

314

01149

502,007

49

"PROCESOS MEJORADOS DE INYECCION DE AGUA"

1980

MAESTRO: DR. JESUS RIVERA R.

ALUMNO: ARMANDO R. GODINA ROJAS

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

I N D I C E

	PAGINA
INTRODUCCION	I
RESUMEN	3
FUERZAS RETENTIVAS DEL ACEITE	4
MEDICION DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA	6
AGUA CAUSTICA	8
AGUA ALCALINA	11
SOLUCIONES DE POLIMEROS	18
SOLUCIONES MICELARES	27
TECNOLOGIA	34
ASPECTO ECONOMICO	35
PROCESOS MEJORADOS DE INYECCION DE AGUA EN MEXICO ..	36
CONCLUSIONES	37
REFERENCIAS	39

*Alcalinas
causticas*

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

El progreso tan grande que ha alcanzado la humanidad durante el presente siglo se debe en gran parte al aprovechamiento de la energía proveniente de restos orgánicos como es el petróleo. La explotación de este recurso no renovable, ha sido motivo de diferentes estudios de investigación con el fin de obtener su máxima recuperación al mínimo costo. Dado que otros tipos de energía, tales como la solar, la geotérmica, la nuclear, etc., no han sido aprovechadas en todo su potencial, hasta el momento, el petróleo y sus derivados siguen siendo el baluarte para satisfacer el avance tecnológico de los países del mundo.

Por lo expuesto anteriormente, la necesidad de incrementar en forma substancial la recuperación de aceite en yacimientos obtenida por los sistemas tradicionales de explotación, como son la recuperación primaria, la recuperación secundaria por inyección normal de agua y/o el mantenimiento de presión, ha propiciado el estudio profundo del flujo de fluidos y de las fuerzas retentivas del aceite que se presentan en medios porosos. Como consecuencia, se han originado diversos procesos tendientes a vencer o disminuir esas fuerzas retentivas para lograr un incremento en la recuperación final de aceite, y se han denominado comunmente

"procesos de recuperación mejorada de aceite". En general, estos procesos son factibles de aplicación en cualquier etapa de producción del yacimiento y su efectividad depende -- fuertemente del conocimiento que se tenga tanto de las ca-- racterísticas del yacimiento como del proceso en sí. Por -- otra parte, una aplicación oportuna en el yacimiento pros-- pecto puede disminuir notablemente la fuerte inversión inicial que es característica de estos procesos.

R E S U M E N

Para mejorar la recuperación final de aceite crudo, condensado o líquidos del gas natural se requiere de procesos que utilicen energía y/o materiales externos al yacimiento. Una clasificación general de estos es: térmicos, miscibles y químicos, - dentro de estos últimos se encuentran los denominados procesos - mejorados de inyección de agua. En este trabajo se hará una descripción de las propiedades que tienen dichos procesos (soluciones de polímeros, soluciones micelares, agua caustica, alcalina y carbonatada, etc.) para cambiar la relación de movilidades entre el aceite y el agua, modificar la tensión interfacial y la mojabilidad de la roca.

Se presenta, asimismo, un análisis de una variedad de -- pruebas efectuadas en el laboratorio. Todos los experimentos - demostraron que para mejorar la recuperación de aceite es necesario reducir la movilidad del agua (ya sea aumentando la viscosidad del agua o disminuyendo la permeabilidad efectiva del --- agua), y la tensión interfacial entre las fases inmiscibles.

FUERZAS RETENTIVAS DEL ACEITE

Las fuerzas que retienen el aceite en un medio poroso, ⁽⁷⁾ - se pueden clasificar como gravitacionales, capilares y viscosas y su magnitud depende esencialmente de las propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos particularmente presentes en el yacimiento.

Las fuerzas gravitacionales están determinadas primordialmente por el contraste de densidades de los fluidos presentes y por las características estructurales del yacimiento. Aun cuando en la actualidad no existe ningún proceso cuya finalidad sea la de reducir esta fuerza retentiva, en general siempre se procura una explotación con ritmo y dirección de flujo adecuados para lograr que el efecto gravitacional sea favorable.

La magnitud de las fuerzas capilares esta determinada principalmente por las características de la estructura intergranular del medio poroso, así como de las fuerzas interfaciales en el sistema roca-fluidos presente. Durante el desplazamiento de aceite a través del medio poroso, la magnitud de esta fuerza retentiva se reduce notablemente cuando la tensión interfacial entre el aceite y el agente desplazante es baja. Este hecho ha propiciado el diseño de procesos que reducen la tensión interfacial, uno de estos es la adición de agentes tensoactivos al fluido desplazante.

La viscosidad de los fluidos de yacimientos, afecta directamente su correspondiente movilidad. En general puede decirse que el fluido menos viscoso tiende a fluir más fácilmente - en un medio poroso dado, esto es, tiene mayor "movilidad". - En procesos de desplazamiento inmisible de aceite se busca -- que la movilidad del aceite, λ_o , sea mayor que la del agente desplazante, con el fin de facilitar el flujo de aceite hacia los pozos productores cubriendo la mayor área posible del yacimiento; esto es, se trata de maximizar la eficiencia ---- areal de barrido. Lo anterior se puede lograr disminuyendo la viscosidad del aceite μ_o , como sucede en los llamados "procesos térmicos", en los que la reducción se produce por incremento de temperatura o bien aumentando la viscosidad del agente - desplazante μ_d mediante la adición de productos químicos, generalmente polímeros.

MEDICION DE LA MOJABILIDAD DE LAS ROCAS

Mojabilidad.- Es la propiedad de un fluido de adherirse o extenderse sobre una superficie solida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Alterar la mojabilidad de la roca proporciona medios para incrementar la recuperación de aceite de los yacimientos, disminuyendo el grado de mojabilidad de la roca al aceite y aumentando la eficiencia de desplazamiento de un barrido con agua. Aunque está demostrado que un alto porcentaje de los yacimientos en el mundo son mojados por agua, sin embargo, su grado de mojabilidad puede variar desde casi neutral hasta fuertemente mojados por agua.

No ha sido desarrollado un método completamente satisfactorio para medir la mojabilidad de las rocas. Las pruebas de imbibición son usadas en el laboratorio y están basadas en la tendencia de una roca a imbibir la fase mojante espontáneamente. Por ejemplo si una roca fuertemente mojable por agua es primero saturada con aceite y colocada en agua, ésta, rápidamente invade la roca por capilaridad y bastante aceite puede ser desplazado. Si la roca es ligeramente mojable por agua, la imbibición de agua será muy lenta, y en muchos casos poco aceite es desplazado. Por otro lado, una roca mojable por aceite y saturada con agua imbibirá al aceite. El ritmo inicial con el cual se imbiben agua (o aceite) indica, cualitativamente, el grado de mojabilidad de la roca por alguno de los fluidos antes mencionados.

(1)
Las curvas de imbibición para una roca fuertemente mojable por agua y para la misma roca después que ha sido convertida en poco mojable por agua al ponerse en contacto con un componente del aceite crudo se muestran en la fig. 1.* El volumen de agua imbibida (como porcentaje del volumen total de poros de la roca) es gráficado contra el tiempo. Los datos de imbibición obtenidos en los núcleos cuando son fuertemente mojados por agua se usan como referencia para estimar la mojabilidad de la roca después de expuesta con un componente del aceite -- crudo. El ritmo inicial de imbibición observado en la corrida de referencia es de 0.8 vp/hora. Después del contacto con el componente del aceite el ritmo de imbibición se reduce a 0.08 vp/hora. Este ritmo puede ser expresado como un porcentaje -- del ritmo de referencia y es denominado ritmo relativo de imbición, en este ejemplo el ritmo relativo es de 10%.

* Figuras y tablas al final.

AGUA CAUSTICA

La inyección de agua caústica como método para incrementar la recuperación de aceite no es una idea nueva, ya que la primera inyección de agua con hidróxido de sodio, fue llevada a cabo por H. Atkinson en 1927. En 1962 Leach y colaboradores, mediante experimentos de laboratorio, mostraron que la inyección de agua caústica podría alterar la mojabilidad de la roca y mejorar la recuperación de aceite, pero los resultados de una prueba de campo no fueron convincentes.

El mecanismo de desplazamiento con agua caústica involucra la drástica reducción de la tensión interfacial agua-aceite⁽²⁾, por la activación caústica de ciertos ácidos orgánicos presentes en el aceite. La disminución de la tensión interfacial causa emulsiones "in situ" del aceite que tienden a reducir la movilidad del agua inyectada, moderan la interdigitación del aceite, evitan la canalización causada por la estratificación del yacimiento y mejoran la eficiencia de barrido.

Este proceso de desplazamiento parece ser económicamente muy bueno para aceites apropiados, ya que el hidróxido de sodio es un material barato y las concentraciones requeridas varían entre 0.05 y 0.5 % en peso.

Las pruebas de desplazamiento fueron llevadas a cabo en muestras de núcleos preservados, usando aceite crudo a tempera-

tura del yacimiento. Las dimensiones de las muestras utilizadas fueron de 3 pulgadas de longitud y 1.5 pulgadas de diámetro. La viscosidad del aceite fue ajustada a la del yacimiento agregando kerosena para compensar la pérdida de componentes volátiles. Las propiedades de los aceites usados en estos experimentos están dados en la tabla I. Antes de efectuarse los desplazamientos, se realizaron pruebas de imbibición dando como resultado que todas las muestras fueron predominantemente mojables al agua. Todos los barridos con agua caústica y normal se llevaron a cabo con ritmos estabilizados, la tensión interfacial agua-aceite fue medida por el método de la gota colgante utilizando el mismo aceite con el que se efectuaron las pruebas de desplazamiento.

Las gráficas 2 y 3 presentan los resultados de los barridos con agua normal y con agua caústica de diferentes concentraciones para un aceite de Sudamérica. Las figuras muestran una clara dependencia de la recuperación de aceite y la tensión interfacial con respecto a la concentración caústica, existiendo un óptimo de concentración de 0.1% en peso. La gráfica 4 presenta curvas de tensión interfacial versus concentración caústica para cuatro diferentes aceites de Norteamérica. La figura 5 muestra los valores obtenidos de saturación residual de aceite con barridos caústicos y con agua normal, notándose que se obtienen valores más bajos de saturación residual de aceite para el caso de inyección de agua caústica. La saturación de aceite residual, para este caso, está definida como el volumen de aceite en % del volumen poroso, que permanece en el núcleo después de circular -

100 volúmenes porosos de agua o solución caústica inyectada.

Las características que debe tener un yacimiento para que el barrido con agua caústica sea un éxito, es que el aceite sea viscoso, con bajas densidades ($^{\circ}$ API) y la presencia de ciertos ácidos orgánicos en el aceite, ya que estos ácidos al ponerse en contacto con el agua caústica reducen la magnitud de la fuerza capilar.

AGUA ALCALINA

Las técnicas de barrido con agua alcalina para incrementar la recuperación de aceite han sido reportadas en la literatura especializada desde hace mucho tiempo.⁽³⁾ Nutting, 50 años atrás, -- propuso un barrido en un yacimiento de aceite con soluciones de carbonato de sodio alcalino, después de que se observó que esas soluciones removían aceite en superficies de vidrio y de sílice. En recientes años, Leach y colaboradores han reportado el uso de agua alcalina para causar una reversibilidad en las condiciones de mojabilidad en algunos yacimientos mojables al aceite.

Este proceso de desplazamiento está basado en el hecho que los ácidos orgánicos, presentes en algunos aceites, reaccionan -- con el agua alcalina para producir una emulsión en la interfase agua- aceite. Esta emulsión, reduce la tensión interfacial agua- aceite y bajo condiciones apropiadas de salinidad, pH y temperatura cambian la mojabilidad del medio poroso a preferentemente mojable al aceite. Las propiedades de flujo de este tipo de emulsión permite un gradiente de presión alto y no uniforme, generado en una región cercana a las vecindades del frente de emulsión. Estos gradientes de presión son suficientes para reducir las fuerzas capilares y desplazar el aceite del poro, la eficiencia de desplazamiento es mucho mayor que la de un barrido con agua normal.

El mecanismo activo en el frente donde el agua alcalina es

FALTA PAGINA

No. **12**

tá desplazando el aceite crudo incluye (1) una drástica reducción de la tensión interfacial agua-aceite, (2) mojabilidad de los granos de la matriz por aceite, (3) formación de gotas de agua dentro de la fase de aceite, (4) drene de aceite detrás de las gotas de agua alcalina para producir una emulsión conteniendo poco aceite.

La reducción en la tensión interfacial y la mojabilidad al aceite de la matriz resultan de la formación de jabón por una reacción química ácido-base en la interfase agua-aceite.⁽³⁾ El jabón así formado es prácticamente insoluble en el agua alcalina por la presencia de sal en el agua. Bajo tales condiciones, la emulsión formada favorece a que la matriz sea mojable al aceite. (En agua dulce, el jabón es soluble y favorece la mojabilidad al agua).

La figura 6 ilustra la distribución de aceite y agua en un poro cercano al frente de desplazamiento. Una emulsión conteniendo poco aceite es formada y tiene la apariencia de una película o laminilla de aceite, el cual puede deformarse para moverse a través del espacio poroso. La primera etapa en la formación de la laminilla es la entrada de gotas de agua alcalina dentro del aceite en un poro.

La figura 7 presenta los cambios de presión y saturación - que ocurren durante un barrido con agua alcalina; se muestran las saturaciones de aceite y los gradientes de presión típicos durante un barrido efectuado en una columna empacada de arena. Es de

hacer notar que el valor máximo del gradiente de saturación ocurre en el frente (fig. 7-c) y la elevación y caída del gradiente de presión detrás del frente de agua alcalina --- (fig. 7-b). La ilustración esquemática (Fig. 7-d) de lo -- que se observó microscópicamente. (Las observaciones mi--- croscópicas fueron hechas en columnas empacadas de arenas - teniendo paredes transparentes y pequeños estratos de vi--- drio entre los deslizadores microscópicos).

La resistencia al flujo de la laminilla de aceite provoca un incremento en el gradiente de presión que es observado inmediatamente detrás del frente de desplazamiento. - La baja movilidad de fluidos en la región donde la laminilla existe y la pequeña cantidad de aceite dentro de dicha laminilla causan la elevación del gradiente de saturación - de aceite que es observado en el frente de desplazamiento.

En todos los experimentos de laboratorio, se observó - que todas las laminillas de aceite se rompen y que la mojabilidad al agua de la matriz retorna con el tiempo. La estabilidad de las laminillas varía para diferentes sistemas. Por ejemplo, en barridos de laboratorio a una velocidad de inyección de 1 ft/día, esencialmente todas las laminillas - se rompen a distancias mayores que un pie detrás del frente de agua alcalina.

Una vez que el barrido con agua alcalina se ha llevado a cabo, la matriz mojable al aceite sostiene un aceite residual sobre su superficie en forma de películas extremadamente delgadas.

El espesor de esas películas depende de la efectividad del banco de emulsión en el desplazamiento de aceite residual, para el sistema aceite-agua alcalina las películas tienen un espesor de unos 300 a 400 micrones. En arenas limpias con una permeabilidad de 2 a 3 Darcy, esta cantidad de aceite puede ser del 4 o 5% del volumen poroso total. Grandes cantidades permanecen en la roca del yacimiento, puesto que la superficie de los sólidos es mayor; consecuentemente, el uso del proceso de barrido con agua alcalina en arenas conteniendo grandes cantidades de sólidos con alta área superficial (tales como finos y arcillas) puede no ser atractivo.

