

Método Integral de Laboratorio para la evaluación de un biopolímetro en recuperación asistida.

E.B. Castiglione⁽¹⁾, F. Arévalo, M. Cisternas, A. Fornés

Grupo de Física de Líquidos y Medios Porosos. Facultad de Ingeniería.
Universidad Nacional de Cuyo. Mendoza, Argentina.

⁽¹⁾ e-mail: bcasti@raíz.uncu.edu.ar

RESUMEN

El agregado de un polímero al agua en recuperación asistida produce tres efectos:

- a) Modifica la relación de movilidades, aumentando el flujo fraccional de petróleo.
- b) Mejora la eficiencia de barrido.
- c) Disminuye el petróleo residual.

Por ello se estudia la factibilidad del uso de xantano en recuperación asistida. En primer lugar se llevan a cabo mediciones de permeabilidad de las soluciones xantánicas, a diferentes concentraciones, a través de un medio poroso real. Se calcula la movilidad y el factor de resistencia residual, en función de la concentración de polímero.

Mediante estudios de laboratorio con la celda de Hele-Shaw, se estudia el efecto que produce, sobre la eficiencia areal y sobre el petróleo residual, el agregado de xantano. Estas experiencias fueron filmadas y tratadas computacionalmente, con el fin de estudiar el fingering viscoso que se forma.

ABSTRACT

Aggregate of a polymer to the water in enhanced oil recovery produces three effects:

- a) Modifies the relation of mobilities, increasing the fractional flow of petroleum.
- b) Improvement the sweep efficiency.
- c) Lessen the residual petroleum.

The purposes of this paper is to investigate the factibility of the use of xanthan in enhanced oil recovery. In the first place are carry out measurement of permeability of the xanthanics solutions, to different concentrations, through a real porous medium. The mobility and the residual factor of resistance are calculated, in function of the concentration of polymer.

By means of studies of laboratory with the cell of Hele-Shaw. The effect that the aggregate of xanthan produces upon the areal efficiency and the residual petroleum is studied. These experiences were filmed and treated through a computer, in order to studying the viscous fingering that is formed.

1. INTRODUCCIÓN

En este trabajo se evalúa, mediante técnicas de laboratorio, la acción del xantano en recuperación asistida de petróleo.

El agregado de un polímero al agua usada en una recuperación asistida de petróleo, afecta a la misma en varios aspectos,^{[1][2][3][4][5]} a saber:

- Mejora el flujo fraccional de petróleo.
- Mejora la eficiencia de barrido.
- Mejora la calidad de barrido.
- Daña a la formación.

El primer y segundo punto, mencionado anteriormente, depende de la razón de movilidades, dada por:

$$M = \frac{\mu_p k_a}{\mu_a k_p} \quad (1)$$

donde:

- μ_p : viscosidad del petróleo.
- μ_a : viscosidad del agua.
- K_p : permeabilidad al petróleo.
- K_a : permeabilidad al agua.

Debido a la alta dureza y salinidad del agua de los reservorios mendocinos (Argentina), el polímero más apropiado para el caso sería el biopolímero denominado xantano.

Este biopolímero se caracteriza por no degradar con la presencia de sales, tener moléculas relativamente pequeñas, ser inocuo, resistente a la temperatura y luego de un cierto tiempo, biodegradable.

En el siguiente trabajo se determina la acción del xantano sobre el flujo fraccional; el daño en formación producido por el mismo y la acción de este polímero en la eficiencia areal de barrido. Esto último mediante estudios de fingering viscoso con Hele-Shaw haciendo las mismas experiencias con y sin medio poroso, a fin de verificar realmente si los efectos de la tensión interfacial invalidan la misma, en líquidos inmiscibles, como modelo de medio poroso.^[10]

2. TEORÍA

En recuperación asistida de petróleo es deseable obtener la menor cantidad de agua y la mayor de petróleo para un caudal determinado. si se logra reducir la movilidad del agua, aumenta el flujo fraccional de petróleo^[2], como se puede ver en la siguiente ecuación.

