

RESULTADOS COMPARATIVOS ENTRE DESPLAZAMIENTOS EN CELDA DE HELE SHAW CONVENCIONAL Y CELDA ADAPTADA COMO SIMULADOR DE RESERVORIO

Silvia Maturano, María Teresa Álvarez, Adriana Fornés
Universidad Nacional de Cuyo

SIPNOPSIS

Se presentan experiencias realizadas con un equipo desarrollado en el grupo, con el que se puede simular, el movimiento de fluidos en un reservorio, en recuperaciones asistidas..

Tiene cinco partes:

- a) Una celda de Hele Shaw con medio poroso.
- b) Un sistema termostatzante de la misma, que además hace de gabinete donde se encuentran la mayoría de los periféricos.
- c) Un sistema de inyección a volumen constante capaz de inyectar a números capilares de reservorio, cuatro fluidos diferentes, uno a continuación de otro, termostatzados independiente.
- d) Un sistema de control de efluentes en el tiempo, basado en adquisición de imágenes.
- e) Un sistema de adquisición y tratamiento de imágenes de toda la experiencia basado en cámaras y plaquetas de alta linealidad.

Tiene como complemento una estufa de llenado para petróleos viscosos

Se presentan los primeros resultados en desplazamientos de petróleo con agua y con solución de surfactante. Se comparan con las que se logran con celdas de Hele Shaw convencionales. Puede observarse la importancia del valor de inyectar a caudales bajos y constantes. La respuesta obtenida con el nuevo simulador experimental es más semejante con la que dan los simuladores numéricos que las conseguidas con celdas de Hele Shaw convencionales

Introduccion

La celda de Hele Shaw usada desde principios del siglo pasado, consistió, originariamente, en dos placas de vidrio paralelas separadas una distancia menor de 1 mm. Se puede probar que en el flujo de un fluido entre las placas se cumple la Ley de Darcy, siendo la permeabilidad $b^2/12$, donde b es la separación entre placas.

Este hecho hizo que la celda fuera muy utilizada en la física básica para el estudio de un fluido en medios porosos. La primera vez que fue usada para estudiar una recuperación asistida de petróleo fue en 1958 por Staffman y Taylor⁽¹⁾ y esto marca también el comienzo del estudio del flujo bifásico con este equipamiento y, fundamentalmente, el estudio experimental de la digitación viscosa.

Desde esa fecha en adelante la celda fue pasando por muchas modificaciones para adaptarla más, tanto a un medio poroso para estudios básicos como a reservorios de petróleo para estudios aplicados a la industria.

Una de las primeras modificaciones fue la de obtener un medio poroso real, y así surgen lechos de esferas de diferentes diámetros y técnicas de grabado en vidrio para las placas⁽²⁾.

Posteriormente aparecen celdas bidimensionales donde el flujo entra por un orificio central en placas circulares o cuadradas y se extiende en dos dimensiones⁽³⁾

El avance en las técnicas ópticas y el tratamiento computacional de imágenes marca también un importante avance en los estudios que se llevan a cabo con este tipo de celdas.

Eran bidimensionales, se saturaba con algún líquido el espacio entre las placas, que podía o no tener un medio poroso real, se inyectaba por un orificio central otro fluido miscible, o no, con el anterior, a presión constante. Las imágenes eran filmadas por una filmadora que se encontraba en la parte superior y se las procesaba computacionalmente. Mediante tratamiento de imágenes era posible

saber cuánto petróleo quedaba dentro de la celda luego de una inyección de químicos y/o agua⁽⁴⁾ Con este tipo de equipo, los mismos autores realizaron estudios de simulación experimental de recuperaciones terciarias y/o estudios de digitación viscosa de sistemas agua- petróleo. Ver figura 1

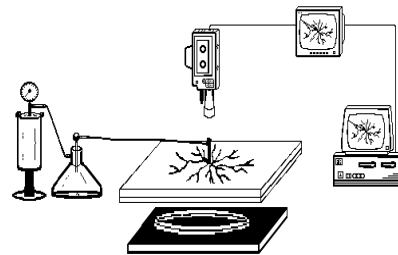
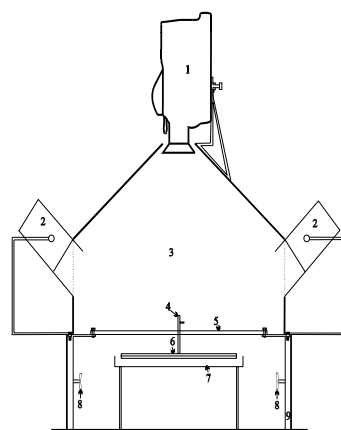


Figura 1

Con el avance de las investigaciones aplicadas a petróleo, Arévalo, Castiglione y Fornés, termostatan, tanto la celda como los fluidos a inyectar que, a su vez, podían ser cuatro diferentes⁽⁵⁾ con dos fines: estudiar los efectos de la variación de la temperatura en la digitación viscosa⁽⁶⁾ y acercar más las experiencias a la realidad del reservorio para el estudio de recuperaciones asistidas. Así la celda queda conformada como se muestra esquemáticamente en la figura 2.