La reducción en la tensión interfacial entre el aceite y el agua alcalina depende del pH del agua, concentración y tipo de sal en solución y la concentración y tipo de ácido orgánico en el aceite. Las características del material utilizado se presenta en la tabla II y los resultados de los experimentos en la figura 8. Se observa que la tensión interfacial de los aceites ácidos contra el agua alcalina alcanza bajos valores en el rango del pH de 8.2 a 9.2. Y debe ser señalado que una baja tensión interfacial aceite-agua es condición necesaria pero no suficiente para obtener éxito en un barrido con agua alcalina. La formación de la laminilla y que la matriz sea mojabable al aceite también son necesarios.

Las sales de calcio y magnesio, aún a bajas concentraciones, incrementan la tensión interfacial entre el aceite y el agua alcalina. Esto es ilustrado por la figura 9, las propie-

dades del material usado se presentan en la tabla 11f. En soluciones alcalinas, los iones de calcio y magnesio reaccionan con los ácidos orgánicos del aceite para formar las correspondientes emulsiones de calcio o magnesio, el cual tienen mucho menor superficie activa. La concentración de dichas sales puede ser controlada agregando productos químicos al agua alcalina, otra posible solución es el uso de un ion químico gelatinizante.

La figura 10 muestra como varía la recuperación de crudo -- (aceites sintéticos) con la concentración salina a un pH constante y la figura 11 considera pH de diferente valor.

Durante un examen microscópico de un barrido con agua alcalina en un micromodelo, se observó que la matriz de la roca cambia de mojable por agua a mojable por aceite en el frente de desplazamiento. El cambio en mojabilidad es causado por la adsorción de moléculas jabonosas (formadas por la reacción interfacial) sobre la superficie sólida. Este cambio de mojabilidad es considerado una característica importante en el proceso de barrido con agua alcalina descrito anteriormente, debido a que es necesario para la formación y estabilidad de la laminilla de aceite en el espacio poroso.

El proceso de agua alcalina debe ser considerado primordialmente en yacimientos donde el aceite contiene ácidos orgánicos, el más común en los aceites es el nafténico. El contenido ácido de los aceites tiende a ser más alto cuando la composición base

del crudo es alta en componentes nafténicos. En los casos donde la concentración ácida es baja, un banco de aceite conteniendo ácidos orgánicos podría ser inyectado al yacimiento y a continuación el agua alcalina.

SOLUCION DE POLIMEROS

El uso de polímeros en el agua de inyección incrementa la eficiencia de recuperación del aceite reduciendo la movilidad de la fase desplazante. Una disminución en la movilidad de la fase desplazante dará como resultado un mejoramiento en la eficiencia areal y vertical; esta reducción en la movilidad puede significar una disminución en la permeabilidad efectiva al agua, un incremento en la viscosidad del agua o una combinación de los dos factores. Los intentos iniciales de incrementar la viscosidad del agua inyectada no tuvieron éxito, en virtud del alto costo y elevada concentración de los materiales usados para aumentar la viscosidad, el uso de tales materiales como glicerina, azúcar y glicol no fue económicamente posible. También, el inicio del uso de polímeros en estas pruebas no fue un éxito por la gran pérdida del polímero en la roca.

Este método consiste en inyectar al yacimiento soluciones acuosas muy divididas de ciertos polímeros sintéticos de alto peso molecular,⁽⁶⁾ los cuales tienen la particularidad de reducir la movilidad del fluido inyectado en el yacimiento; estas soluciones presentan una movilidad 5 a 20 veces menor que la correspondiente a un fluido de comparable viscosidad cuando ambos fluyen a través del mismo medio poroso. Este fenómeno se debe al hecho de que los polímeros no solo aumentan en forma apreciable la viscosidad del agua de inyección, sino que también se absorben

en las paredes del medio poroso, originando una disminución apreciable de la permeabilidad efectiva que dicho medio presenta al paso del agua, sin reducir la permeabilidad del mismo al paso -- del aceite, debido a la naturaleza hidrofílica de las moléculas poliméricas.

Para caracterizar el comportamiento de flujo de soluciones de polímeros a través de un medio poroso⁽⁵⁾, Pye introdujo un índice de correlación el cual es llamado "Factor de Resistencia", R. Siendo definido como la relación de la movilidad del agua a la -- movilidad del polímero a la misma saturación residual de aceite.

$$R = \frac{K_w}{\mu_w} / \frac{K_p}{\mu_p} \quad (1)$$

donde:

K = Permeabilidad

μ = Viscosidad

Y los subíndices w y p son para el agua y polímero respectivamente.

Para caídas de presión constantes a través del medio poroso, el factor de resistencia está dado por la relación de ritmos de flujos volumétricos, q:

$$R = \frac{q_w}{q_p} \quad (2)$$

Una nueva definición de factor de resistencia fue estable

cida incluyendo el efecto de temperatura, y es la siguiente: "El factor de resistencia a una temperatura dada es la relación de la movilidad del agua a la de la solución de polímero, ambas medidas a las mismas condiciones de temperatura y saturación residual de aceite". En consecuencia, la ecuación (2) puede expresarse como:

$$(R)_t = \left(\frac{q_w}{q_p} \right)_t \quad \text{--- (3)}$$

donde t es la temperatura de interés

Las figuras 12, 13 y 14 muestran el comportamiento de R con el cambio de temperatura para un tipo y concentración dada de polímero.

El efecto de la permeabilidad sobre el factor de resistencia obtenido con una solución polimérica es ilustrado en las figuras 13 (a) y (b). Estas gráficas son para una solución polimérica de Pusher 700 y 150 ppm. El factor de resistencia a una velocidad de flujo y temperatura dada es más alto cuando la permeabilidad del núcleo es más baja. De una serie de experimentos realizados por diferentes investigadores se ha obtenido que el factor de resistencia se incrementa con el aumento en peso molecular y concentración polimérica de la solución utilizada.

La ecuación de Darcy es válida únicamente para fluidos Newtonianos. Para soluciones de polímeros y otros fluidos no New

tonianos la ecuación debe ser modificada considerando que la viscosidad es una cantidad variable.

Modificaciones de la ecuación de Darcy para incluir los efectos no Newtonianos han sido sujetas a varias investigaciones. Estas modificaciones generalmente adoptan un modelo reológico, tal como el de Ellis o el de potencias. Para interpretación de los datos del flujo de soluciones de polímeros a través de capilares,⁽⁵⁾ Rivera supone que el comportamiento obedece al modelo de la ley de potencias

$$\tau = k \left(- \frac{dv}{dR} \right)^n = -k \frac{S^n}{R} \quad (4)$$

donde:

τ = esfuerzo cortante

k = índice de consistencia

$\frac{dv}{dR} = S =$ ritmo de esfuerzo

n = índice de comportamiento de flujo

Las figuras 15, 16 y 17 muestran el comportamiento de k y n con el incremento de temperatura, t , para una concentración de polímero dada. De esas gráficas, se observa que k vs t sigue una curva cóncava hacia arriba para todas las soluciones de polímeros a las concentraciones bajo estudio. Mientras que, el comportamiento de n vs t parece ser lineal.

La viscosidad aparente⁽⁴⁾ en un medio poroso es definida como la viscosidad calculada a partir de la ecuación de Darcy. - Para un flujo lineal se tiene:

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

La suposición hecha aquí, es que la permeabilidad del medio poroso no cambia durante el flujo de la solución de polímero. La relación de la viscosidad es definida como:

$$VR = \frac{\text{viscosidad aparente}}{\text{viscosidad de la solución}}$$

La viscosidad de la solución puede ser considerada como la viscosidad que podría ser predicha de medidas viscométricas de flúidos no Newtonianos.

La viscosidad aparente de una solución de polímeros en un medio poroso se aproxima al valor de la viscosidad de la solución a bajos ritmos de flujo (o a 2 ft/día) y difiere notablemente cuando el ritmo de flujo se incrementa (fig. 18). La explicación a lo anterior, es que la solución actúa como un fluido dilatante (la viscosidad aumenta con el incremento de la ve

locidad de flujo) en un medio poroso, en contraste con el comportamiento de flujo pseudoplástico en un capilar. Efectos de viscosidad anómalos son más pronunciados para polímeros de alto peso molecular en sistemas de baja permeabilidad para concentraciones de alrededor 15% (fig. 20).

La alta resistencia de flujo de un polímero en un medio poroso parece ser que es debida, en parte, a la pérdida de energía cinética creada por la interacción de las macromoléculas del polímero y las paredes de los canales de flujo del medio poroso. La fig. 19 muestra que cuando se mantienen constantes el peso molecular y el % en peso de un polímero, la relación de viscosidades se incrementa si el diámetro de poro disminuye. La fig. 21 muestra que cuando el diámetro de poro es constante, la relación de viscosidades se incrementa a medida que aumenta el peso molecular.

El papel que juegan las fuerzas viscoelásticas en los fenómenos de flujo en un medio poroso es muy importante. Por ejemplo, para polímeros de alto peso molecular para poder propagarse a través de un medio poroso de baja permeabilidad, las moléculas de esos polímeros deben ser capaces de deformarse suficientemente para fluir a través de los canales de flujo densos y tortuosos. Lo anterior indica, que los polímeros más adecuados para propagarse en un medio poroso deben tener propiedades viscoelásticas. Los grandes esfuerzos normales encontrados en la mayoría de las soluciones poliméricas ayudan a mantener es-

te concepto, soluciones de polímeros de alto peso molecular que presentan efectos elásticos pequeños o nulos pueden taponar la matriz porosa de baja permeabilidad.

La literatura técnica⁽⁵⁾ concerniente a la solución de polímeros es muy extensa y mencionar la contribución de algunos investigadores llevaría bastante tiempo y espacio. En lugar de eso, se mencionan los principales aspectos de los reportes que han aparecido en la literatura.

Concerniente a la reología de las soluciones de polímeros, la mayoría de los investigadores concuerdan en los siguientes aspectos:

a).- Las soluciones de polímeros exhiben comportamiento pseudoplástico en su flujo en tubos capilares rectos.

b).- La presencia de NaCl disminuye la viscosidad aparente. Los cationes divalentes como Ca^{++} y Mg^{++} reducen la viscosidad aparente de la solución en mayor extensión que los cationes monovalentes Na^+ .

c).- La viscosidad aparente de las soluciones aumenta con el incremento del peso molecular. Las soluciones más concentradas exhiben viscosidades aparentes más altas que las diluidas.

Los puntos de discordancia son principalmente:

a).- Si la reducción en la viscosidad aparente de la solución polimérica, es debido únicamente a la disminución en la viscosidad del agua a cualquier temperatura dada.

Con respecto al comportamiento de soluciones de polímeros fluyendo a través de un medio poroso, los investigadores concuerdan en los siguientes aspectos:

a).- Cuando las soluciones de polímeros fluyen a través de un medio poroso, la disminución en la movilidad del agua es mucho mayor que la que podría obtenerse con una solución viscosa.

b).- La disminución en la permeabilidad puede ser debido a la adsorción y/o entrapamiento mecánico de las moléculas de polímeros dentro de la estructura porosa.

c).- Las soluciones de polímeros presentan un comportamiento pseudodilatante en su flujo a través de un medio poroso.

d).- La reducción en la movilidad del agua es dependiente del tipo de polímeros, peso molecular, salinidad y pH del agua y las propiedades capilares del medio poroso.

Hay una gran discordancia en los siguientes aspectos:

a) Algunos autores postulan que la reducción en permeabilidad es producida por taponamiento de los canales de flujo pequeños y que el movimiento de fluidos debe restringirse a grandes canales de flujo.

b) Algunos investigadores dicen que dentro del rango de estabilidad de las soluciones poliméricas, los incrementos de temperatura no afectan la movilidad, mientras otros han encontrado considerables cambios debido a los efectos de temperatura.

El principal problema⁽⁶⁾ que presentan las soluciones poliméricas es la sensibilidad a la velocidad de algunos tipos de polímeros, ya que cuando se sujetan a velocidades mayores que cierta velocidad crítica, ocurre rompimiento de la cadena formada por estas macromoléculas, produciéndose, como consecuencia, una reducción apreciable en su capacidad para mejorar la relación adversa de movilidades agua-aceite.

La fig. 22 presenta los resultados comparativos de las recuperaciones de aceite que se obtendrían al usarse soluciones poliméricas y agua como agentes desplazantes. Sin embargo, cabe mencionar que el uso de polímeros no es de aplicación a todos los yacimientos, ya que para poder operar eficientemente - este proceso, es necesario que el yacimiento reúna ciertas características, entre las más importantes podemos mencionar que el yacimiento no presente fracturas, que no exista un contenido muy alto de sales con cationes divalentes (Ca^{++} y Mg^{++}), la roca almacenante debe ser preferentemente una arena o arenisca, la temperatura del yacimiento no debe exceder 135°C , etc.

SOLUCIONES MICELARES

En este mecanismo de desplazamiento un volumen pequeño - (bache) de solución micelar se desplaza a través del yacimiento mediante un volumen considerable de solución polimérica, - el cual a su vez es desplazado por agua. La solución micelar, que puede presentar agua o aceite como fase externa, consta - de un surfactante, un co-surfactante y un electrolito.

(6)

La solución micelar presenta la característica de ser - miscible tanto con el aceite del yacimiento al cual va a des- plazar como con el agua, que en forma de bache de solución -- acuosa polimérica la empuja en el yacimiento. Esta técnica - es relativamente nueva, ya que comenzó a desarrollarse aproxi- madamente en 1965; hasta el momento, la gran mayoría de estu- dios se han concretado al laboratorio y a pruebas piloto en - yacimientos cuidadosamente seleccionados.

(8)

Que es una solución micelar? Una solución micelar pue- de ser descrita como una microemulsión. Tal definición, el - cual es técnicamente correcta, tiene un significado que está bastante limitado. Para mejorar su entendimiento, por lo tan- to, algunos términos básicos deben ser revisados.

Surfactantes, o agentes activos superficiales, son jabo- nes o sustancias como jabones. Ellos tienen la habilidad para

cambiar las propiedades superficiales o interfaciales en un grado muy marcado aun cuando estén presentes en cantidades muy pequeñas. Por ser de interés en la recuperación de aceite, deben reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

Ellos son caracterizados por tener una molécula anfifílica o dualfílica. Una parte de esta molécula es atraída por agua (esto es hidrofílica), y otra parte es atraída por aceite (esto es oleofílica). Esta doble naturaleza de atracción de estos surfactantes hacen que sean solubles al aceite y agua. El surfactante usado en las soluciones micelares generalmente es sulfonato de petróleo.

Las soluciones son mezclas de una sustancia en otra en el cual la sustancia disuelta subdivide el tamaño de sus moléculas. Algunas soluciones son llamadas dispersiones moleculares. El azúcar se disuelve en agua, por ejemplo, y subdivide sus moléculas individuales el cual se distribuyen ellas mismas a través del agua. Las soluciones son ópticamente limpias y las sustancias disueltas no se sedimentan, aun por períodos de tiempo bastante largos.

Coloides son dispersiones o suspensiones de una sustancia en otra en el cual la sustancia dispersada es microscópica o submicroscópica (10 a 10,000 Angstrom) en tamaño. Una mezcla coloidal de dos líquidos inmiscibles es una emulsión. Las mezclas son oscuras más que transparentes, a tiempos bastantes

largos, se separan o se sedimentan.

Si el surfactante es mezclado en agua aun a bajas concentraciones forman una solución. Si la concentración se incrementa sobre alguna cantidad crítica, las moléculas surfactantes forman agrupamientos llamados micles.

Si el aceite se mezcla dentro del sistema surfactante - agua, puede ser soluble o disolverse en gotas dentro del centro - de los micles. Estos son algunas veces llamados micles hinchados o inflados.