$$f_p = \frac{1}{1 + \frac{M_a}{M_p}}$$

Con:

- f_p : flujo fraccional de petróleo
- M_a : movilidad del agua.
- M_p : movilidad del petróleo.

donde:

$$M_p = \frac{K_p}{\mu_p} \quad ; \quad M_a = \frac{K_a}{\mu_a}$$

La disminución de la movilidad del agua usada en recuperación secundaria, se puede lograr con el agregado de un polímero. Como se puede observar en la variación relativa del flujo fraccional del agua (ecuación [2]), para disminuir el mismo se debe reducir su movilidad.

$$\frac{f_{apol}}{f_a} = \frac{M_{apol}}{M_a} \quad (2)$$

Donde el subíndice "apol" indica agua con polímero (solución polimérica).

Cuando hacemos la relación entre la permeabilidad al agua, antes del paso del polímero por la muestra porosa y la permeabilidad efectiva después del paso del mismo se obtiene el factor de resistencia residual. Este da idea del daño que ha producido el paso del polímero en el medio poroso. Es importante resaltar que dicho daño disminuirá con el tiempo, puesto que el xantano degrada con él.

En recuperación asistida de petróleo la interface de los fluidos se ve afectada por un fenómeno hidrodinámico conocido como fingering viscoso [6][7][8][9][10][11][12] (la interface adquiere forma de dedos). La inestabilidad y el crecimiento de los dedos tiene su origen en la diferencia de viscosidades de ambos fluidos. Tal fenómeno se presenta cuando un fluido menos viscoso empuja a otro de mayor viscosidad. La tensión interfacial se opone a la inestabilidad puesto que tiende a reducir la superficie de la interface y por lo tanto a disminuir el fingering viscoso.

Este fenómeno hace disminuir notablemente la producción de crudo, constituyendo entonces, un problema para la industria petrolera. Es por ello que en recuperación asistida de petróleo, es también importante estudiar la eficiencia de barrido, calidad de barrido y saturación residual. Para estos estudios se realizan experiencias de laboratorio con celdas de Hele-Shaw (ver figura 1); la misma consta de dos placas de vidrio paralelas, de 36 mm de lado por 6, de espesor. Esta celda tiene cinco orificios ("five spot" invertido), cuatro en los laterales, simulando pozos productores y uno en el centro de la placa superior, simulando el pozo inyector.

Las experiencias son filmadas, digitalizadas y convertidas en un arreglo de pixels, para su posterior procesamiento en computadora. El software utilizado digitaliza las imágenes en 256 tonos de grises. El histograma muestra que sólo 5 tonos son significativos. de esta forma la zona que no es alcanzada por el agua quedará en pixels de color negro, la totalmente barrida, en blancos y los restantes tonos de grises indicarán zonas de distinto grado de barrido.

La eficiencia areal de barrido está dada por la relación entre el área tocada por la solución (A_b) y el área total de la celda (A_t).

La dinámica del frente del fingering viscoso tiene estructura fractal. El coeficiente de Hausdorff [11][12][13][14][15] (D) se determina a través de la ecuación [11] (3)

$$\ln E_{fA} = D \ln r + \ln C \quad (3)$$

Donde:

- E_{fA} : eficiencia areal de barrido.
- D : coeficiente de Hausdorff.
- r : longitud del dedo.
- C : constante.

La calidad de barrido (C_B) determina cuánto ha barrido el líquido empujante al petróleo, que contenía la celda de Hele-Shaw. Para su cálculo se lleva a cabo la relación entre el área donde ha sido totalmente desplazado el petróleo por la solución (A_d) y el área que la solución ha desplazado al petróleo parcialmente (A_{dp}).

La saturación residual (S_R) está dada por la razón entre la saturación de petróleo, después del paso del polímero, con la saturación de petróleo antes de la inyección.

