

PRESIONES CAPILARES DINÁMICAS. DIFERENCIAS CON LOS VALORES ESTÁTICOS, APLICACIONES E IMPACTO SOBRE EL MODELADO DEL DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS

Lucas Pavlov, UBA (lpavlov@fi.uba.ar), Marcelo Crotti, Inlab S.A. (mecrotti@inlab.com.ar), Roberto Vieytes, Inlab S.A (rvieytes@inlab.com.ar)

Sinopsis

Se presentan resultados comparativos de mediciones de presiones capilares en equilibrio hidrostático (asociadas a la distribución de fluidos en reservorio) y durante el desplazamiento de fluidos.

Para todas las mediciones se emplearon los mismos fluidos, interactuando con los mismos medios porosos en condiciones estáticas (en procesos de imbibición y de drenaje) y dinámicas (imbibición).

Los resultados experimentales se acompañan de documentación gráfica, mediante al empleo de celdas transparentes y de las ecuaciones de ajuste que modelan el proceso de desplazamiento de fluidos.

Como aplicación se incluyen resultados de remoción de daños capilares en condiciones similares a las que se presentan en las paredes de fracturas hidráulicas. En este caso se compara la remoción espontánea del daño derivada de la acción de las fuerzas capilares con procesos en los que se favorece dicha remoción mediante el empleo de surfactantes en la pared de la fractura.

Las principales conclusiones obtenidas de estas experiencias son que, en las condiciones de saturación inicial, las presiones capilares dinámicas son marcadamente inferiores a las estáticas, pero permanecen básicamente constantes durante todo el desplazamiento, en medios homogéneos.

Se analizan las consecuencias de estos resultados sobre la forma de incluir los fenómenos capilares en el modelado numérico de reservorios.

Introducción

En el trabajo de Washburn, 1921, se derivó una teoría que describe el avance del frente de líquido en tubos capilares, inicialmente con aire, en función del tiempo. Haciendo la hipótesis de flujo de Poiseuille (valores pequeños del número de Reynolds), de una fuerza impulsora con origen en una diferencia de presión constante en la interfaz líquido-gas (presión capilar), de fuerzas capilares mucho mayores que las gravitatorias (lo cual ocurre para bajas alturas de ascenso capilar o para tubos colocados horizontalmente) y de viscosidad despreciable para la fase gaseosa, obtuvo una dependencia temporal del frente de la forma:

$$l(t) = \sqrt{\frac{\sigma D \cos(\theta)}{4 \mu}} t \quad \text{Ec. 1}$$

donde l es la posición del frente, t el tiempo, σ la tensión interfacial, D el diámetro del capilar, θ el ángulo de contacto y μ la viscosidad del líquido. La dependencia $l \sim \sqrt{t}$ se observa a menudo en medios porosos, aunque éstos posean una geometría poral muy diferente a las de un capilar o un conjunto de capilares. En ese sentido, Handy, 1960, derivó una ecuación con la misma dependencia temporal pero para el flujo en medios porosos. Reemplazando la hipótesis de flujo de Poiseuille por la validez de la Ley de Darcy para medios porosos, y proponiendo un avance del frente líquido en forma de pistón, movido por una presión capilar efectiva constante p_c , este autor derivó:

$$l(t) = \sqrt{\frac{2 p_c k_w}{\phi S_w \mu_w}} t \quad \text{Ec. 2}$$

Donde S_w es la saturación de agua detrás del frente, asumida constante, k_w la permeabilidad efectiva del medio poroso para dicha saturación, ϕ la porosidad del medio poroso y μ_w la viscosidad del líquido.

Es importante tener en cuenta que un medio poroso natural, a diferencia de un tubo capilar, está conformado por una gran variedad de diámetros de poros y gargantas porales, y por lo tanto no hay un único valor de presión capilar en situaciones dinámicas, aún para una altura constante dentro del medio poroso. Es por esto que p_c recibe el nombre de presión capilar efectiva, dado que si el avance del líquido en el medio poroso sigue una ley del tipo $l \sim \sqrt{t}$, el mismo puede pensarse como originado por una presión capilar constante, aunque ésta tenga distintos valores dependiendo de la ubicación de la interfaz líquido-gas dentro de la

estructura poral. Por el contrario, en situaciones estáticas la presión capilar queda completamente determinada por la altura de la interfaz líquido-gas, ya que la misma debe balancear a la distribución de presiones hidrostática. Esto da origen a la conocida interpretación de la curva de presión capilar como determinante de la distribución inicial de fluidos en el reservorio (Leverett 1941). En particular, en el ascenso capilar en un medio poroso inicialmente saturado con aire, llamando ρ a la densidad del líquido que asciende, g a la aceleración de la gravedad y h a la altura del líquido por encima del nivel de agua libre, se tiene:

$$p_{c,estática} = \rho g h \quad \text{Ec. 3}$$

Desarrollo

Para realizar las experiencias de este trabajo se utilizaron cuatro medios porosos artificiales compuestos por microesferas de vidrio de distinta granulometría. Se realizó una caracterización de los mismos que incluyó los siguientes estudios:

- A nivel microscópico: Mediciones de los tamaños característicos de las microesferas a partir de fotografías tomadas con un microscopio (Fig. 1).
- A nivel macroscópico: Mediciones de la porosidad, permeabilidad y curvas de presión capilar de cada uno de los medios porosos.