La mezcla puede ser descrita como una microemulsión en - que es verdaderamente una emulsión con partículas dispersas de tamaño submicroscópico, pero también tiene las propiedades de una - solución ya que es ópticamente clara y estable contra la sedimentación.

.. La mezcla descrita aquí es micles hinchados de aceite - dispersos en agua. Este tipo de solución micelar es llamada agua externa. Las soluciones micelares de aceite externo en el cual los micles surfactantes dispersos hinchados con agua, también - son usados en la recuperación terciaria.

Para mejorar la calidad de las soluciones micelares se - agrega alcohol. El alcohol agregado a la solución es llamado -- co-surfactante. Lo anterior ayuda en el ajuste de viscosidad a que los micles disuelvan más aceite y estabilizan la solución. -

La presencia de un co-surfactante también reduce la adsorción del surfactante por la roca del yacimiento.

Un electrolito se agrega a la solución micelar ya que también ayuda en el ajuste de viscosidad. El electrolito es usualmente una sal tal como cloruro de sodio o sulfato de amonio. La composición óptima de una solución micelar debe ser determinada en el laboratorio para cada yacimiento prospecto considerando los fluidos del yacimiento, temperatura y tipo de roca.

Las composiciones varían ampliamente de soluciones externas de aceite con bajo contenido de agua a soluciones externas de agua con alto contenido de esta. El rango de la composición puede ser:

Surfactante	4 a 10%
Hidrocarburo	4 a 80%
Co- Surfactante	4%
Electrolito	1%
Agua	10 a 92%

A continuación se explica el funcionamiento de este proceso. Un volumen de solución micelar se inyecta en el yacimiento. Este bache se mueve a través del yacimiento desplazando todo el aceite y el agua que están adelante del frente hacia los pozos productores. Después de la solución micelar se inyecta un banco de polímero para control de movilidad. Una vez de que suficiente

polímero es inyectado, un bache de agua es utilizado.

A menudo la composición del agua salada en el yacimiento tiene un efecto adverso en la solución micelar. Para corregir este problema, se inyecta un banco de agua adelante de la solución micelar. Este banco de agua, el cual es compatible con la solución micelar, elimina dicho efecto adverso.

La figura 23 muestra el proceso para recuperación terciaria. Unicamente agua se está produciendo hasta que el banco de aceite-agua alcanza el pozo productor.

La figura 24 muestra el proceso bajo condiciones de recuperación secundaria. Un banco de aceite ha sido formado y se presenta cómo está siendo desplazado y producido como en cualquier barrido con agua. La saturación de agua en el banco de aceite es agua congenita inmóvil. Detrás del banco de aceite, un banco de agua-aceite es formado por la acción de la solución micelar que desplaza todo el aceite y agua. El aceite y el agua fluyen juntos en cierta proporción dependiendo de las características de permeabilidades relativas. La proporción fluyendo en el banco agua-aceite es la misma para condiciones de saturación secundaria o terciaria.

El tamaño del bache micelar generalmente es de 5 a 10% del volumen poroso del yacimiento. Las pruebas de laboratorio muestran que un mínimo de 5% del volumen poroso es suficiente para que el barrido con solución micelar sea un éxito. La adsor-

ción de surfactante sobre la roca del yacimiento y la dispersión del material micelar tiende a destruir el bache. Alrededor del 10% del volumen poroso debe ser el máximo tamaño económico permisible de la solución micelar.

La movilidad del bache micelar debe ser igual o menor -- que la movilidad total del banco de aceite y agua. La movilidad total del banco de aceite y agua es la suma de las movilidades del aceite y agua fluyendo. Una relación de movilidades favorable entre el bache micelar y el banco de aceite-agua es esencial para el éxito de este proceso.

Así como es necesario tener una relación de movilidades favorable entre el bache micelar y el banco de aceite-agua, también es importante que la relación de movilidades entre el bache micelar y el fluido que lo desplaza sea favorable. Si se utiliza agua como fluido desplazante, una relación de movilidades desfavorable puede existir. Esto podría dar como resultado una eficiencia areal reducida y en interdigitación del agua a través de la solución micelar. Para evitar lo anterior, generalmente un bache de agua polimérica es inyectado.

La viscosidad del banco de polímeros es graduada de alta viscosidad cercana al bache micelar a valores bajos próximos al bache de agua normal. Esta graduación es posible llevarla a cabo variando la concentración del polímero. El tamaño mínimo del banco de polímero debe ser alrededor del 50% del volumen po-

roso.

El barrido micelar es aplicable a yacimientos de arenisca pero su uso esta limitado en yacimientos carbonatados o donde el agua salada contiene iones excesivos de calcio o de magnesio. La adsorción del surfactante es alta en este tipo de yacimientos --- usando soluciones micelares normales. Este proceso debe ser aplicado a yacimientos de aceite no muy viscoso, ya que se tendria -- que aumentar la viscosidad de los baches de las soluciones de polimeros y micelares para proporcionar relaciones de movilidad favorables, dando como resultado costos elevados.

La principal desventaja de este proceso es la necesidad de utilizar grandes cantidades de productos químicos que son muy caros. Ademas, grandes erogaciones deben ser hechas en la vida del proyecto, la mayor parte en el primer año. La recuperación - esta basada en dos parametros el cual son dificiles de determinar como son la saturación de aceite en el yacimiento y la cantidad - de aceite que se recuperara con el barrido micelar.

T E C N O L O G I A

La aplicación de los procesos mejorados de inversión de agua a yacimientos requiere, junto con otros factores circunstanciales específicos del caso, de tecnología especializada para lograr resultados económicamente satisfactorios. Esa aplicación comprende principalmente los siguientes conceptos:

a).- Conocimiento preciso del fundamento teórico sobre el cual se apoya el proceso.

b).- Realización de trabajo experimental para obtener información general del proceso necesario para una aplicación

c).- Análisis preliminar de las condiciones particulares del yacimiento prospecto.

d).- Realización de trabajo experimental que compruebe la eficiencia del proceso y establezca las condiciones definitivas de aplicación. Incluyendo trabajo de simulación y prueba piloto.

e).- Llevar a cabo análisis económicos durante las distintas etapas del programa de trabajo.

ASPECTO ECONOMICO

La aplicación de los procesos mejorados de inyección de agua, requiere la disposición de materiales costosos y de personal y equipo especializados, además, generalmente es necesario la perforación de pozos adicionales y la reparación de pozos y sistemas de recolección existentes. Como consecuencia, una aplicación requiere una fuerte inversión inicial sin que se tenga alguna recuperación inmediata, puesto que la producción adicional de aceite comenzará hasta que transcurra un cierto período de tiempo después de haber iniciado la inyección.

Como una observación general, la mayor complejidad en la composición del agente químico (polímero, surfactante, etc.) significa, por una parte, un trabajo de laboratorio más intenso y -- una mayor dificultad en la simulación y diseño, por otra, representa un mayor riesgo económico derivado de la falta de un conocimiento preciso de los mecanismos que ocurren en el medio poroso, así como del mayor costo usualmente implicado.

PROCESOS MEJORADOS DE INYECCION DE AGUA EN MEXICO

Aun cuando actualmente un alto porcentaje de la producción de aceite en México, es fruto de la explotación primaria de los yacimientos, es fácil preveer que, en un futuro no lejano, no se dispondrá ya fácilmente de nuevos yacimientos y habrá necesidad de producir el aceite residual de yacimientos sometidos a explotación primaria o secundaria por inyección normal de agua. Asimismo, es muy conveniente aprovechar la experiencia de otros países productores de petróleo, principalmente Estados Unidos, y aplicar oportunamente los procesos más apropiados para mejorar la eficiencia de recuperación, utilizando los recursos disponibles de bajo costo que ofrescan mayores posibilidades de éxito.

Además para complementar lo anterior, sería conveniente que en los laboratorios de los centros de investigación, tal como el IMP, se fueran realizando pruebas de desplazamiento en muestras de roca de los yacimientos de la República Mexicana utilizando inyección de agua mejorada, para que en un futuro no muy lejano tener información del comportamiento de los yacimientos de México a dichos procesos.

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

Un barrido con agua caústica en concentraciones de alrededor 0.05% a 0.50% en peso de Na OH puede significar un mejoramiento en la recuperación de aceite hasta en un 25% con respecto a un desplazamiento con agua normal. El éxito del proceso depende de la presencia y suficiente concentración de ciertos ácidos orgánicos activos que redunda en una baja tensión interfacial agua-aceite, con valores abajo de 0.01 dinas/cm.

El éxito de un barrido con agua alcalina, está basado al igual que el del agua caústica en que los ácidos orgánicos presentes en algunos aceites tal como el nafténico, reaccionan con el agua alcalina para producir emulsiones en la interfase agua-aceite. Esas emulsiones así formadas reducen la tensión interfacial entre el aceite y el agua en varios cientos con respecto a un desplazamiento con agua normal cuando fluyen a través del mismo medio poroso.

La movilidad de cualquier agua con cierta concentración de polímeros es significativamente más baja que aquellas que podrían ser predichas de cualquier solución de agua. Las soluciones de polímeros parecen no taponar el poro, la viscosidad aparente de esas soluciones aumenta cuando se incrementa el ritmo de flujo y el peso molecular del polímero. La alta resistencia del flujo de tales soluciones es atribuible a la pérdida de presión -

creada por la interacción de las macromoléculas del polímero y las paredes del medio poroso.

Las soluciones micelares seguidas de un banco de polímeros es un fluido desplazante ideal ya que proporciona altas eficiencias de desplazamiento. El inconveniente que presenta este tipo de barrido, es la adsorción del surfactante por la roca del yacimiento reduciendo el proceso a un desplazamiento con agua -- normal. Sin embargo, el anterior problema puede limitarse utilizando soluciones micelares con electrolitos y co-surfactantes -- apropiados.

REFERENCIAS

OEPFI

- 1) Denekas M.O., Mattax C.C. y Davies G.T.: "Effects of Crude -- Oil Components on Rock Wettability" Trans, AIME (1959) 330-333.
- 2) Jennings H.Y., Johnson C.E. y Mc Auliffe C.D.: "A Caustic - Waterflooding Process for Heavy Oils" JPT (Dec- 1974) 1344-1352.
- 3) Cooke C.E., Williams R.F. y Kolodzie P.A.: "Oil Recovery by Alkaline Water flooding" JPT (Dec-1974) 1365-1374.
- 4) Dauben D.L. y Menzie D.E.: " Flow of Polymer Solutions Through Porous Media" JPT (August-1967) 1065-1073.
- 5) Rivera R.J.: "Flujo de Soluciones Acuosas de Polímeros a través de Medios Porosos a Temperaturas de Yacimiento" Tesis Doctoral, Universidad de Stanford California (Agosto, 1974).
- 6) Rivera R.J. y Samaniego V.F.: "Incremento de las Reservas Petroleras por Medio del Mejoramiento en la Recuperación de Hidrocarburos" IMP.
- 7) Chagoya M.E.: "Procesos para Mejorar la Recuperación de Aceite en Yacimientos" Apuntes Ineditos IMP.

- 8) Herbeck E.F., Heintz R.C. y Hastings J.R.: "Fundamentals of Tertiary Oil Recovery" Atlantic Richfield Company 19-23.

- 9) Dauben D.L. y Froning H.R.: "Development and Evaluation of Micellar Solutions To Improve Water Injectivity" JPT ---
(May - 1971) 614-620.

(2)
 TABLA I

PROPIEDADES PVT DE LOS ACEITES UTILIZADOS
 EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON AGUA CAUSTICA

ACEITE	DENSIDAD (°API)	TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (°F)	VISCOSIDAD (cP)
Sur-América	12.2	176	187
Norte-América (A)	32.0	160	1.3
Norte-América (B)	35.2	105	6.4
Norte-América (C)	25.9	150	8.0
Norte-América (D)	19.8	120	40.0

(3)
 TABLA II

TIPOS DE ACEITES, ACIDO Y % EN AGUA SALADA UTILIZADOS PARA
 LA OBTENCION DE LA TENSION INTEREACIAL ACEITE-AGUA AL
 CALINA

CURVA	ACEITE	ACIDO		AGUA SALADA	
		TIPO	Nº	TIPO	% PESO
1	TETRADECANO	OLEICO	7.36	NUL	5.80
2	CRUDO	NATURAL	7.66	" "	5.80
3	KEROSENA	OLEICO	1.95	" "	5.80
4	KEROSENA	OLEICO	1.95	" "	0.58

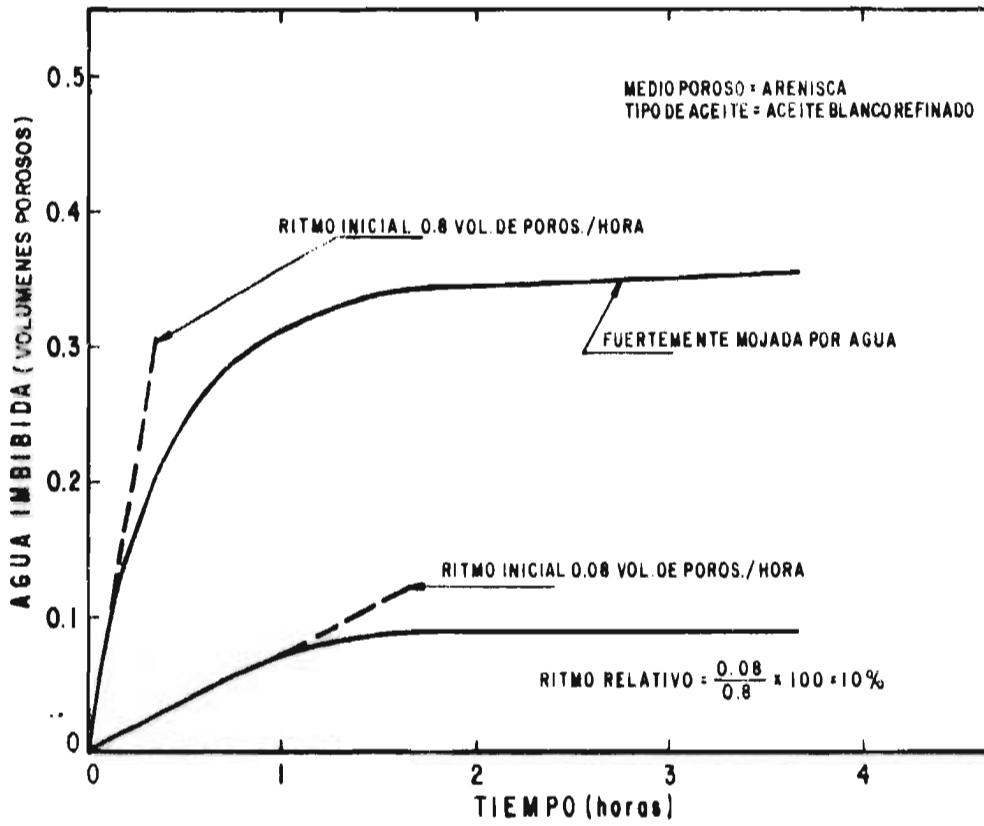
TABLA III (3)

TIPO DE ACEITE, ACIDO, ION Y CONCENTRACION DE AGUA SALADA UTILIZADOS PARA LA OBTENCION DE LA TENSION INTERFACIAL ACEITE-AGUA AL CALINA

CURVA No.	ACEITE	ACIDO	CALCIO o MAGNESIO	CONCENTRACION DE NaCl (% PESO)
1	KEROSENA	OLEICO	CALCIO	5.3
2	ACEITE CRUDO	NATIVO	CALCIO	5.8
3	" " " "	" " "	CALCIO	17.4
4	" " " "	" " "	MAGNESIO	17.4