3. DETERMINACIONES EXPERIMENTALES

3.1 Movilidad, Relación de flujo fraccional y factor de resistencia residual.

Para poder determinar en cuánto mejora el flujo fraccional de petróleo, cuando se agrega xantano al agua de inyección en recuperación asistida, se realizaron determinaciones de viscosidad y permeabilidad de soluciones poliméricas, a diferentes concentraciones. Las mismas fueron preparadas con agua destilada a 0 ppm, 32 pp., 57 ppm, 100 ppm y 550 ppm de concentración polimérica y con agua de reservorio a 0 ppm, 100 ppm y 550 ppm.

Tanto las muestras de testigo corona, como el petróleo y el agua de reservorio usada en estas experiencias pertenecen a la formación Barrancas, correspondiente a un yacimiento petrolero en Mendoza, Argentina.

Con los resultados de permeabilidad y viscosidad se calcularon luego: la disminución de la Movilidad y el Factor de Resistencia Residual.

3.2 Eficiencia Areal de Barrido, Calidad de Barrido y Saturación Residual.

El uso de agua de reservorio en lugar del agua destilada, en la preparación de las soluciones, no alteró significativamente los resultados de la razón de movilidades, tampoco las curvas de viscosidad. Este es el motivo por el cual, las experiencias en celda de Hele-Shaw, se realizaron con agua destilada. Las mismas se llevaron a cabo, con y sin lecho de esferas de vidrio (simulando un medio poroso) entre sus placas. La celda es saturada con un petróleo no newtoniano (característica particular de los petróleos mendocinos), el cual es desplazado por la solución polimérica. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el punto 3.1, en estas experiencias se trabajó en concentraciones de 100 ppm a 750 ppm.

Las experiencias se realizaron a diferentes presiones de inyección: 0.125 kg/cm², 0,250 kg/cm² y 0,500 kg/cm², a una permeabilidad constante (a una misma separación de placas) y a diferentes concentraciones: 0 ppm, 100 ppm, 350 ppm, 750 ppm.

Luego se obtuvieron la eficiencia de barrido areal, calidad de barrido y saturación residual, para ello se toma el último cuadro de la filmación antes de que la solución polimérica salga por uno de los cuatro orificios de la celda y posteriormente se procede de la siguiente manera.

La eficiencia areal se obtiene de la razón entre número de pixels blancos, más número de pixels grises y el número total de pixels. La calidad de barrido se calcula por medio de la razón entre el número de pixels blancos y el número de pixels grises y la saturación residual como número de pixels negros sobre número total de pixels.

También fueron realizadas mediciones de tensión interfacial para todas las concentraciones, a fin de explicar algunos de los resultados obtenidos.

4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

4.1 Mediciones de permeabilidad y viscosidad

Las curvas de viscosidad obtenida, tanto para soluciones preparadas con agua destilada, como con

agua de reservorio son similares como se puede observar en la figura 2, que muestra un ejemplo de lo expuesto, el correspondiente a la concentración de 550 ppm.

Al comparar las tablas I y II, se puede observar que no existe gran diferencia en la disminución de permeabilidad y por consiguiente de la movilidad, entre los resultados obtenidos, tanto con agua destilada como con agua de reservorio, a las mismas concentraciones. Esto indica que el xantano no es atacado por las sales existentes en el agua de reservorio. En las mismas tablas se puede ver que las disminuciones de permeabilidades y por lo tanto de movilidades son mucho menores a muy bajas concentraciones, mientras que no existe mucha diferencia entre los valores correspondientes a 100 ppm y 550 ppm.

En la figura 3, se observa que los resultados del factor de resistencia residual para 32 ppm y 57 ppm son parecidos entre sí y muy bajos. Para 100 ppm y 550 ppm los valores son mayores. Esto nos indicaría un mayor daño para las altas concentraciones, pero como se dijo anteriormente, este daño biodegradará con el tiempo. Es importante notar que con agua de reservorio el daño es significativamente menor, sobre todo a la más alta concentración.