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 1. Para más detalles sobre los resultados presentados en dicha Tabla se puede recurrir a Pavlov, 2016.

Arena	Diámetro característico microesferas (μm)	Porosidad ϕ (%)	Permeabilidad absoluta k (D)	Presión umbral (kPa)
1	20-150	$40,1 \pm 1,2$	$5,5 \pm 0,3$	$10,5 \pm 2,0$
2	90-220	$41,3 \pm 0,8$	13 ± 2	$6,5 \pm 0,2$
3	20-80 y 170-650	$39,0 \pm 1,7$	35 ± 3	$4,0 \pm 0,6$
4	400-800	$40,6 \pm 0,8$	229 ± 31	$1,3 \pm 0,2$

La presión umbral, definida como la diferencia de presión aplicada a la fase no mojante para lograr un flujo continuo en un medio poroso inicialmente saturado por la fase mojante, resultó ser un valor de drenaje adecuado para caracterizar la intensidad de los fenómenos capilares en cada medio poroso, resultando similar al valor característico de presión en la curva de drenaje medida por el método de la membrana semipermeable.

Mediciones

Con los medios porosos ya caracterizados se llevó a cabo y se modeló el proceso de imbibición basado en la ecuación 2. Con este fin se midió $l(t)$ a partir de fotografías del frente líquido y luego se realizó un ajuste por cuadrados mínimos para obtener el valor de la presión capilar efectiva dinámica a partir del parámetro ajustado y los valores de permeabilidad y porosidad de la Tabla 1.

Para el cálculo se tuvo en cuenta que se verificó que $S_w \approx 1$ y por lo tanto la permeabilidad efectiva puede considerarse aproximadamente igual a la permeabilidad absoluta que se informa en la Tabla 1. Un ejemplo de una medición de este tipo se muestra en la Figura 2, en el que se puede ver que la posición del frente se puede describir correctamente a partir de la Ec. 2, es decir, a partir de un desplazamiento tipo pistón movido por una presión capilar efectiva dinámica constante.