Referencias

- 1 Video cámara
- 2 Sistema de luces
- 3 Cámara oscurecedora
- 4 Canal de ingreso de líquido
- 5 Vidrio transparente
- 6 Celda de Hele-Shaw
- 7 Bandeja para recuperar líquido
- 8 Emisor infrarrojo
- 9 Aislación

Figura 2

Dado que con el sistema de inyección de líquidos utilizado los números capilares que se obtenían eran muy superiores a los de un reservorio (entre 1 y 2), Seri y Najurieta⁽⁷⁾ diseñan un sistema para lograr números capilares más bajos en el sistema de inyección mediante el uso de tubos de aire que sirven de amortiguadores de la presión de línea (figura 3)

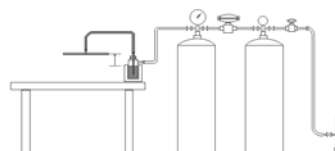


Figura 3

No obstante estas modificaciones, la celda de Hele Shaw aún no estaba en condiciones de servir realmente como un simulador de reservorios, aún en casos especiales.

Las reformas que requería la celda para acercarse más a un simulador numérico de reservorios eran:

- a) inyectar los fluidos a volumen constante y no a presión constante,
- b) colocar los pozos productores en las esquinas y no en el medio de las caras. Estos dos primeros problemas hacen que la celda no pueda ser simulada con un simulador comercial de reservorios
- c) bajar aún más los números capilares dentro de la celda hasta llegar a números reales de reservorios,
- d) mejorar el sistema de adquisición y tratamiento de imágenes de manera que pudiera asegurarse que la luz que atravesaba cada píxel fuera realmente proporcional a la cantidad de fluido que había dentro del mismo,
- e) quitarle algunos errores sistemáticos como la imagen de la manguera de inyección que afectaba el tratamiento de imágenes
- f) poder conocer el volumen de efluentes en función del tiempo de manera más rápida e inmediata que con el tratamiento de imágenes en función del tiempo
- g) diseñar un sistema de llenado de la celda con petróleos muy viscosos que evite la formación de burbujas
- h) optimizar la criotermostatización de los líquidos a inyectar;
- i) evitar las pérdidas de temperatura que se producen desde el recipiente donde está el líquido a inyectar hasta la entrada de la celda,
- j) Que todo, o la mayoría de las partes se encuentren integradas en un mismo habitáculo para reducir espacios y mejorar la comodidad de trabajo.

En este trabajo se presentan las primeras simulaciones experimentales realizadas con un equipo que, integradamente, posee todas las características enunciadas y puede simular mejor, por lo tanto, las condiciones del reservorio.

Desarrollo

Las características del nuevo equipo son:

- a) Inyección a volumen constante y números capilares bajos: Se adquirió y montó dentro del equipo una bomba peristáltica a la que se le diseñó y adicionó un acelerador de revoluciones; de esta manera el volumen inyectado por unidad de tiempo es prácticamente constante a los fines técnicos. La bomba puede proveer caudales entre $1.4 \text{ cm}^3/\text{min}$ y $54 \text{ cm}^3/\text{min}$, lo que equivale a números capilares de 10^{-4} y 1 respectivamente.
- b) Celda propiamente dicha: La celda propiamente dicha consiste en dos placas de vidrio termorresistente de 40 cm por 40 cm y 1 cm de espesor con perforaciones a sus costados para permitir el paso de tornillos que aseguran todo el sistema. Un lecho de esferas cuyo tamaño puede variarse, para simular permeabilidades y porosidades de reservorio, es contenido por un burlete de siliconas y todo el sistema atornillado con arandelas para evitar la pérdida de flujo. En el centro hay un orificio de entrada del líquido. El orificio es de 1mm de diámetro. En el punto de entrada existen sensores que permiten controlar, en todo instante, la temperatura del líquido que ingresa y la presión a la que lo hace. Todos estos datos pueden observarse en pantallas que se encuentran en la parte exterior del equipo. Cuatro orificios con válvulas que permiten la salida del líquido, pero no su reingreso al sistema se encuentran una en cada esquina.
- c) Sistema de recolección de efluentes: Un sistema de dos tubos de vidrios concéntricos calibrados y montados en bases de aluminio, sobre la salida de los pozos productores, con cuatro orificios cada una permiten la separación del agua del petróleo de los efluentes de los cuatro pozos productores. Dos cámaras digitales, montadas una a cada lado del equipo, pero que no forman parte del mismo, pueden registrar y almacenar hasta 60 tomas, las que pueden ser programadas en sus intervalos de tiempo. En cada toma puede medirse el volumen de agua y de petróleo. De esta manera se obtienen 60 puntos por cada pozo de volumen de efluentes en función del tiempo, tanto de agua como de petróleo. Esto permitirá tener un simil de una curva de permeabilidades relativas de la celda.
- d) Sistema de filmación, iluminación y tratamiento de imágenes: Para evitar la marca de la manguera en las imágenes adquiridas, la filmadora se montó en la parte inferior del equipo, por debajo de una cámara oscurecedora que sirve, a la vez, para sostener las lámparas que iluminan la celda. Los ángulos de la cámara fueron calculados para minimizar las reflexiones. La cámara es una