Fig. N° 1

ANALISIS DE DATOS DE IMBIBICION⁽¹⁾



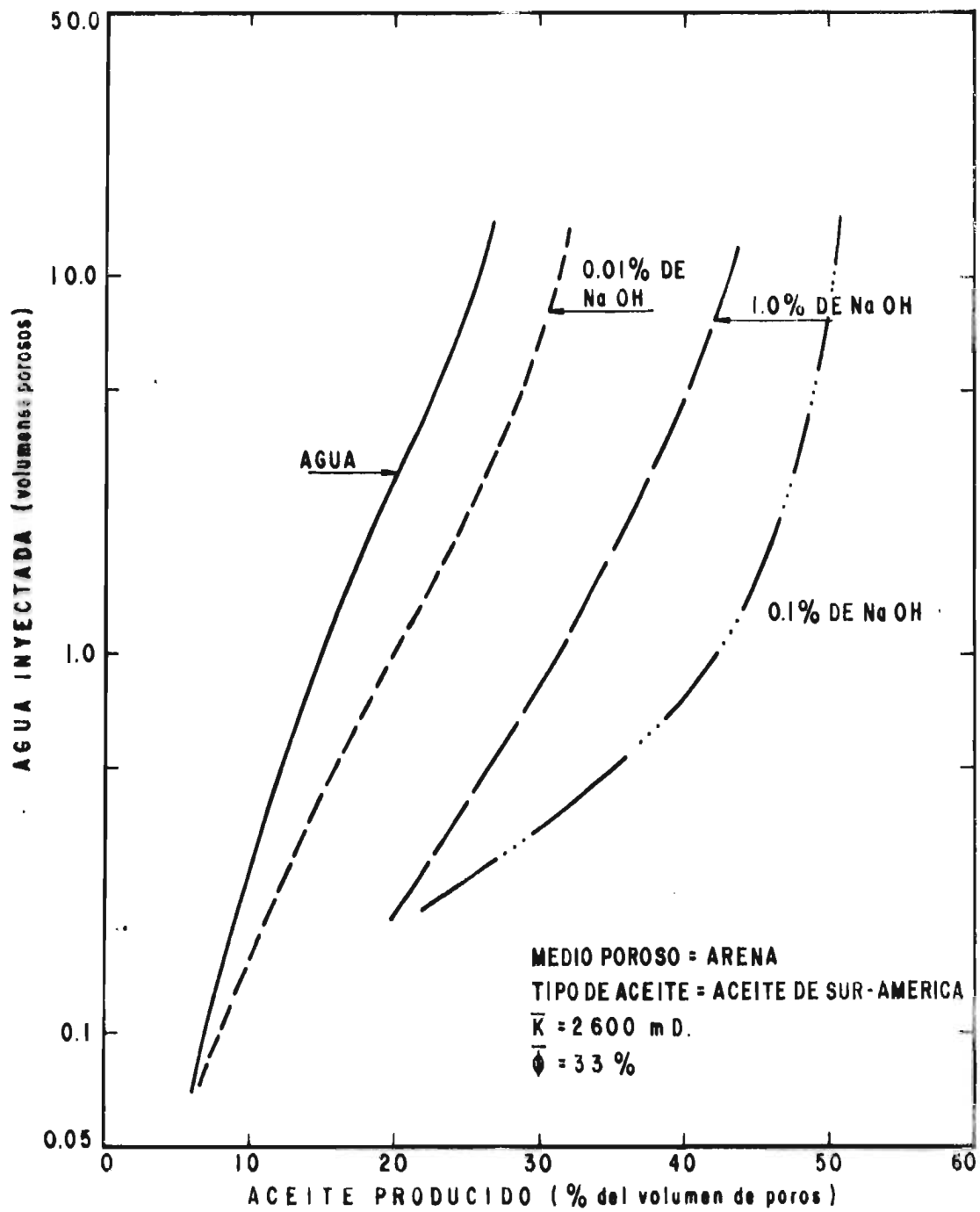


Fig. N^o 2.-ACEITE PRODUCIDO vs INYECCION DE AGUA NATURAL Y CAUSTICA.⁽²⁾

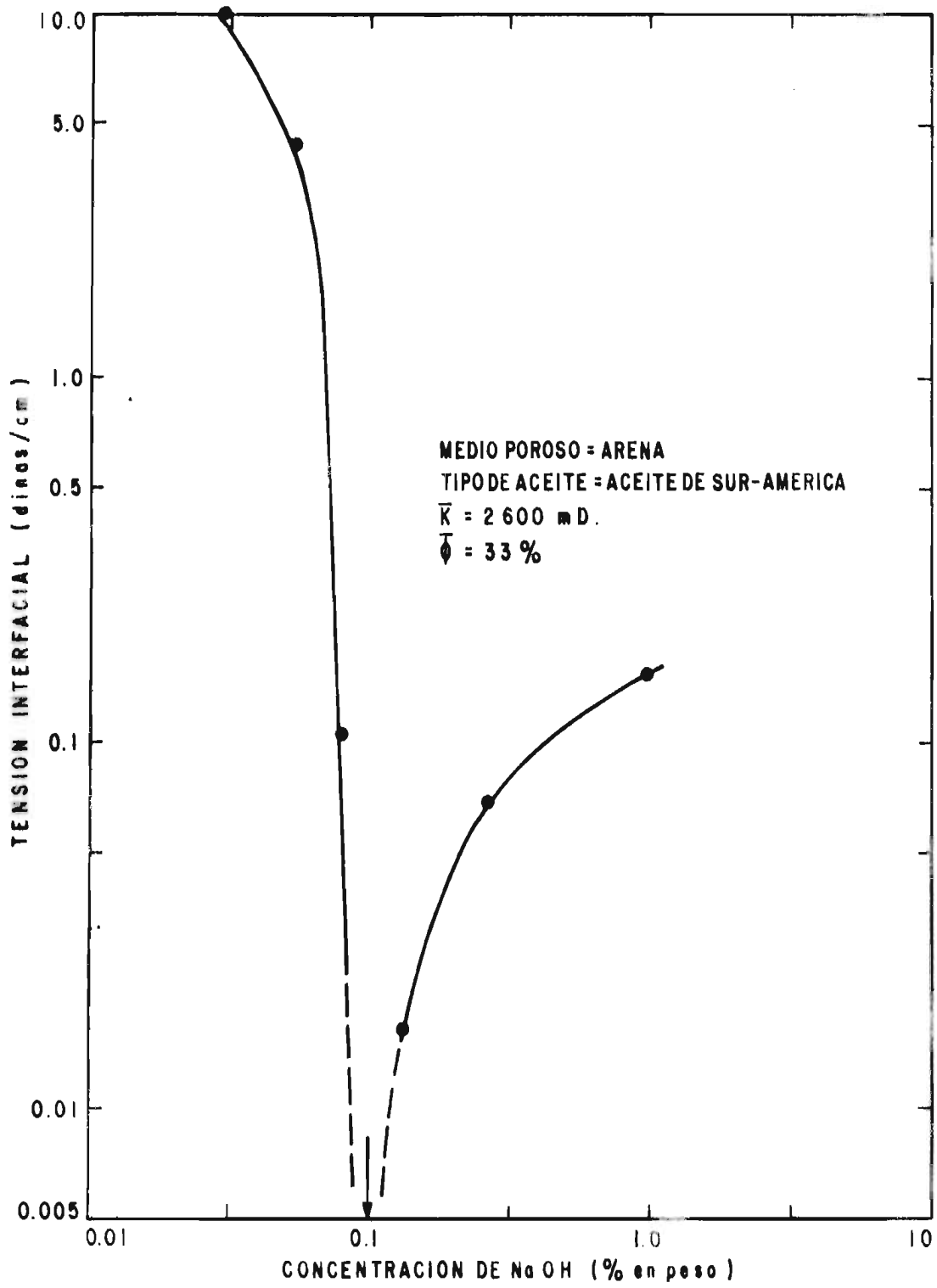


Fig.Nº3.-TENSION INTERFACIAL vs CONCENTRACION DE Na OH.⁽²⁾

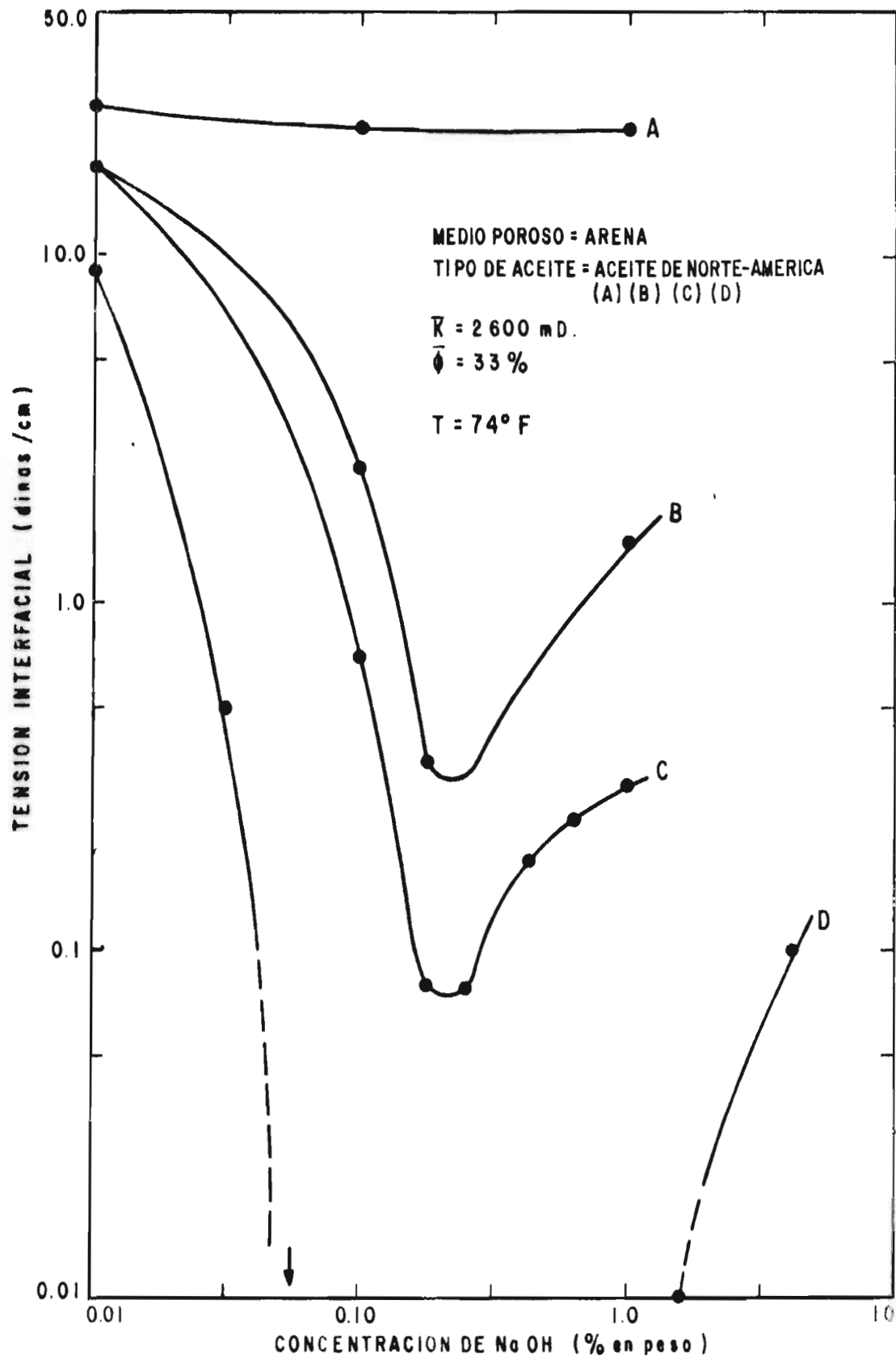


Fig. N° 4.- TENSION INTERFACIAL vs CONCENTRACION DE Na OH.
 PARA CUATRO ACEITES DE NORTEAMERICA.⁽²⁾

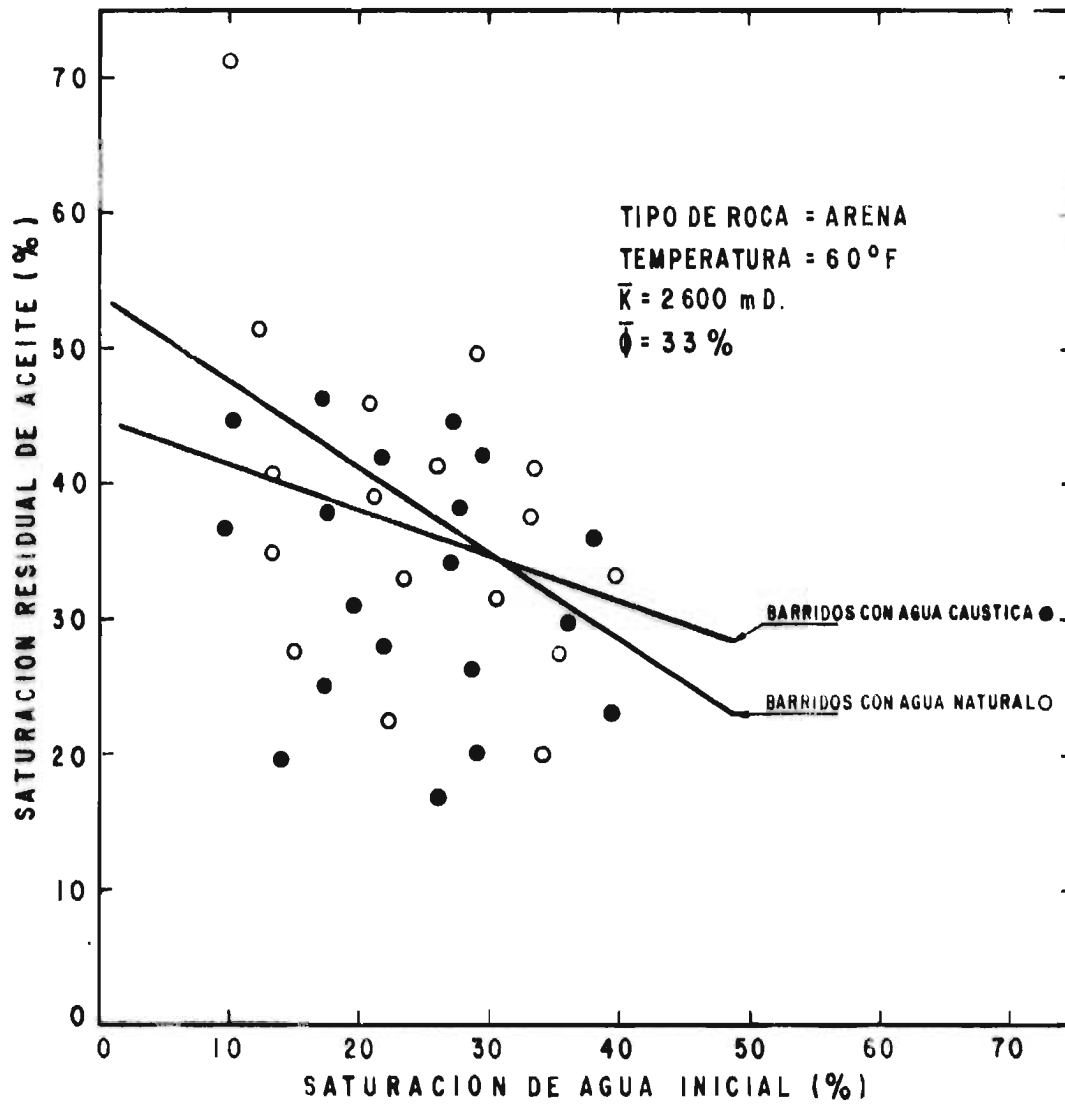


Fig. N^o 5.-SATURACION RESIDUAL DE ACEITE PARA BARRIDOS CON AGUA CAUSTICA Y NATURAL vs SATURACION DE AGUA.⁽²⁾

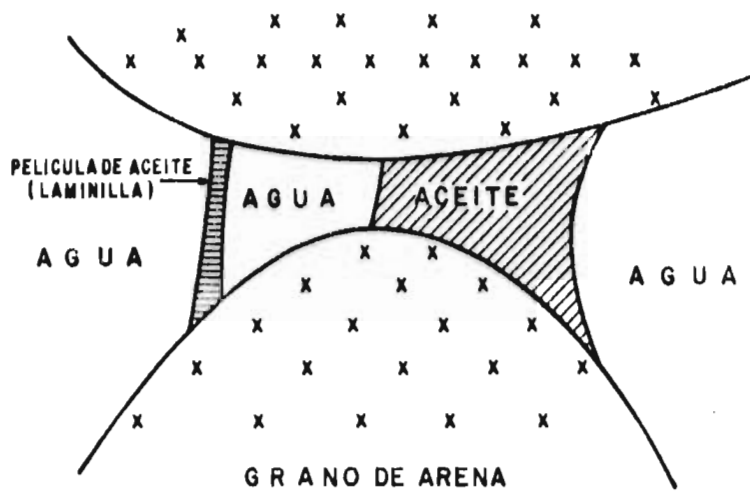
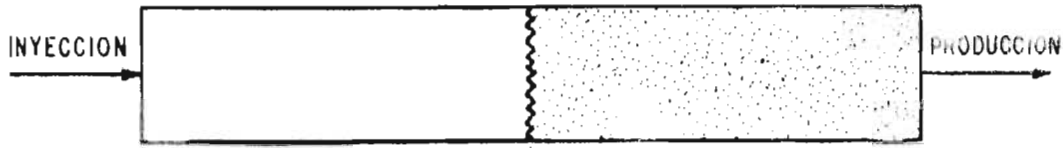
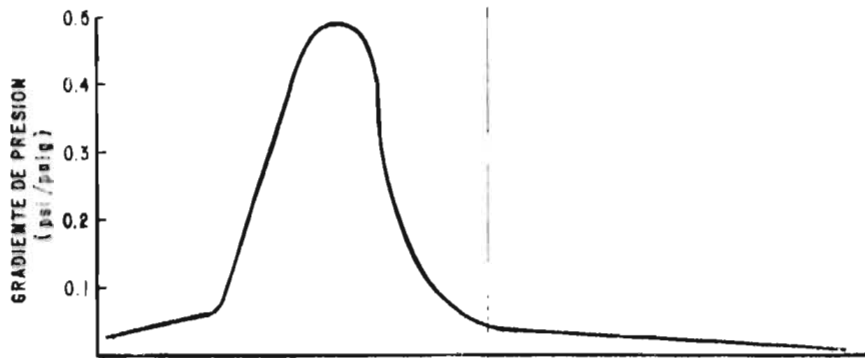


Fig. N^o 6.- DISTRIBUCION DE ACEITE EN UN PORO
MOJABLE AL ACEITE.⁽³⁾

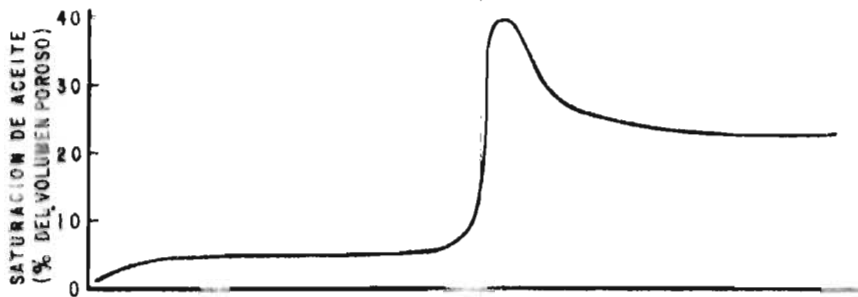
a).- ACEITE DESPLAZADO DE UN EMPACAMIENTO DE ARENA POR AGUA ALCALINA.