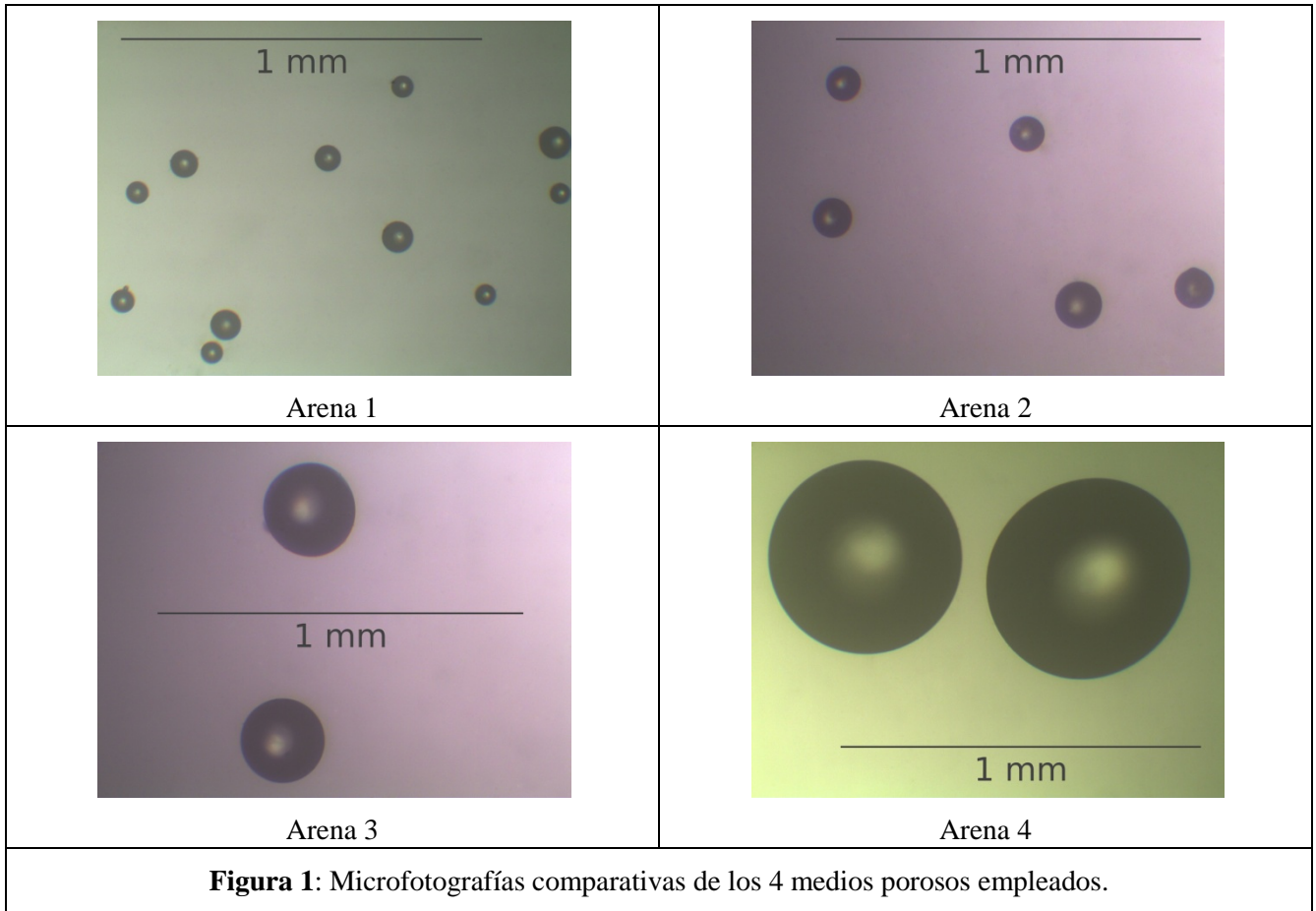


Figura 1: Microfotografías comparativas de los 4 medios porosos empleados.

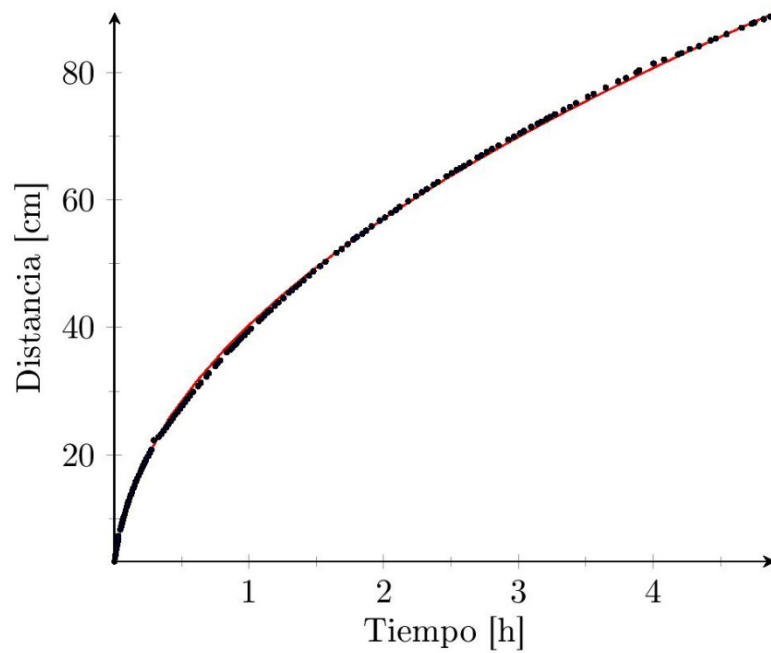


Figura 2: Posición del frente en función del tiempo para la imbibición de agua en un medio poroso horizontal conformado por la arena 1. La curva roja muestra el ajuste por la Ec. 2.

A los valores obtenidos para la presión capilar efectiva dinámica se los comparó con los valores característicos de presión capilar obtenidos de manera estática. Para ello se empleó la presión umbral como valor de referencia. Como se observa, estos últimos resultaron notablemente mayores que los valores obtenidos para la presión capilar efectiva dinámica. En la Tabla 2 se muestran los valores característicos de presión capilar para las 2 arenas estudiadas en condiciones estáticas (presión umbral) y dinámicas (a partir de la ecuación 2).

Tabla 2: Comparación de los valores obtenidos para la presión capilar efectiva dinámica con los valores de Presión Umbral (Pu)			
Arena	Presión umbral (kPa)	Presión capilar efectiva dinámica	
		(kPa)	% Pu
1	10,5 ± 2,0	1,4 ± 0,2	13 %
2	6,5 ± 0,2	0,8 ± 0,1	12 %

Como se puede apreciar en la Tabla 2, la presión capilar dinámica adoptó una magnitud notablemente menor a la de los valores característicos de las curvas de presión capilar de drenaje medidas rutinariamente para caracterizar la distribución de fluidos en reservorio.