Por otra parte es importante destacar que, a bajas concentraciones las movilidades no muestran una apreciable disminución.

4.2 Experiencias en celda de Hele-Shaw

4.2.1 Eficiencia Areal

Si se analiza la eficiencia areal en función de la presión para cada concentración (figura 4, experiencia sin lecho de esferas de vidrio), puede observarse que la misma, disminuye al aumentar la presión. Si ahora se analiza la eficiencia areal para las diferentes concentraciones, vemos que es mayor a mayores concentraciones, con excepción de la curva correspondiente a 100 ppm, cuyas eficiencias areales son, en todas las presiones, menores que para soluciones de 0 ppm. Ello se debe a que el xantano baja la tensión interfacial. Al ser mayor la tensión interfacial del agua pura (fig. 7), las inestabilidades de la interface disminuyen y ello hace decrecer el fingering viscoso.

En los casos de soluciones poliméricas de concentraciones de 350 ppm, y 750 ppm, la caída de tensión interfacial no es tan importante y se ve compensada por el importante aumento de la relación de viscosidades. ^{[15][16]}:

La influencia de la tensión interfacial puede verse claramente comparando las figuras 6 y 7, que muestran la eficiencia areal en función de la concentración y la tensión interfacial en función de la concentración respectivamente, ya que la forma de ambas curvas es la misma, lo que indica que la eficiencia areal se ve fuertemente afectada por la tensión interfacial.

Si observamos las curvas para las concentraciones de 100 ppm, 350 ppm y 750 ppm, vemos que éstas no son paralelas. La explicación de este comportamiento es que, en el caso de 100 ppm, se trató de un newtoniano empujando a otro, los gradientes de velocidades fueron tales que el petróleo se encontró siempre en la zona newtoniana de su curva de viscosidad ^{[15][16]}; en otros casos no fue así.

Comparando las figuras 6 y 8 que muestran la eficiencia areal en función de la concentración y la dimensión fractal en función de la concentración respectivamente, se ve que la forma de las curvas es la misma, lo que significa que la dimensión fractal de las imágenes es un índice de la eficiencia areal. Una mayor dimensión fractal indica una mejor eficiencia de barrido. Es importante destacar que este último método de estimar las eficiencias es más seguro que el anterior ya que se hace sobre un número mucho mayor de imágenes.

Analizando la figura 5 (experiencia con lecho de esferas de vidrio), eficiencia areal en función de la presión para cada concentración, se observa que ésta disminuye cuando la presión aumenta, comportamiento ya observado en el caso de la figura 4. Así también, como en el caso de la experiencia sin lecho de esferas de vidrio, la curva correspondiente a 100 ppm, se encuentra por debajo de las otras

concentraciones en este caso lo que indicaría que la tensión interfacial sigue jugando un rol muy importante, aun en la celda con esferas de vidrio, contrariamente a lo propuesto por Stoneberger and Claridge.⁽¹⁰⁾

En el caso de celda de Hele-Shaw con medio poroso, las eficiencias areales encontradas fueron mucho menores, para todas las concentraciones, que en el caso donde no se usaron esferas de vidrio. Ello puede adjudicarse a que aunque la tensión interfacial sigue siendo estabilizadora de la interface, la superficie a estabilizar es ahora diferente, y por lo tanto no lo hace con igual eficiencia. La falta de paralelismo en las curvas se debe nuevamente a la variación en la relación de viscosidades, debido a su comportamiento no newtoniano.

4.2.2 Calidad de barrido y saturación residual

En la figura 9 se muestra la calidad de barrido en función del tiempo. Este se tomó a partir del momento en que comienza la inestabilidad y hasta antes del momento en que el agua salga por algunos de los orificios.