b).- DISTRIBUCION DE PRESION DENTRO DE UN EMPACAMIENTO DE ARENA DURANTE UN BARRIDO CON AGUA ALCALINA.



c).- DISTRIBUCION DE ACEITE DENTRO DE UN EMPACAMIENTO DE ARENA DURANTE UN BARRIDO CON AGUA ALCALINA.



d).- DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA DISPOSICION DEL ACEITE Y AGUA EN UN MEDIO POROSO DURANTE UN BARRIDO CON AGUA ALCALINA.



Fig. N^o 7.- DISTRIBUCION DE PRESION Y FLUIDOS EN UNA COLUMNA DE ARENA DURANTE UN BARRIDO CON AGUA ALCALINA ⁽³⁾

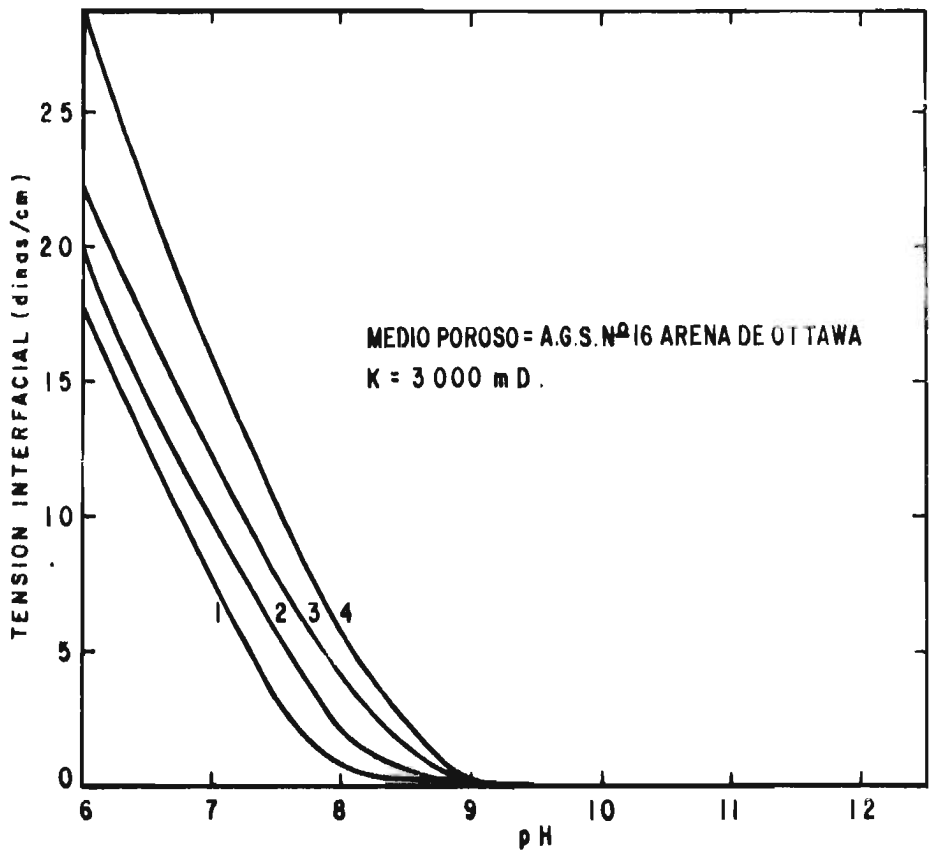


Fig. Nº 8.- TENSION INTERFACIAL ENTRE EL ACEITE Y AGUA ALCALINA vs pH.⁽³⁾

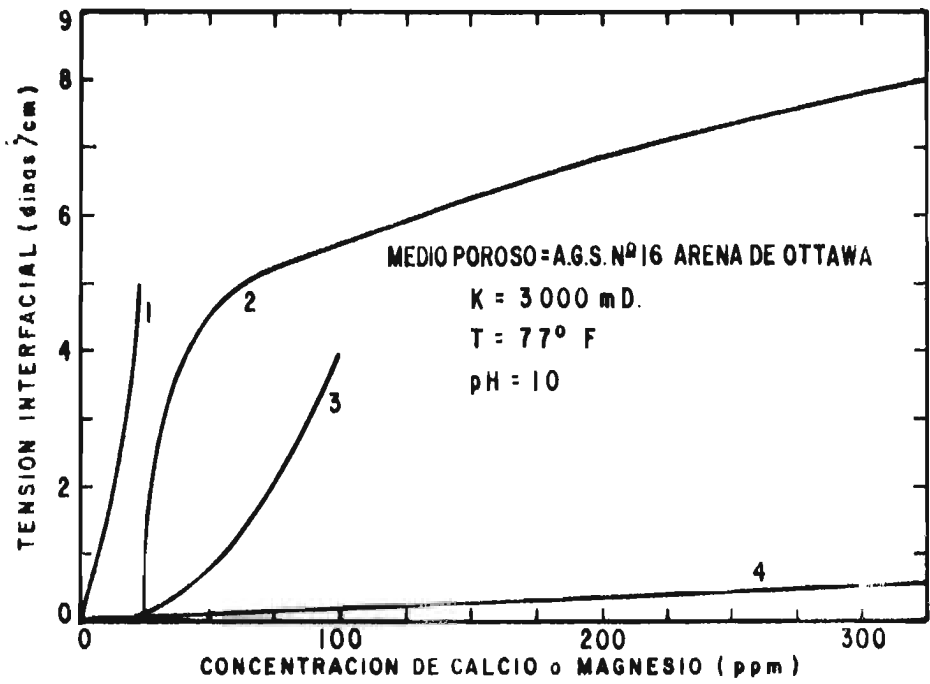


Fig. Nº 9.- TENSION INTERFACIAL ENTRE EL ACEITE Y AGUA ALCALINA vs Ca o Mg.⁽³⁾

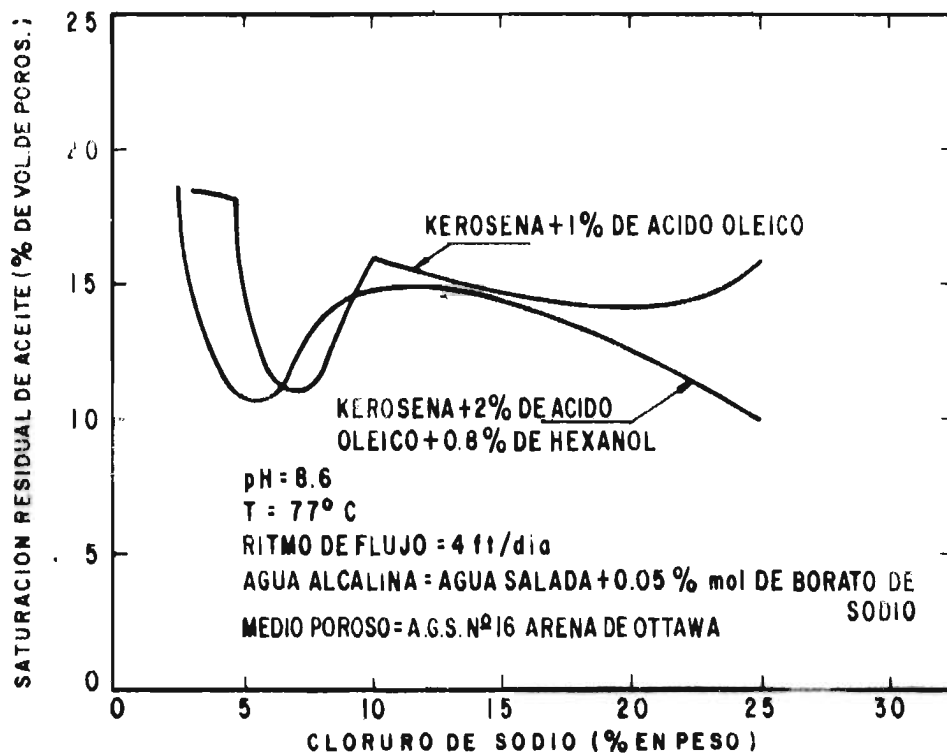


Fig. N° 10.- BARRIDO CON AGUA ALCALINA vs SATURACION RESIDUAL DE ACEITE (Aceites sintéticos).⁽³⁾