Sin embargo, en columnas extensas es importante notar que la presión dinámica incluida en la Tabla 2 corresponde a los tiempos iniciales del desplazamiento, dado que cuando se realizan estudios prolongados de ascenso capilar (proceso de imbibición) las presiones de equilibrio (calculadas a partir de la altura de equilibrio y la Ec. 3) se acercan notablemente a los valores de Presión Umbral. Este estudio de ascenso capilar fue hecho para las cuatro arenas y los resultados se incluyen en la Tabla 3.

Tabla 3: Comparación de los valores de presión umbral con los valores obtenidos para la presión dinámica de equilibrio, al final del desplazamiento.			
Arena	Presión umbral (kPa)	Presión dinámica de equilibrio al final de la imbibición	
		(kPa)	% Pu
1	10,5 ± 2,0	6,8 ± 0,3	65 %
2	6,5 ± 0,2	4,2 ± 0,2	65 %
3	4,0 ± 0,6	2,39 ± 0,03	60 %
4	1,3 ± 0,2	0,86 ± 0,02	66 %

El análisis comparativo de las Tablas 2 y 3 sugiere que la presión dinámica permanece constante y adopta valores bajos (comparados con las presiones capilares estáticas) en los desplazamientos horizontales, cuando los fenómenos de desplazamiento no se equilibran con fuerzas gravitatorias. Por otra parte en condiciones cercanas al equilibrio capilar/gravitatorio, los valores de presión capilar, durante los desplazamientos de fluidos, se acercan notablemente a los valores estáticos. En ausencia de fenómenos de histéresis, ambos valores deberían ser coincidentes pero como es de esperar, en medios porosos complejos, estos valores resultan diferentes.

También debe mencionarse que todos los valores de presión capilar arrojaron resultados correlativos con las calidades de arena empleadas, siendo (tal como se esperaba) mayores cuanto menor es el tamaño característico de las microesferas que componen la arena.

Estas notables diferencias entre valores estáticos (presión umbral y curva de presión capilar de drenaje convencional) y valores dinámicos, sugiere la necesidad de desarrollar técnicas de medición capaces de

cuantificar las presiones dinámicas a emplear durante el modelado del desplazamiento de fluidos. Debe recordarse que las curvas de imbibición generadas rutinariamente en laboratorio también son estáticas (se mide sólo el punto de equilibrio para cada saturación) y resultan comparables a las mediciones incluidas en la Tabla 3, en vez de los valores de desplazamiento, como los registrados en la Tabla 2.

Aplicaciones

Es sabido que, después de una estimulación mediante fracturas hidráulicas, las formaciones Tight retienen una parte importante del fluido filtrado hacia la formación, dando lugar a lo que se conoce como “daño capilar”. La remoción de este daño es una de los objetivos principales de los estudios tendientes a mejorar la productividad de estos pozos.

En las operaciones rutinarias, esta agua retenida capilarmente se elimina mediante la aplicación de drawdowns lo bastante intensos como para superar las fuerzas capilares. Sin embargo, el éxito de estas operaciones es sólo parcial, en parte porque las arenas naturales son heterogéneas y en parte porque el drawdown es más efectivo en las cercanías del pozo que en los extremos de la zona estimulada donde la propia restricción al flujo que presenta la fractura dificulta la generación de caídas de presión significativas entre la matriz porosa y la propia fractura.

Adicionalmente debe notarse que aunque se remuevan cantidades importantes de agua (por ej., valores cercanos al 70% o al 80 % del agua empleada en el tratamiento) el remanente puede ser suficiente para seguir generando un significativo daño capilar. Esto ocurre porque los sellos capilares trabajan con igual efectividad en espesores de algunos centímetros o de pocos milímetros. La efectividad de un sello capilar no depende de su espesor sino de la intensidad con que el agua esté retenida en el medio poroso. En pocas palabras, al tratarse de un fenómeno estático, el espesor resulta poco significativo.

Por esta razón se han propuesto tratamientos alternativos para remover el daño capilar de fractura recurriendo a una variable alternativa: la intensidad de las fuerzas capilares. Entre estos tratamientos es frecuente el empleo de surfactantes que impactan directamente en las fuerzas capilares mediante la atenuación de los fenómenos interfaciales.

Con este fin se han propuesto formulaciones de fluidos de fractura que incluyen surfactantes (Kalfayan *et al.* 2008, Penny *et al.*, 2012) o surfactantes con otros aditivos o “energizantes” como CO₂ (Tamayo *et al.*, 2013) con el objetivo de que el daño generado sea más fácilmente removible mediante el drawdown posterior.

Si bien estos tratamientos resultan parcialmente efectivos, en todos los casos se plantea a las fuerzas capilares como un fenómeno resistivo, que se contrapone a las fuerzas que se emplean para remover el daño.