En ella puede observarse que la calidad de barrido mejora a medida que avanza el proceso, a pesar de que el fingering es mayor y disminuye la eficiencia areal, es decir que aunque el agua toca una zona menor, desplaza mejor al petróleo. La mejor calidad de barrido se encuentra sin polímero. En los casos donde varía la concentración de solución polimérica, la calidad de barrido aumenta con la concentración.

La figura 10 muestra la saturación residual como función de la concentración. En ella se puede ver que hay menor saturación residual cuando no se usa polímero. A medida que aumenta la concentración, la saturación residual disminuye.

5. CONCLUSIONES

El xantano puede usarse como viscosificante para recuperación asistida de petróleo en agua con alto contenido salino. Bajas concentraciones de xantano dan muy buen resultado, en cuanto a la disminución de movilidad del fluido empujante, es decir en cuanto al aumento del flujo fraccional.

La comparación de los resultados obtenidos en celda Hele-Shaw con y sin medio poroso muestra que en reservorios mojantes al agua, esta última es un buen modelo de fingering en líquidos inmiscibles.

Las concentraciones de polímero muy bajas no dan muy buen resultado en cuanto a la mejora de la eficiencia areal, y su uso a estas concentraciones dependerá de los intereses de la empresa en ese momento.

Una concentración de 350 ppm, es mucho más baja que las que habitualmente se usan en recuperación terciaria de petróleo y da aceptables resultados en todos los aspectos. Estos estudios nos dan un indicio de que usando xantano se puede sacar más petróleo en menos tiempo y llegar a zonas donde habitualmente no llega el agua sin polímero, pero no disminuye el petróleo residual.

La combinación de uso de permeabilímetro con celda de Hele-Shaw, constituye un método de laboratorio económico, que permite evaluar cualitativamente, todos los aspectos del uso de un polímero en recuperación asistida de petróleo.

Los resultados serán altamente dependientes, con las características de formación y el comportamiento geológico del petróleo utilizado, por lo que para el uso de cualquier polímero en recuperación asistida se recomienda hacer un estudio previo, a fin de determinar la concentración óptima a utilizar.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] - Fornés, A., Castiglione, E.B., Martínez, T. Estudio hidrodinámico de la mezcla agua xanthano, en testigos de reservorios mendocinos. EQUIFASE 92: Memorias Tercer Simposio Latinoamericano de Propiedades de fluidos y equilibrio de fases para el diseño de procesos Químicos, 1992, 469-479.

[2] - Needham, R.B., Doe, P.H. Polymer flooding review. Journal of Petroleum Technology, 1997, 1503-1507.

- [3] - EOR field case histories, N° 23, 1998; (137), (172), (187), (196), (226), (242), (253), (266), (273) y (282).
- [4] - Chatterji, J., Borchardt, J.K. Aplicaciones de water-soluble polymers in the oil field. Journal fo Petroleum Technology, 1981, 2042-2053.
- [5] - Castiglione, E.B., Fornés, A. Soluciones xantánicas de bajas concentraciones en recuperación terciarias de petróleo. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XXVII, No. 1, pág.: 62-64, enero-junio 1995.
- [6] - Saffman, P.G., Taylor, G.I. The penetration of fluid into a porous medium or Hele-Shaw cel containing a more viscous liquid. proc. R. Soc., A 245, 1958, 312 - 329.
- [7] - Pavone, D. observations and correlations for inmisible viscous fingering experiments. SPE. RE, 1992, 187 - 194.
- [8] - Daccord, G., Nittmann, J. and Stanley, H. Fractals in Physics. Martinus Nijhoff Pub., 1985, 203- 210.
- [9] - Sigmund, P., Sharma, H., Sheldon, D. and Aziz, K. Rate dependece of unstable waterflow. SPE RE, 1988, 401 - 409.
- [10] - Stoneberger, M.W. and Claridge, E.L. Graded -viscosity-dank desing with pseudoplastic fluid. SPE RE, 1998, 1221 - 1232.
- [11] - Peters, E. and Cavalero, S. The fractal natura of viscous fingering in porous media. SPE, No. 78, 1991, 225-230.
- [12] - Kjems, J.K. Fractals and disorderes system. A. Bunde - S. Havlink de., 1991, 263-295.
- [13] - Nittmann, J., Daccord, G. and Stanley, H. Fractal grow of viscous fingerinng: cuantitative characterization of a fluid instability phenomenon. Nature, vol. 314, 1985, 141 - 144.
- [14] - Nittmann, J., Daccord, G. and Stanley, H. Elsevier Science Publishers B.V. de., 1986, 193-202.
- [15] - Arévalo, F,k Cisternas, M., Fornés, A. Fingering viscoso inmisible de soluciones poliméricas desplazando petróleo no-newtoniano. Anales ARA, 1995, 335-9.
- [16] - Arévalo, F., Cisternas, M., Fornés, A. Efecto del xantano en la digitación viscosa agua-petróleo no newtoniano. Actas 2do Simposio de Producción de Hidrocarburos, I.A.P., Mendoza, tomo II, 1995, 25-44.