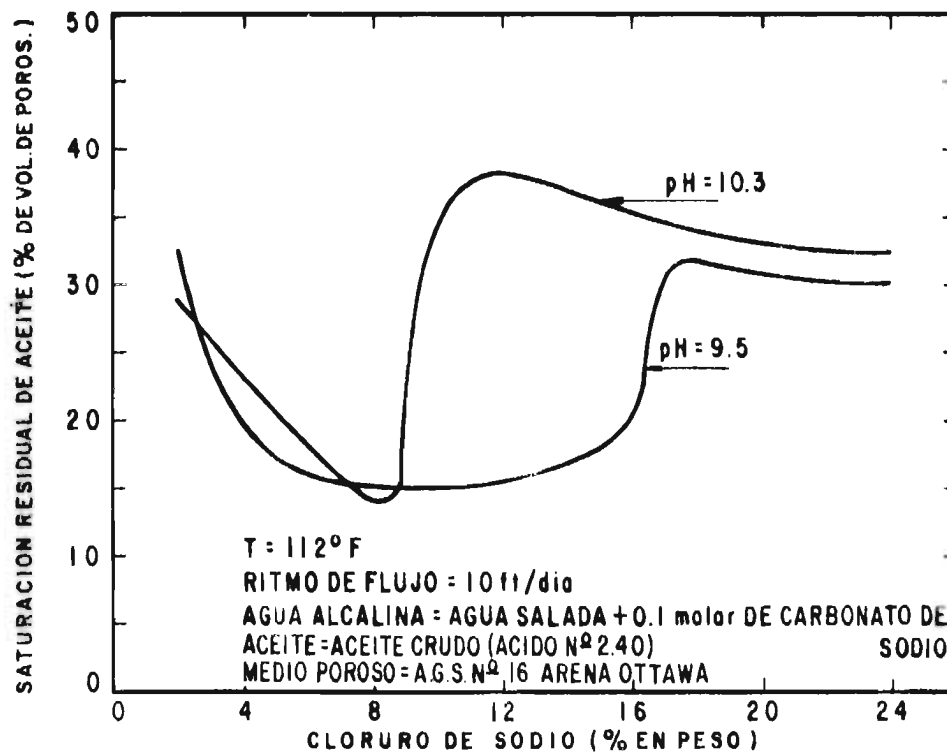


Fig. N° 11.- EFECTO DEL pH DEL AGUA ALCALINA vs RECUPERACION DE ACEITE.⁽³⁾

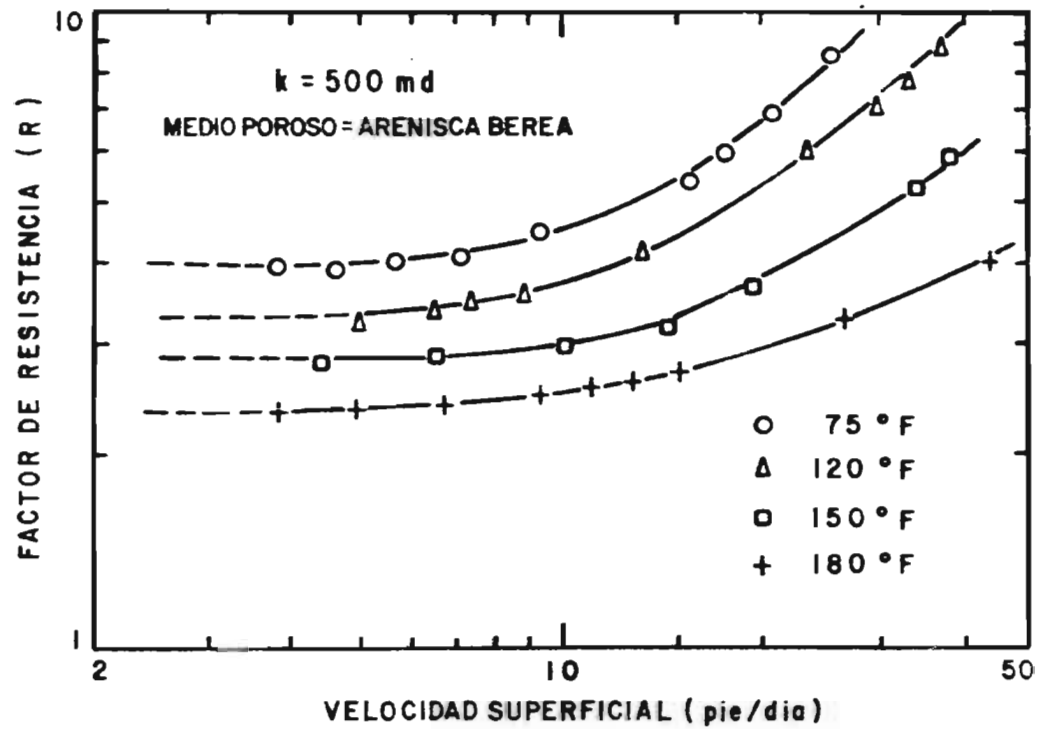


Fig. N^o 12 - FACTOR DE RESISTENCIA VS. VELOCIDAD SUPERFICIAL
 PUSHER 500.150 ppm⁽⁵⁾

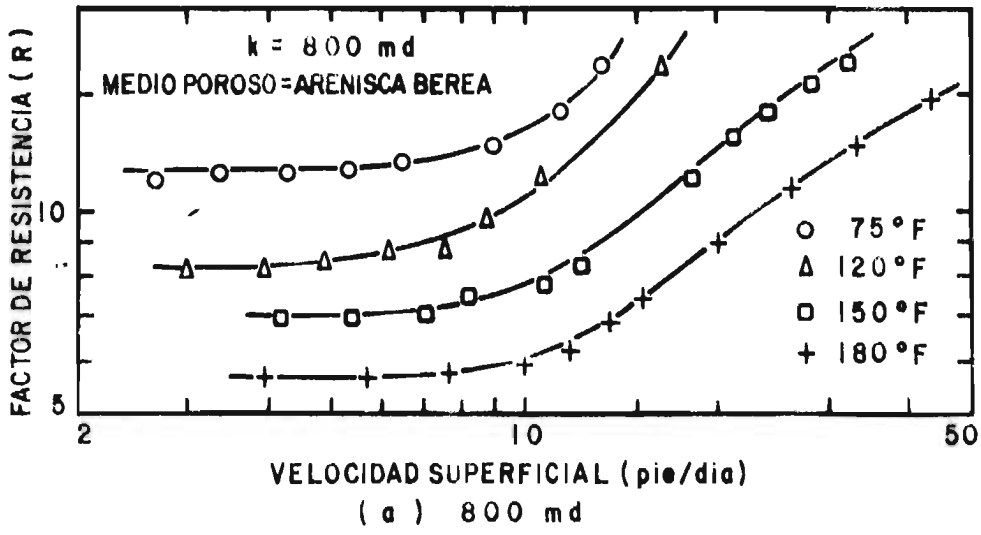
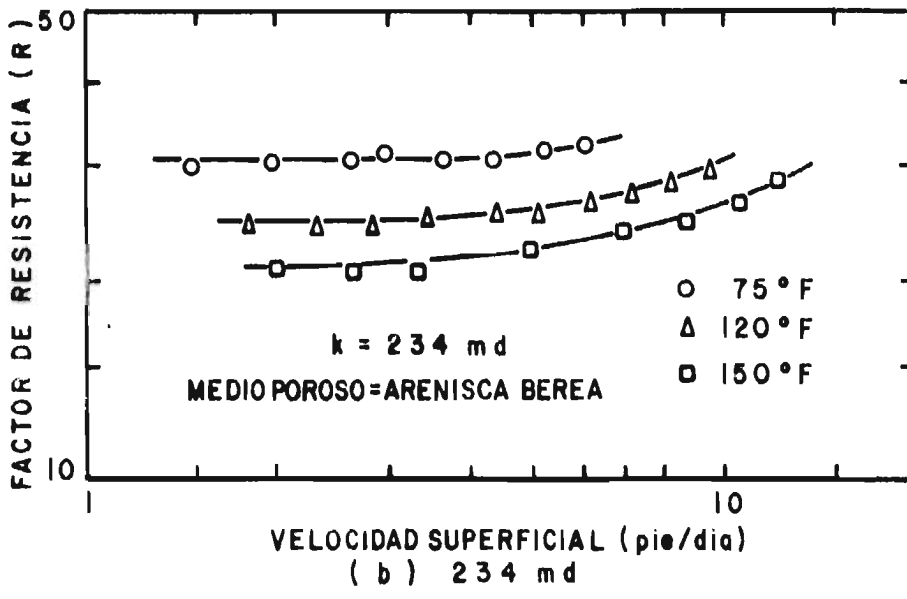


Fig. N^o 13.- FACTOR DE RESISTENCIA VS. VELOCIDAD SUPERFICIAL
 PUSHER 700.150 ppm.^(b)

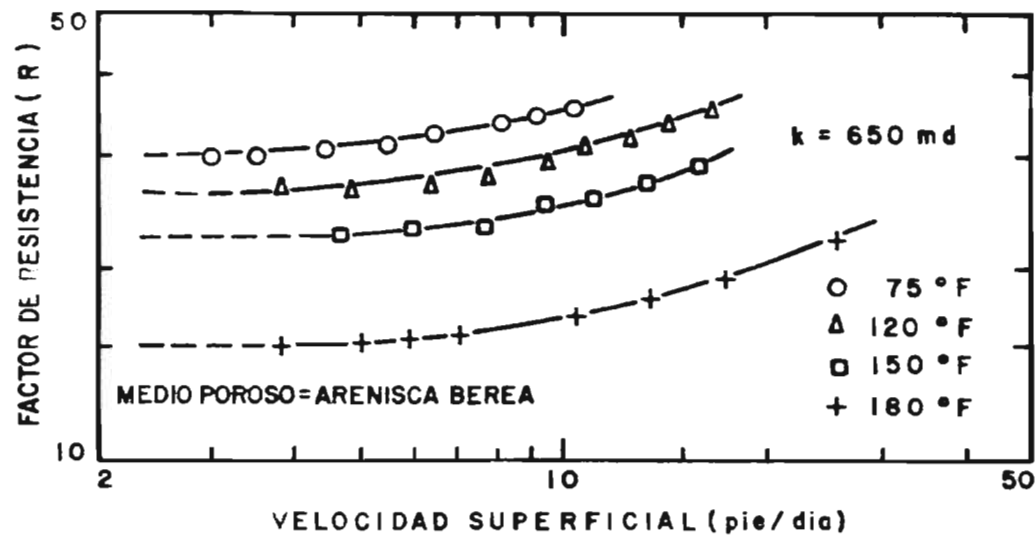


Fig.Nº 14.-FACTOR DE RESISTENCIA VS.VELOCIDAD SUPERFICIAL
 XF 4038.150 ppm.⁽⁵⁾

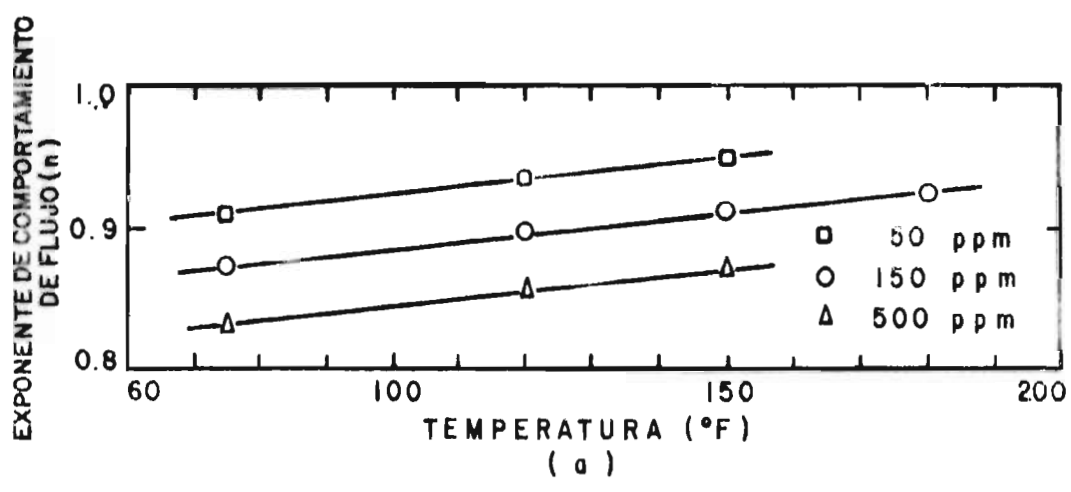
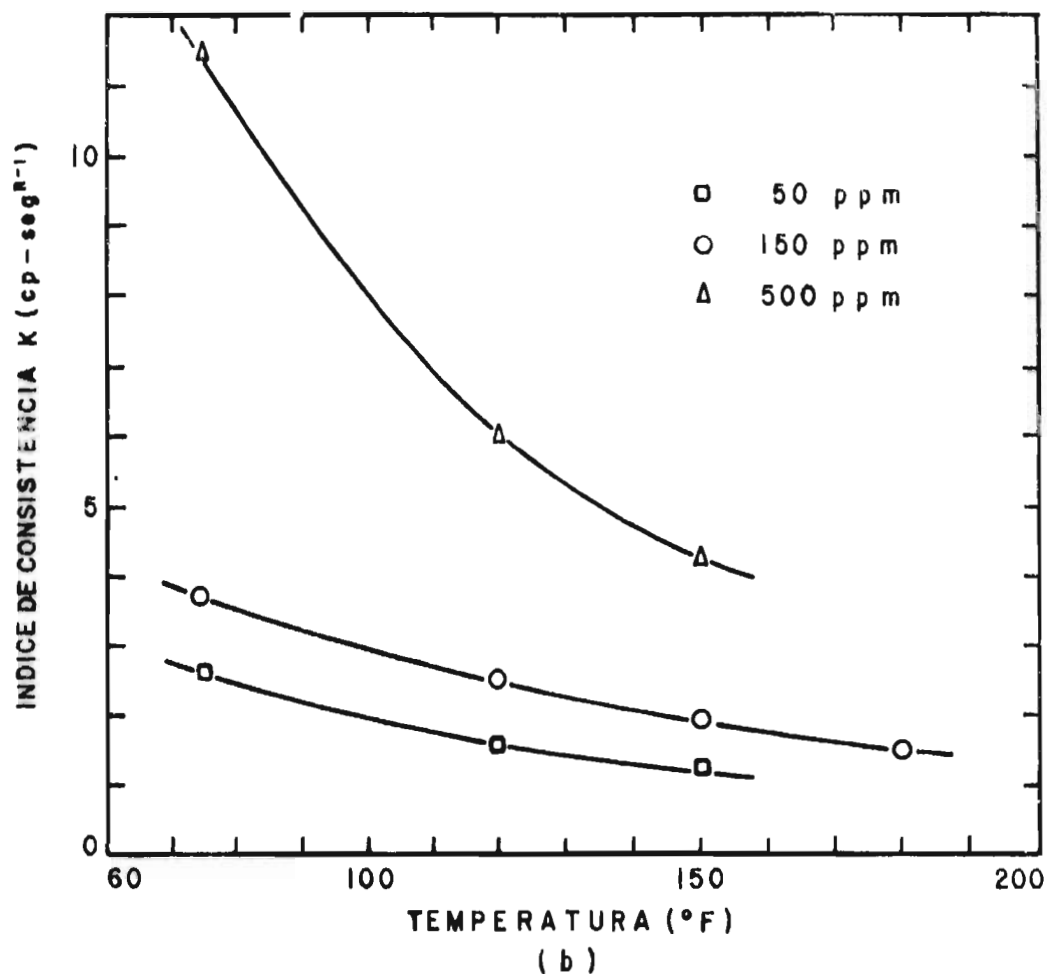


Fig. N^o 15.- VARIACION DE LOS PARAMETROS DE LA LEY DE POTENCIAS CON LA TEMPERATURA. PUSHER 500⁽⁵⁾

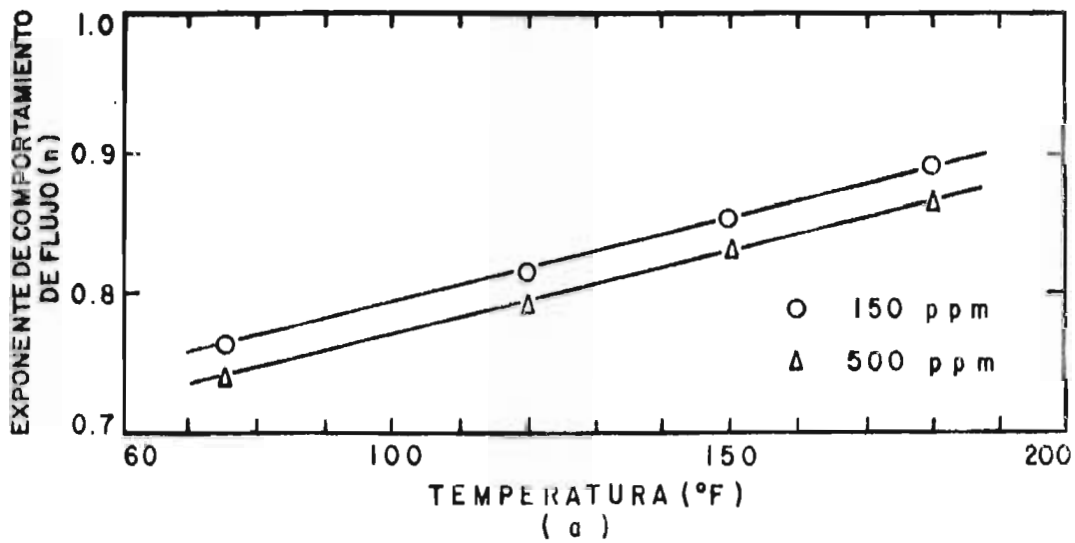
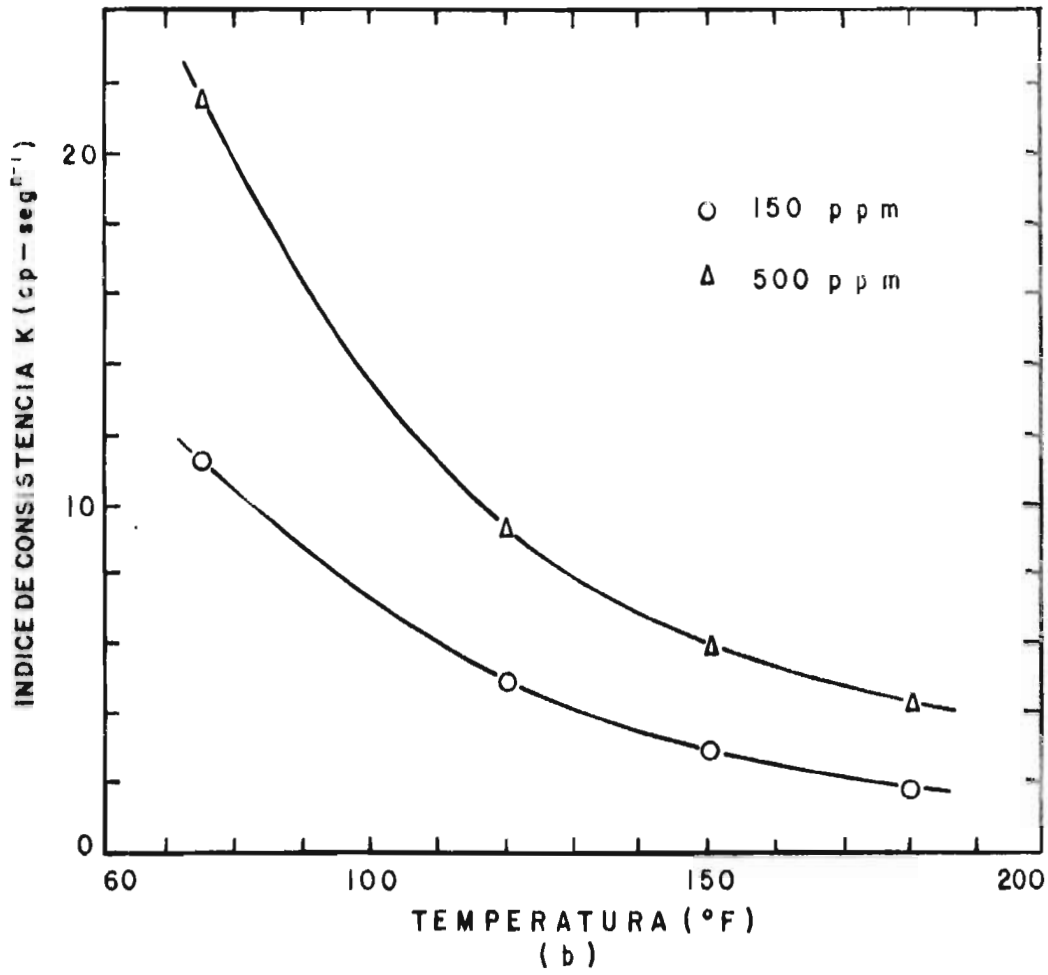