Como operación alternativa, en la segunda parte de este trabajo se analiza la posibilidad de emplear las fuerzas capilares en forma dinámica, para que sean ellas mismas las responsables de remover el daño generado durante la fractura.

Con este fin se realizó una experiencia de remoción de daño capilar sin aplicación de diferencias de presión externas. Para ello se desequilibraron las fuerzas actuantes en ambos extremos de un sistema poroso con la ayuda de surfactantes. De esta forma se permitió que las fuerzas capilares dinámicas desplacen la zona dañada desde un extremo (zona dañada por invasión de agua) hacia el interior de la matriz porosa.

Para estos experimentos se utilizó una celda rectangular de 70 cm x 21 cm x 1 cm en la que se colocó una franja de aproximadamente 4 cm de ancho de la arena 4 (de “muy alta” permeabilidad) y el resto de arena 1 (de “baja” permeabilidad), modelando una situación similar a la que se produce en la operación de fractura de un reservorio de baja permeabilidad. Las dos zonas de permeabilidades bien diferenciadas cumplen, cualitativamente, el rol de la fractura y de la matriz de un reservorio de gas “Tight”. Una fotografía de la celda utilizada se muestra en la Figura 3.

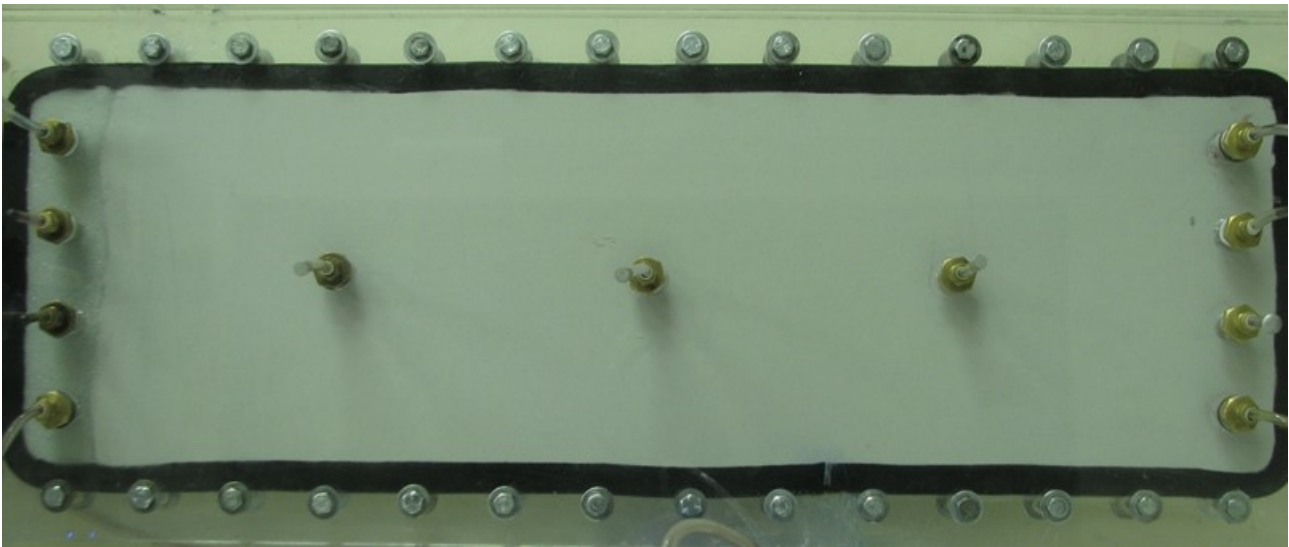


Figura 3: Celda utilizada con el medio poroso inicialmente saturado con aire. Se puede observar la zona de muy alta permeabilidad (“fractura”) en el margen izquierdo, y la de baja permeabilidad (“matriz”) en el resto de la celda.

En primer lugar se inyectó agua con colorante azul en la fractura dando lugar al escenario ilustrado en la Figura 4. En esta figura se puede apreciar que, luego de un período de reposo, la “matriz” absorbió toda el agua móvil retenida en la “fractura”. Esto ocurre espontáneamente como consecuencia de las fuerzas capilares puestas en juego.