Tabla I

Disminución de la permeabilidad y disminución de movilidad de las soluciones poliméricas preparadas con agua destilada.

Concentración [ppm]	32	57	100	550
Disminución de Permeabilidad (%)	23	55	93	98
Disminución de movilidad (%)	79	87.5	93.3	94

Tabla II

Disminución de la permeabilidad y Disminución de movilidad de las soluciones poliméricas preparadas con agua de reservorio.

Concentración (ppm)	100	550
Disminución de Permeabilidad (%)	72.3	82.2
Disminución de movilidad (%)	91.4	92

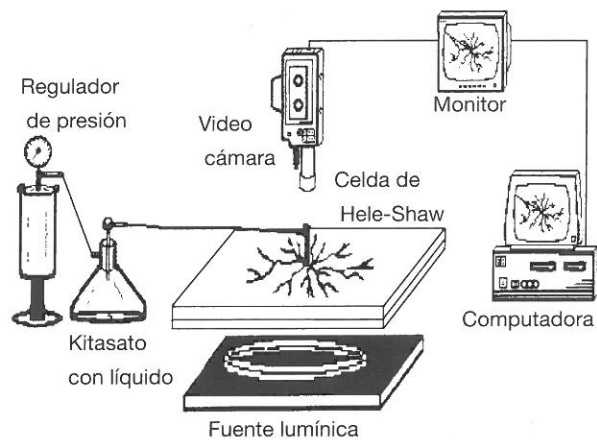


Fig. 1- Equipo experimental

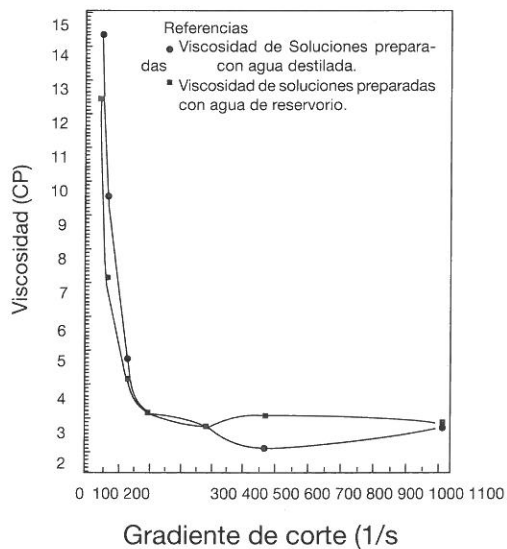


Fig. 2 - Viscosidad vs. gradiente de corte para soluciones preparadas con agua destilada y con agua de reservorio a una concentración de 550 ppm.