Fig. N^o 16.-VARIACION DE LOS PARAMETROS DE LA LEY DE POTENCIAS CON LA TEMPERATURA. PUSHER 700⁽⁵⁾

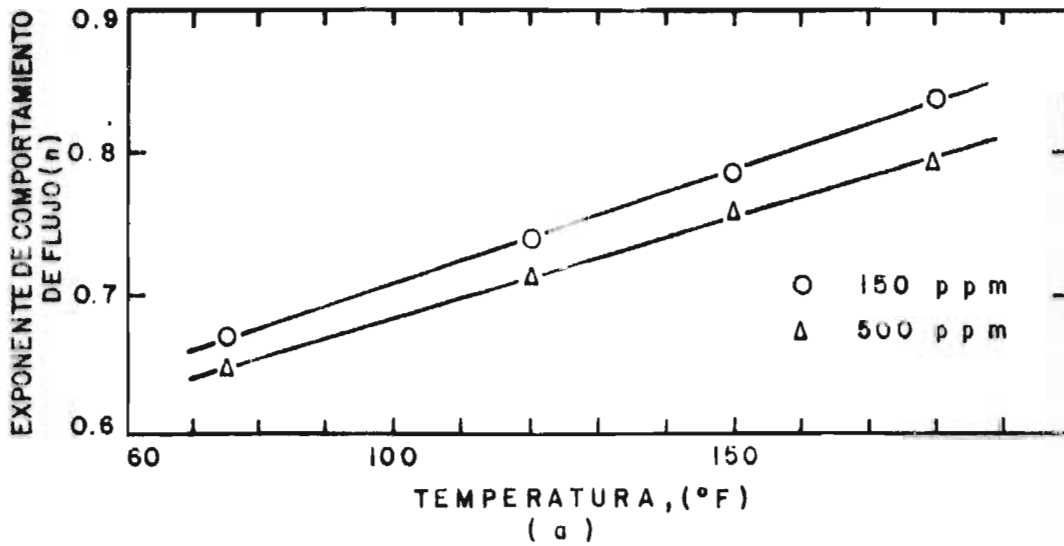
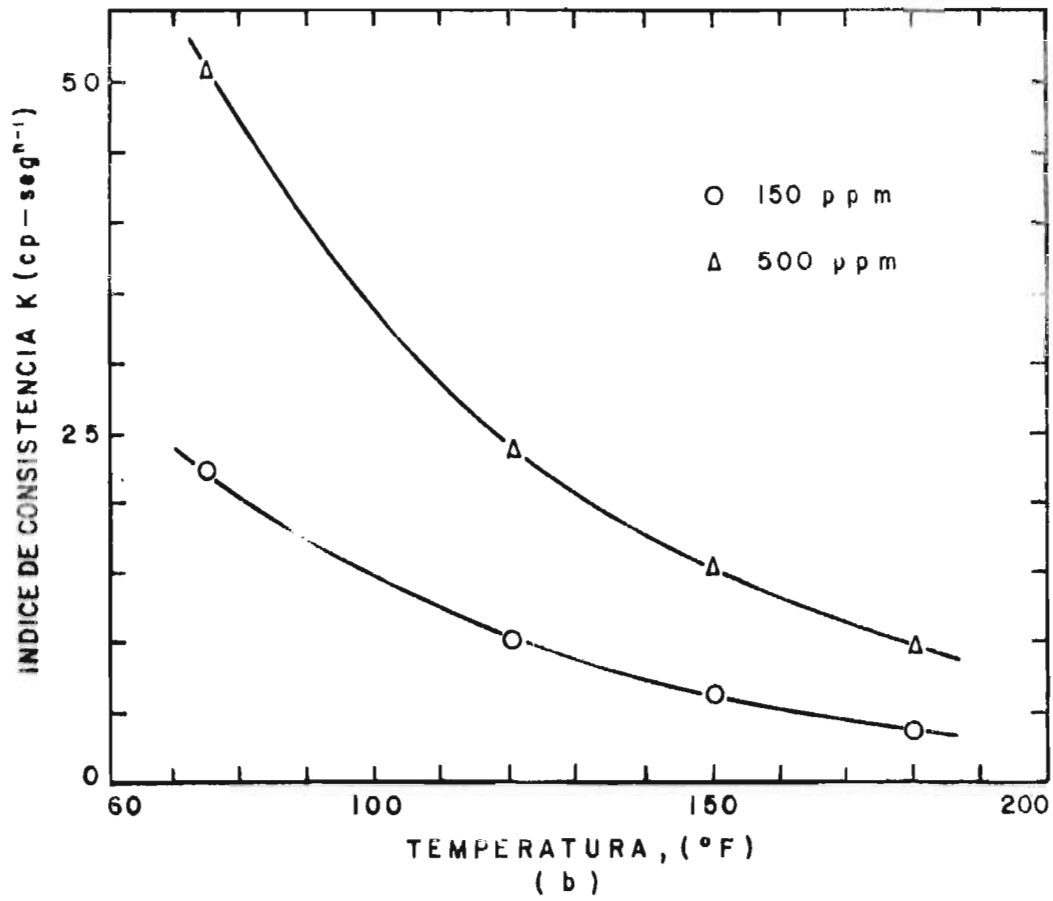