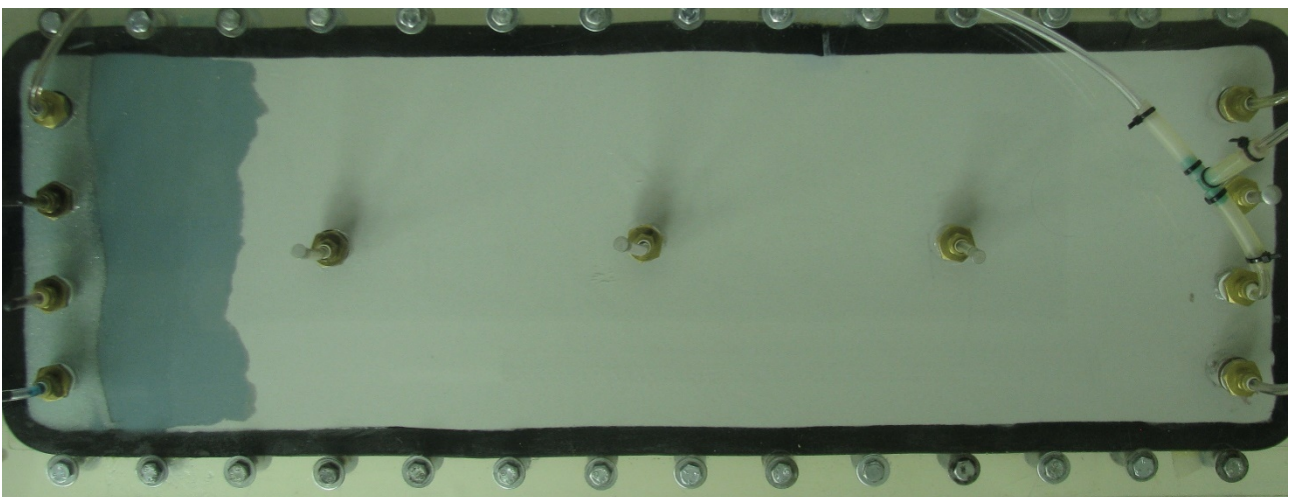


Figura 4: Agua (en azul) en la zona de la matriz más próxima a la fractura.

Luego de comprobar que este escenario permanecía casi estable (sin cambios apreciables en 24 hs) se inyectó una solución de agua con colorante rojo y surfactante para disminuir las fuerzas capilares en la zona cercana a la “fractura”. Las tensiones interfaciales agua-aire, medidas por el método de Du Noüy, disminuyeron de 53 dyn/cm [0,053 N/m], para el agua coloreada de azul a 35 dyn/cm [0,035 N/m] para el agua con surfactante.

En la Figura 5, se observa el avance del fluido con surfactante, desplazando al agua coloreada de azul en forma de desplazamiento miscible.

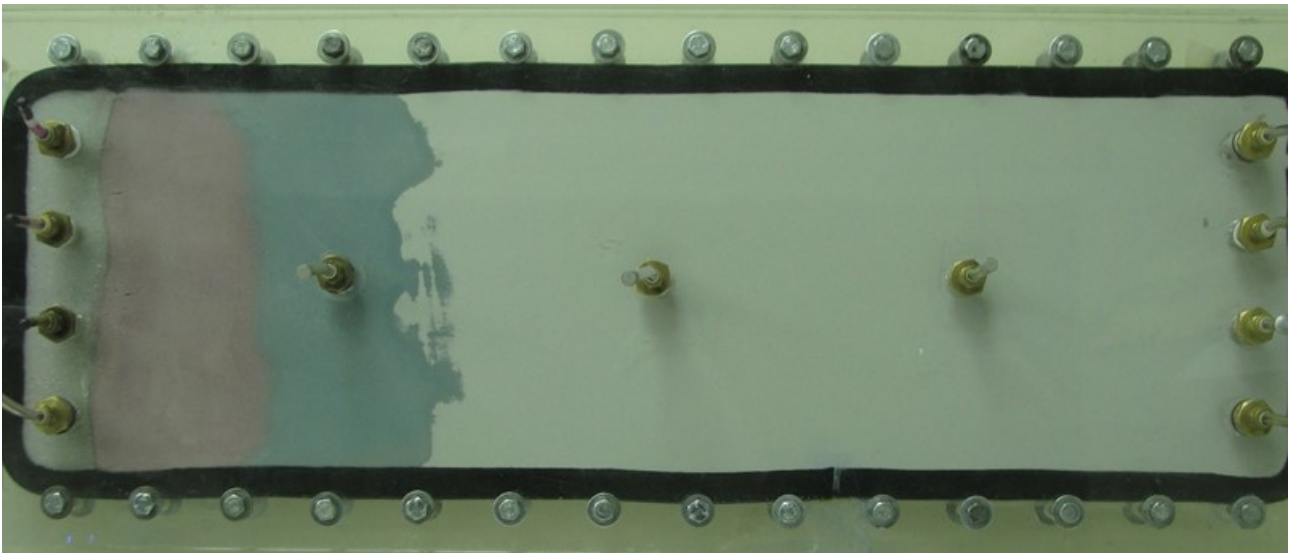


Figura 5: Inyección de agua con surfactante (roja) desplazando el agua inicialmente presente en la matriz (azul).