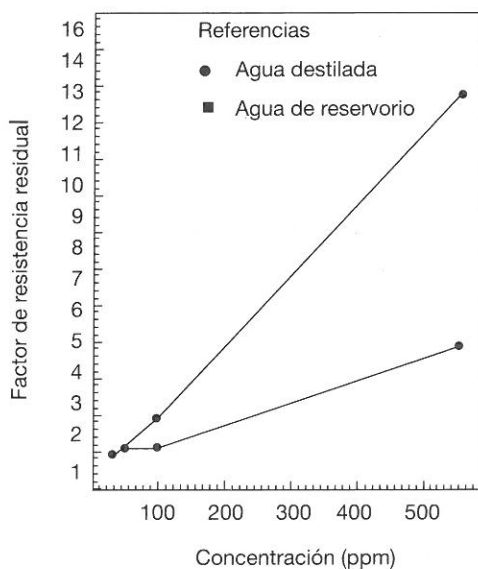


Fig. 3 - Factor de resistencia residual vs. concentración para soluciones preparadas con agua destilada y con agua de reservorio.

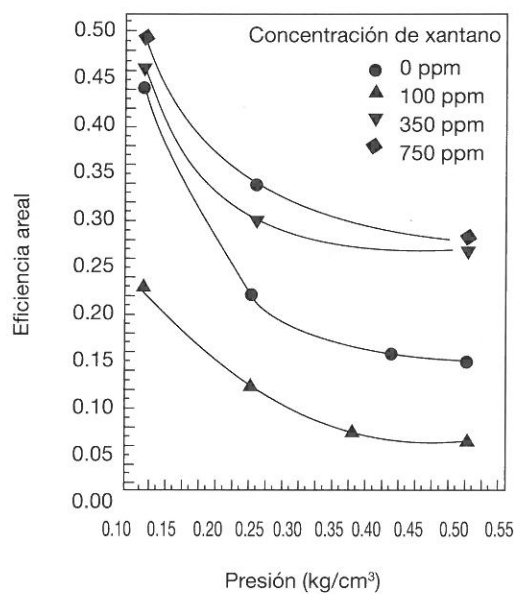


Fig.4: - Eficiencia areal vs. presión en celda de Hele-Shaw sin lecho de esferas de vidrio y con permeabilidad constante de 41,36 mD.

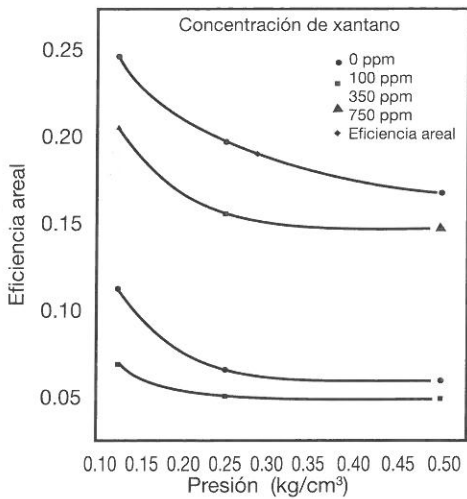


Fig. 5 - Eficiencia areal vs. presión en la celda de Hele-Shaw con lecho de esferas de vidrio y con permeabilidad constante de 202 mD.

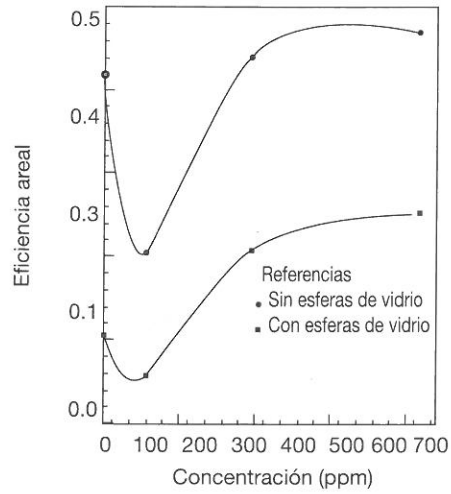


Fig. 6 - Eficiencia areal vs. concentración en celda de Hele-Shaw con y sin lecho de esferas de vidrio, a la presión constante de 0.125 kg/cm².