Fig. N^o 17.-VARIACION DE LOS PARAMETROS DE LA LEY DE POTENCIAS CON LA TEMPERATURA. XF 4038.⁽⁵⁾

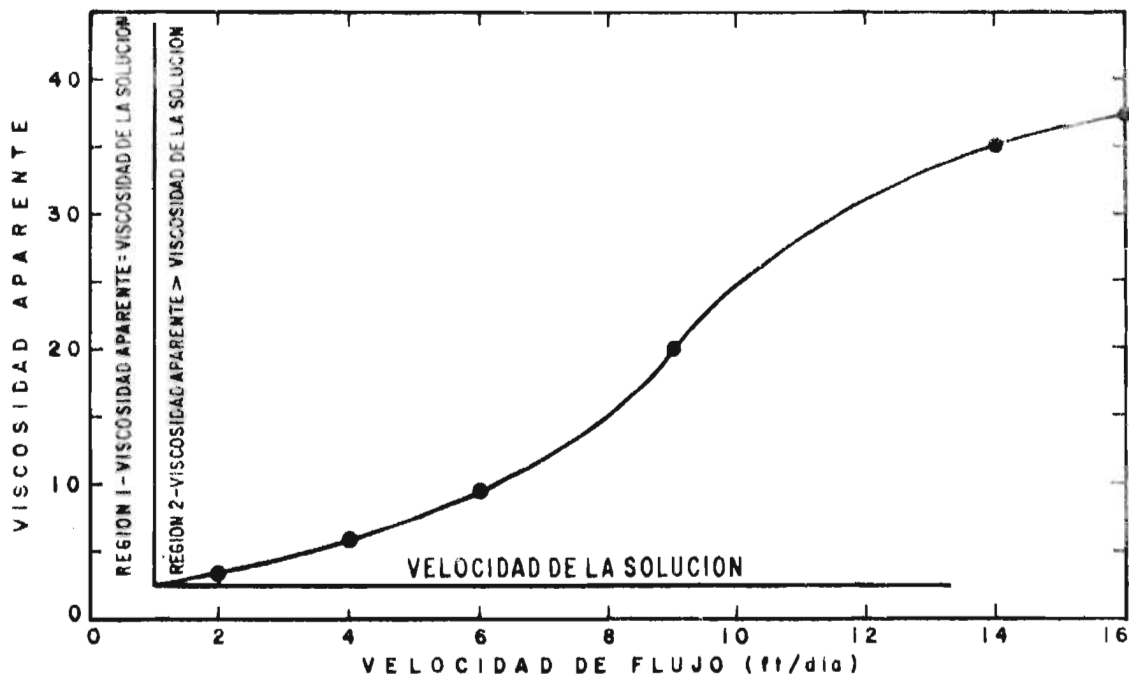


Fig. N^o 18.- COMPORTAMIENTO TÍPICO DE UNA SOLUCIÓN DE POLÍMERO EN UN MEDIO POROSO.⁽⁴⁾

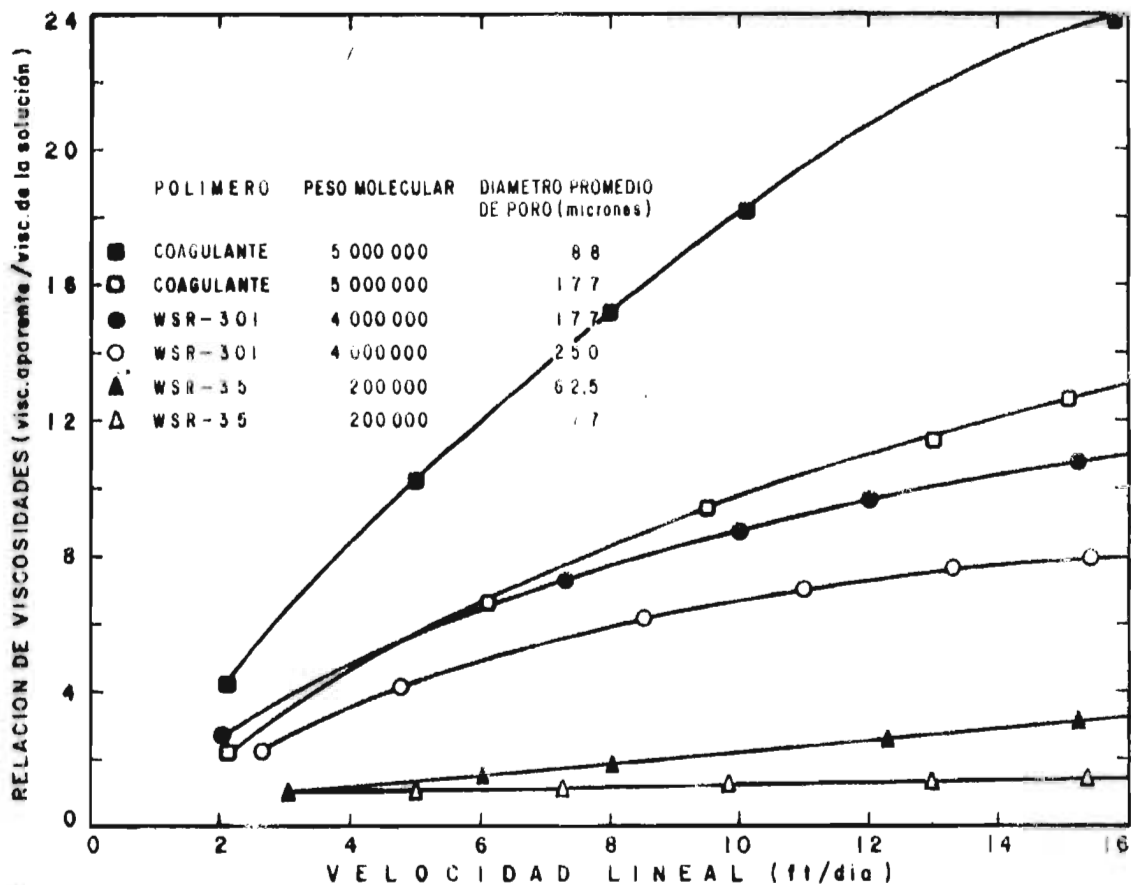


Fig. N^o 19.- CURVAS QUE ILUSTRAN EL EFECTO DEL TAMAÑO DEL PORO EN LA RELACION DE VISCOSIDADES.⁽⁴⁾

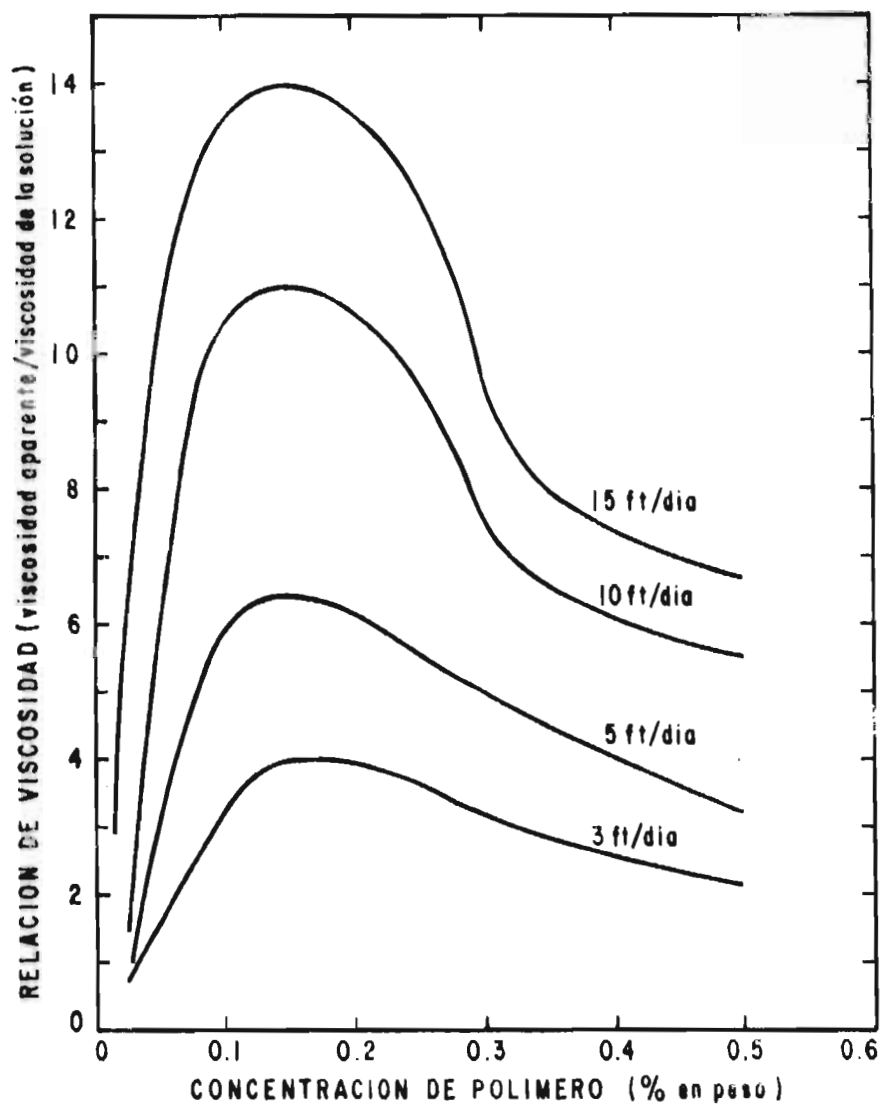


Fig. N^o20.- CONCENTRACION DE POLIMERO vs RELACION DE VISCOSIDADES.⁽⁴⁾

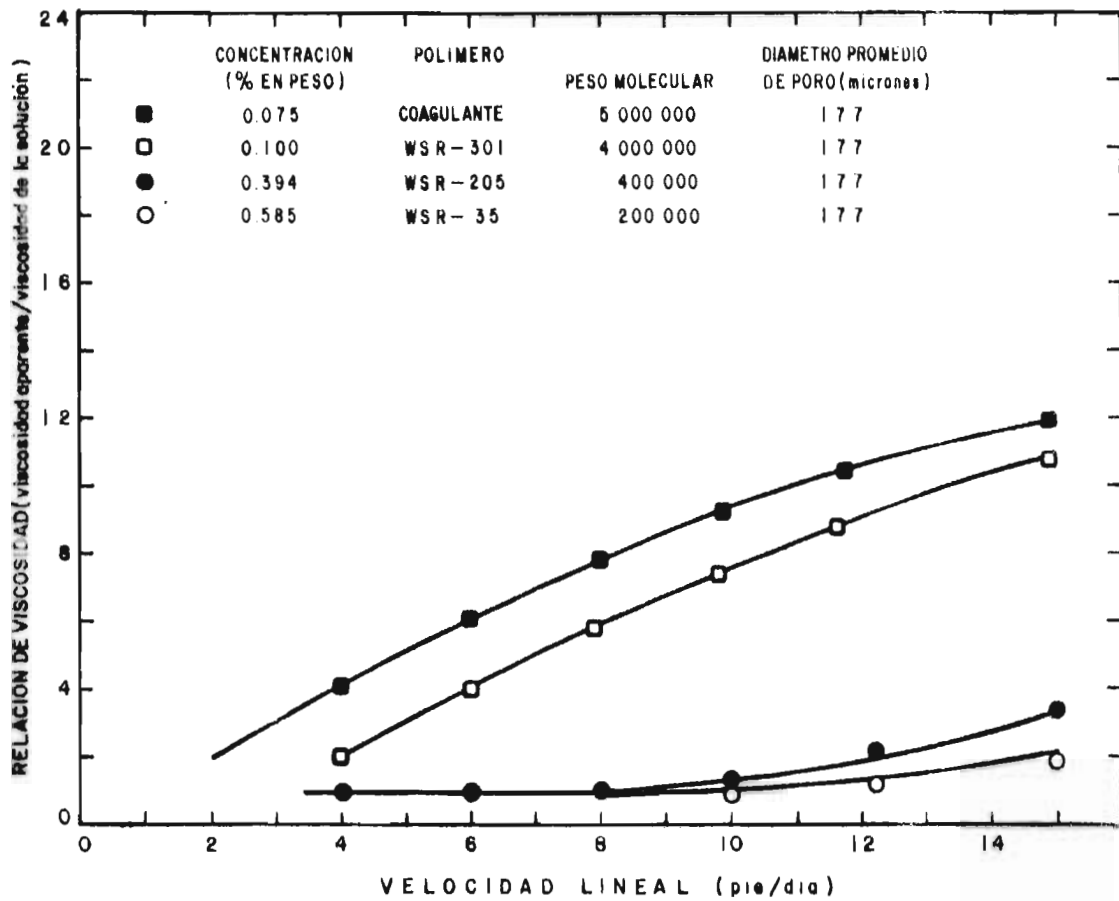


Fig. N° 21.-EFECTO DEL PESO MOLECULAR EN LA RELACION DE VISCOSIDAD
 (Viscosidad de la solución de 4 a 5 cp)⁽⁴⁾

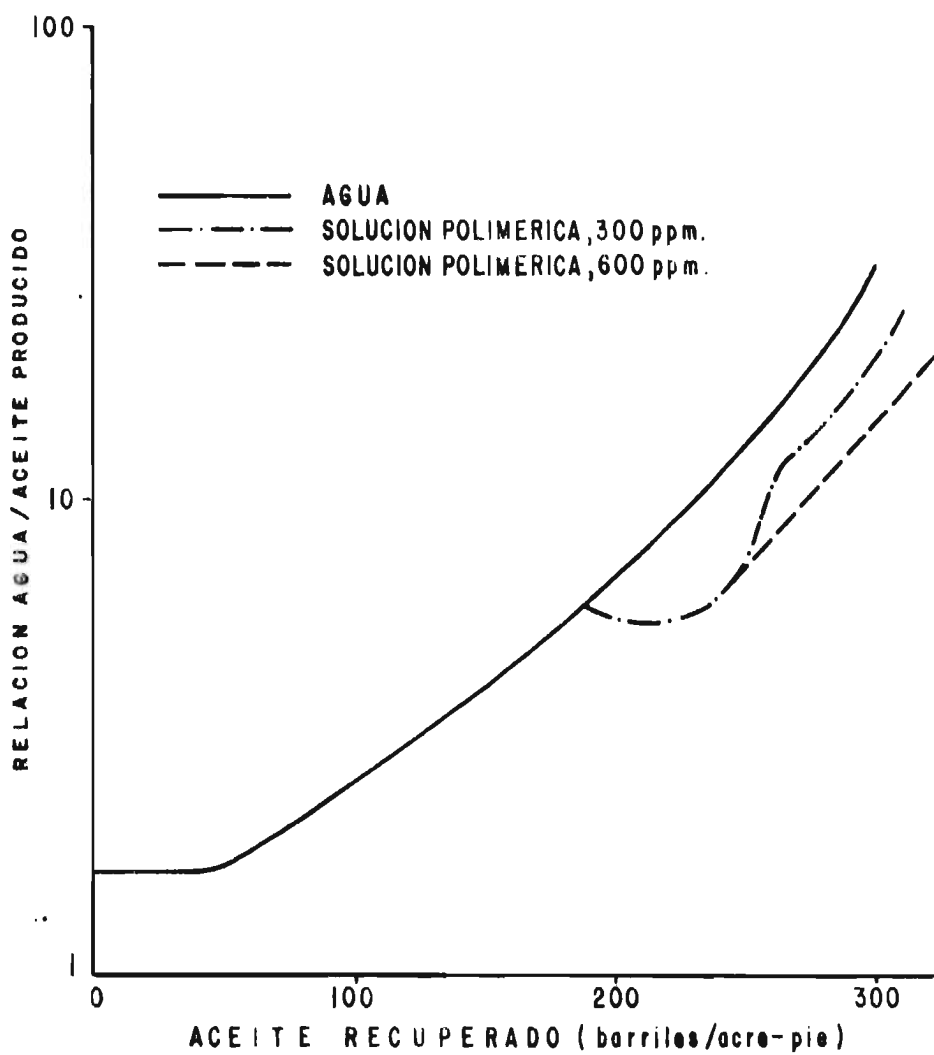


Fig. N^o 22.-RECUPERACION DE ACEITE COMO UNA FUNCION DE CONCENTRACION DE POLIMERO PARA SOLUCIONES DE 300 y 600 ppm. COMPARATIVAMENTE CON LA OBTENIDA DE UN DESPLAZAMIENTO CON AGUA.⁽⁶⁾

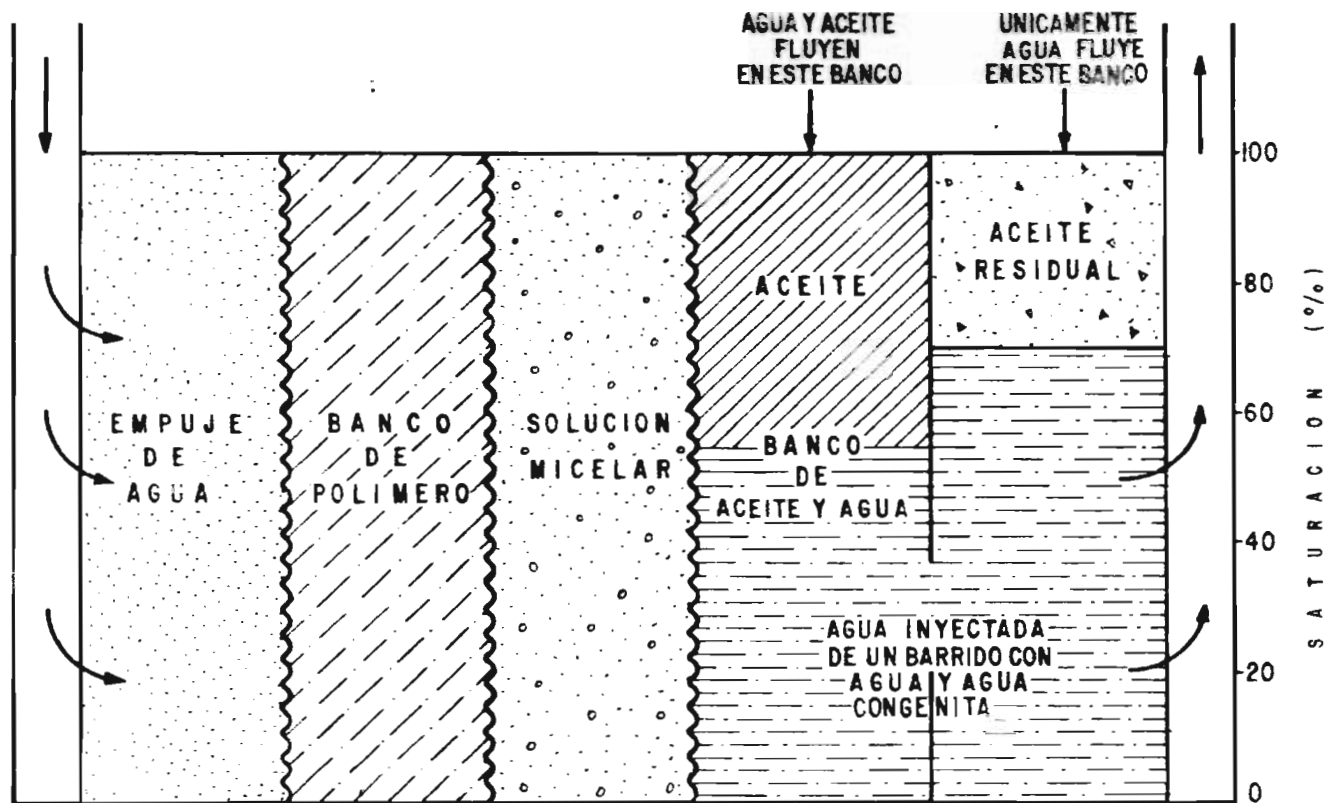


Fig. N° 23 - PROCESO DE BARRIDO MICELAR USADO PARA OPERACIONES DE RECUPERACION TERCIARIA.⁽⁸⁾

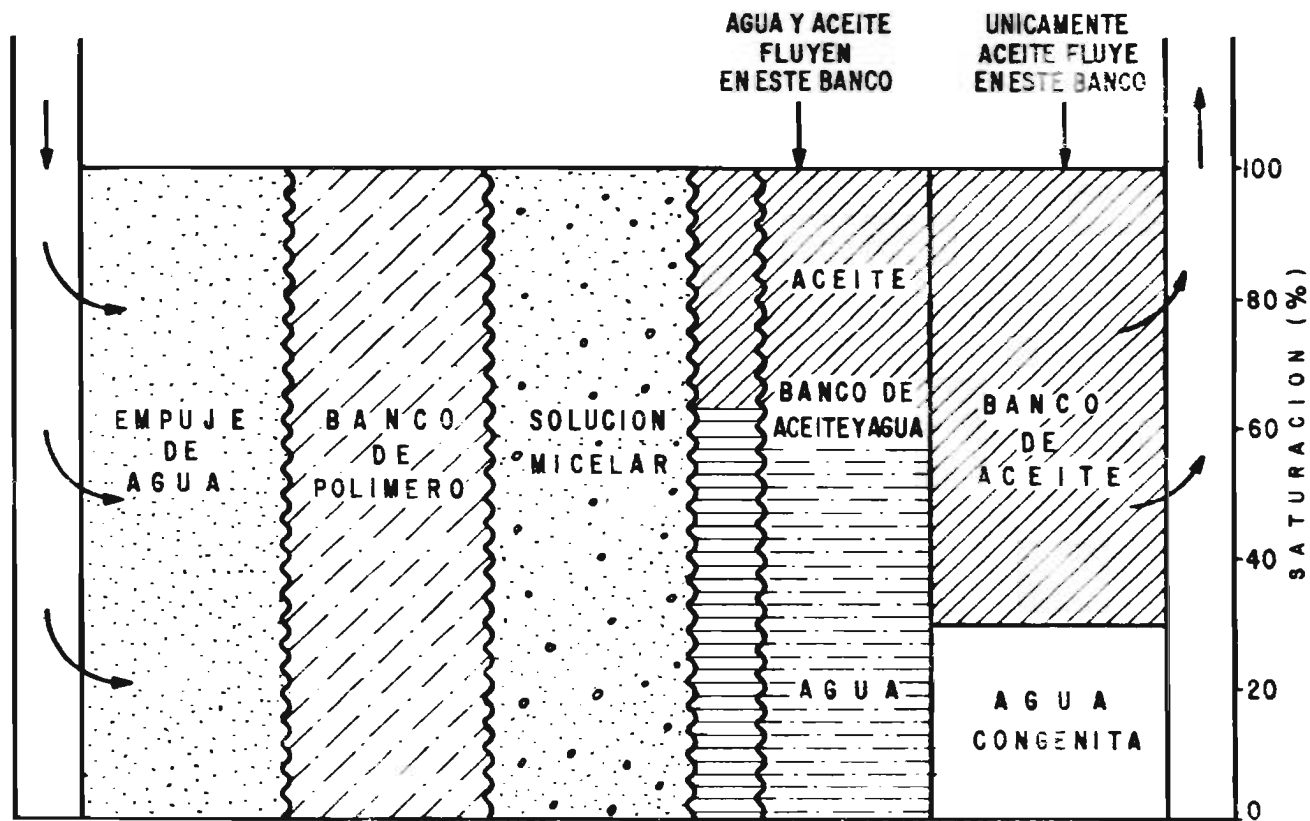


Fig. N^o 24.- PROCESO DE BARRIDO MICELAR USADO PARA OPERACIONES DE RECUPERACION SECUNDARIA.⁽⁸⁾