En este proceso, al agregar más agua al sistema, se genera una zona “dañada” de mayor magnitud que la que se observa en la Figura 4. Sin embargo esta nueva situación genera un sistema inestable donde las fuerzas capilares no están equilibradas dado que son más intensas en el interior de la “matriz” que en el contacto “Fractura-Matriz”.

Al dejar evolucionar este sistema bajo dominio exclusivo de las fuerzas capilares, se alcanzó un nuevo equilibrio que se documenta en la Figura 6.

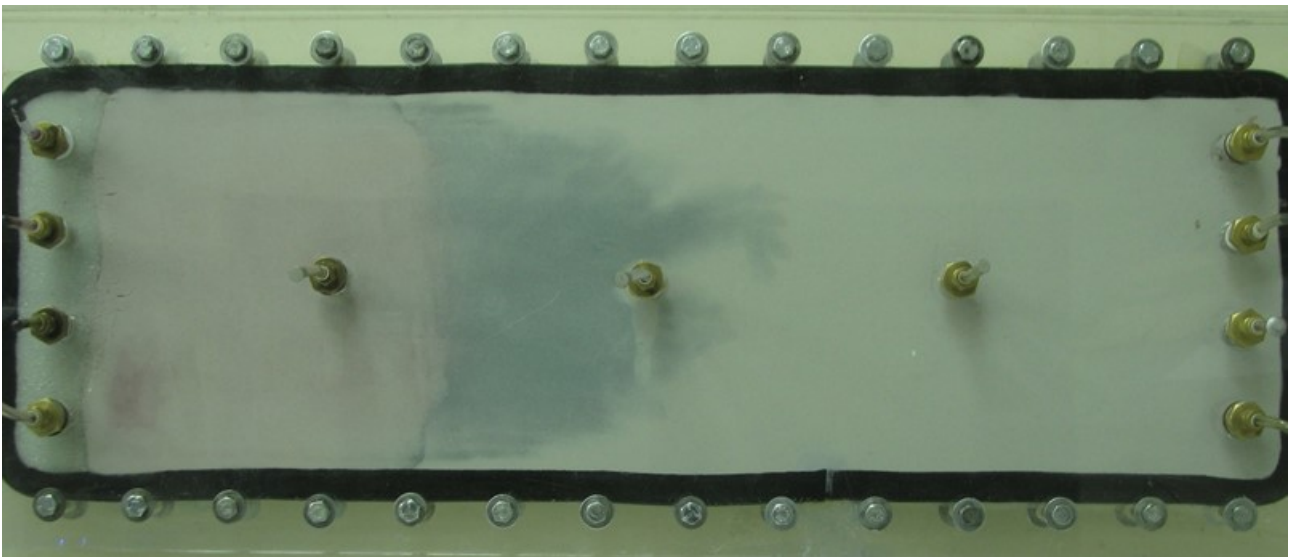


Figura 6: Evolución del sistema con surfactantes hasta alcanzar el equilibrio.

Tal como se puede apreciar en la Figura 6, el agregado de surfactantes en la pared de la “fractura”, con posterioridad a la invasión inicial con agua, genera las condiciones para que las fuerzas capilares se desequilibren y favorezcan la remoción espontánea del exceso de agua hacia el interior de la formación.

Estas imágenes muestran que, en escenarios Tight, es posible hacer un tratamiento post fractura que permita eliminar el daño capilar mediante una operación de inyección de surfactantes seguida de un cierre programado del pozo para permitir la remoción espontánea de dicho daño.

En resumen, las imágenes y resultados presentados sugieren que, mediante tratamientos adecuados, se pueden emplear las mismas fuerzas capilares que dan lugar a los fenómenos de daño por invasión de fluidos para disminuir el impacto de dicho daño.

De esta forma podría mitigarse el efecto nocivo del agua retenida en la fractura sin necesidad de recurrir a operaciones forzadas de “flowback” para eliminar el agua ingresada a la formación.

Este tipo de tratamiento tendría un beneficio adicional: En tanto que el drawdown se atenúa a medida que se incrementa la distancia entre la roca a tratar y el propio pozo (por la pérdida de carga en la propia fractura), las fuerzas capilares tienen la posibilidad de actuar con independencia de la distancia al pozo. El tratamiento tendría la misma efectividad en cualquier punto que haya alcanzado el surfactante pues no depende de fuerzas externas.

Siguiendo los lineamientos de estos estudios es posible diseñar operaciones que permitan remover el daño enviando el agua de filtrado hacia el seno de la formación en lugar de retirarla hacia el pozo. En este último caso las operaciones fuerzan un desplazamiento en contra de las fuerzas capilares estáticas, en tanto que la opción planteada en este estudio aprovecha las fuerzas capilares dinámicas para retirar “espontáneamente” el fluido que origina el daño.