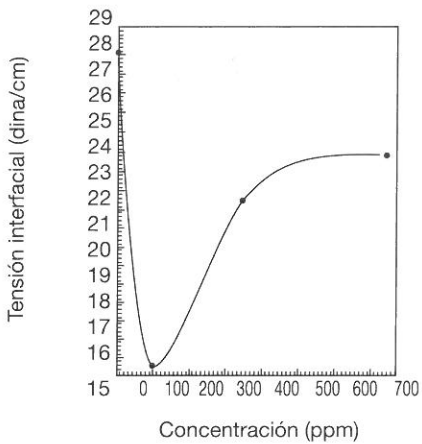


Fig. 7 - Tensión interfacial vs. concentración

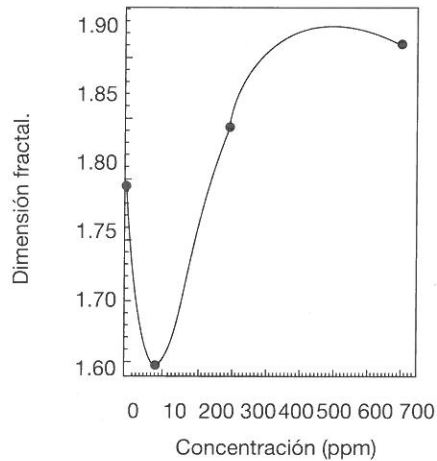


Fig. 8 - Dimensión fractal vs. concentración para celda de Hele-shaw sin lecho de esferas de vidrio, con permeabilidad 41.36 mD y la presión de 0.500 Kg/cm².

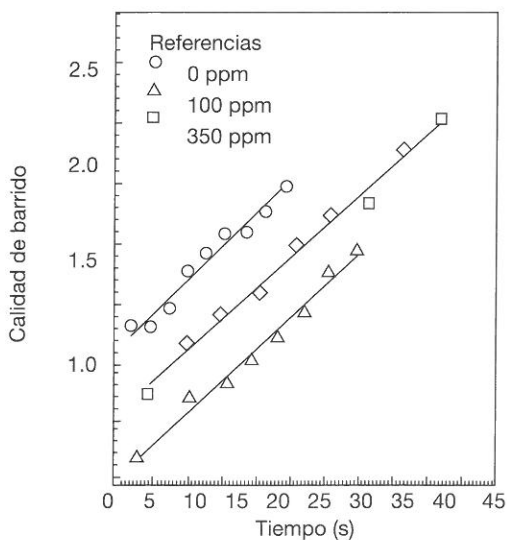


Fig. 9 - Calidad de Barrido vs. Tiempo, para distintas concentraciones, para celda de Hele-Shaw sin lecho de esferas de vidrio, con permeabilidad 41.36 mD y la presión de 0.125/ cm².

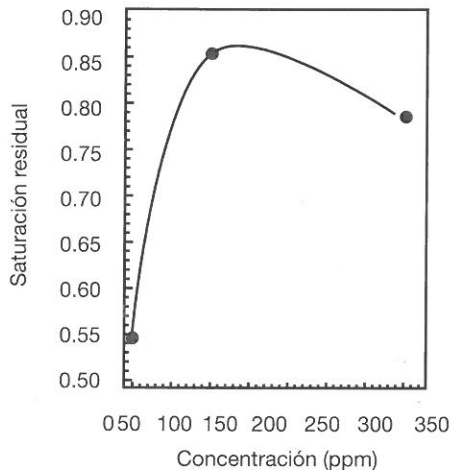


Fig. 10 - Saturación residual vs. concentración para celda de Hele-Shaw sin lecho de esferas de vidrio, con permeabilidad 41.36 mD y la presión de 0.125 Kg/cm².