "Stabilization of formation clays With Hydroxy Aluminum solutions". JPT, July 1972 Pág. 860
3. Veley C.D. : "How Hydrolizable Metal Ions react with clays to control formation water sensitivity" JPT Sep. 1969 . Pág. 1111.
4. White E.J. ; Baptist, O.C. and Land C.S. : "Formation Damage Estimated from water sensitivity test, Patrick Draw Area, Wyoming". RI 6520 US MB (1.964).
5. Slusser M. L., Glenn E. E., Huitt J. L. : "Factors affecting well productivity: I - Drilling Fluid Filtration; SPE tech. Paper 720-6, Oct. 1956.
6. Jones, F. O. and Weil, J. D. : The efect of clay blocking and low permeability on formation testing, SPE tech. Paper 1515-G, Oct. 1960.

7. Monaghan P. M. et al: Laboratory Studies of formation Damage in Sands containing clays, Actas del AIME, 1959 Pág. 216.
8. Farley and Miller: "Desing criteria for matrix stimulation with Hydrochloric-Hidrofluoric Acid, 44 Annual fall Meeting of SPE, AIME, Denver, Colorado. Oct. 1969.
9. Harris S. O., Molero S. N. : Estudio experimental sobre reducción de permeabilidad por Deposición de Asfaltenos. Trabajo Especial de Grado, Universidad del Zulia, Maracaibo, Octubre 1974.
10. Rincón C. C., Sánchez A. J. : Estudio sobre algunos factores que afectan la deposición de escamas inorgánicas, trabajo especial de Grado . Universidad del Zulia, Maracaibo. Octubre 1974.
11. Lichaa P. M. : Rock properties using wave propagation techniques. Ph.D. Dissertation December 1970, The University of Texas at Austin.