Conclusiones

Las principales conclusiones a que conducen los estudios realizados pueden resumirse en los siguientes puntos:

1. Las fuerzas capilares que tradicionalmente se miden en laboratorio, son adecuadas para modelar la distribución de fluidos.
2. Las fuerzas capilares también impactan en los fenómenos dinámicos de desplazamiento de fluidos pero presentan dos características especiales. Son de menor magnitud que las fuerzas capilares estáticas y, sin influencia de fuerzas gravitatorias, permanecen básicamente constantes durante el desplazamiento en sistemas homogéneos. En otras palabras, no varían de intensidad mientras cambia la saturación de fluidos de la celda o bloque en que se produce el desplazamiento.
3. Parece necesario desarrollar técnicas de laboratorio para generar curvas de presión capilar dinámicas, adecuadas para ser incluidas en el modelado numérico de reservorios, especialmente cuando los fenómenos capilares resultan dominantes. Las curvas estáticas de imbibición estarían sobrevalorando el empuje derivado de las fuerzas capilares dinámicas.
4. Asociado a los fenómenos capilares, durante la fracturación hidráulica de formaciones Tight, una parte importante del fluido filtrado hacia la formación queda retenido, dando lugar a lo que se conoce como “daño capilar”. Dado que la remoción de este daño es primordial para mejorar la productividad de estos pozos, en este trabajo se propone usar las fuerzas capilares dinámicas con este objetivo
 - a. Tal como se muestra con celdas de laboratorio, es posible mitigar el impacto del daño capilar en sistemas de baja permeabilidad, mediante el uso combinado de surfactantes y períodos de reposo posteriores a las operaciones de fractura.

Bibliografía

- Handy, L. L. 1960, “*Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data*”. Trans. AIME (1960), 219, 75-80.
- Kalfayan, L., Haley B., Weiss S. 2008, “*Optimizing Surfactants to Improve Stimulation Flowback in Tight Gas Wells*” World Oil (November 2008)
- Leverett, M. C. 1941, “*Capillary behavior in porous solids*”. Trans. AIME (1941), 142 (01), 152-169.
- Pavlov, L. A. 2016, “*Estudio experimental de procesos de imbibición y drenaje en medios porosos artificiales uni y bi-dimensionales*”. Tesis de Licenciatura en Ciencias Físicas de la Universidad de Buenos Aires.
- Penny G. S., Zelenev A., Lett N., Paktinat J., James B. 2012, “*Nano Surfactant System Improves Post Frac Oil and Gas Recovery in Hydrocarbon Rich Gas Reservoirs*”, SPE-154308-MS, SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA
- Tamayo H. C., Lee K. J., Taylor R. S. 2013, “*Enhanced Aqueous Fracturing Fluid Recovery from Tight Gas Formations: Foamed CO₂ Pre-pad Fracturing Fluid and More Effective Surfactant Systems*”, Journal of Canadian Petroleum Technology 47(10), April 2013
- Washburn, E. W. 1921, “*The dynamics of capillary flow*”, Phys. Rev. (1921), 17 (3), 273-283.

CV de los autores

Marcelo Crotti

Título y lugar de estudio: Lic en Química, UNLP, 1978

Empresas en las que hizo su carrera: Trabajó en Inlab S.A., en la Comisión Nacional de Energía Atómica y fue docente de grado de la carrera de Ing. En Petróleo y director de la Especialidad en Ingeniería de Reservorios del ITBA.

Cargo actual: Actualmente es Vice-Presidente y ejerce la Dirección de los Sectores de Desarrollo y Nuevas Tecnologías en Inlab. S.A.

Es miembro de la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG y se desempeñó como presidente de la Comisión de Innovación Tecnológica de dicho instituto.

Es autor de numerosas publicaciones técnicas y del libro “MOVIMIENTOS DE FLUIDOS en reservorios de hidrocarburos”.

En 2009, por sus contribuciones a la Ingeniería de Reservorios, recibió un "Regional Technical Award" en "Reservoir Description & Dynamics" de la SPE

Roberto Vieytes

Título y lugar de estudio: Dr de la Universidad de Buenos Aires, área Cs. Físicas. 1994.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Becario Doctoral y post doctoral del CONICET desde 1989 a 1997, Responsable del centro de sistemas y procesamiento de datos en Ford SA Argentina 1997-2002. Profesor titular de Mecánica de Fluidos en el Dto de Ingeniería Mecánica del ITBA, 2006 a la actualidad.

Cargo actual en la empresa: En la actualidad forma parte del plantel de InLab en el Dto de investigación y desarrollo.

Lucas Pavlov

Título y lugar de estudio: Lic. en Ciencias Físicas, UBA, 2016.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: UBA, CONICET.

Cargo actual en la empresa: Becario Doctoral del CONICET con lugar de trabajo en el Grupo de Medios Porosos (Facultad de Ingeniería, UBA).