cámara analógica de alta resolución y excelente linealidad lo que permite asegurar que la luz que deja pasar es linealmente proporcional al espesor del fluido que se encuentra entre las placas. La misma está complementada con una plaqueta de adquisición de imágenes también de alta linealidad y un software que permite contar los píxeles de cada luminosidad para así saber la cantidad de petróleo y agua que hay dentro de la celda en el momento de adquirir la imagen. La iluminación está provista por lámparas laterales que iluminan con luz fría y rasante.

e) Sistema de inyección de fluidos: este simulador experimental permite inyectar hasta cuatro fluidos diferentes termostatizados eléctricamente en forma independientemente y así poder simular inyección de agua seguida de químicos (álcalis, polímeros y surfactantes por ejemplo). Uno de ellos puede criostatizarse por efecto Peltier, para poder simular la inyección de agua que es, muchas veces a temperatura inferior a la del laboratorio. Cada uno de ellos tiene capacidad de inyectar dos volúmenes porales para la mayor granulometría de la celda lo que implica que ocho VP es el límite de inyección de la misma. Figura 4.

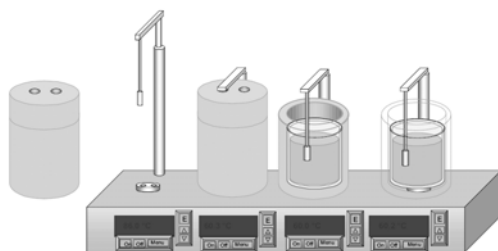


Figura 4

f) Mantenimiento de la temperatura durante la inyección: Cuando se inyectaba a temperaturas altas, superiores a 70°C las pérdidas de temperatura entre el recipiente termostatizado y la entrada del fluido a la celda eran, a veces, cercanas a los 20°C. Este mismo efecto lo habíamos observado en experiencias de desplazamientos de fluidos en testigos corona. Por ello se montó un sistema basado en dos cosas: a) un buen aislamiento del caño conductor del fluido mediante el uso de K-FLEX y b) se utilizó un sistema de calentamiento eléctrico que se activa cada vez que se pierde temperatura, con ello se logra un calentamiento estable durante toda la inyección. Ver figura 5

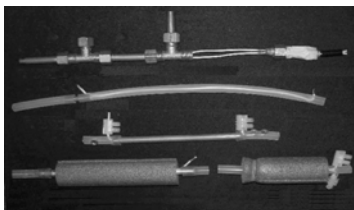


Figura 5

g) Estufa de llenado: Se construyó una estufa vertical, con una puerta de vidrio térmico al frente que sostiene la celda con el lecho de esferas. El sistema se calienta hasta una temperatura no mayor que la de reservorio. En el interior de la misma un recipiente contiene el petróleo que es inyectado mediante una bomba peristáltica por uno de los productores inferiores. Por el extremo diagonal opuesto se hace un leve vacío para facilitar la inyección. Ver Figura 6.

Un esquema del equipo terminado, se observa en la figuras 7a y 7b.

En las primeras experiencias realizadas se pudo observar que:

a) Todas las partes de los equipos funcionaban perfectamente y que se podía lograr un buen control de temperatura en todas las partes donde fuera requerido tal control.

Contra lo esperado, la presión de inyección es baja y se mantiene prácticamente estable durante toda la experiencia.

b) Los sistemas de recolección de efluentes funcionan de acuerdo a lo esperado y se puede tener un buen control, de la cantidad de efluentes en función del tiempo.

c) El sistema óptico y de filmación es adecuado y no se observan reflejos que alteren el tratamiento de imágenes.

d) Se obtuvieron números capilares de 10^{-4} en las experiencias realizadas, valores aceptables para un reservorio real.

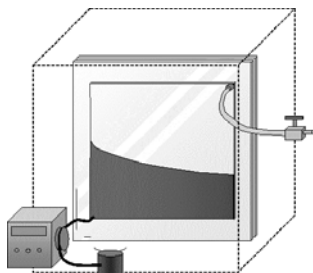


Figura 6

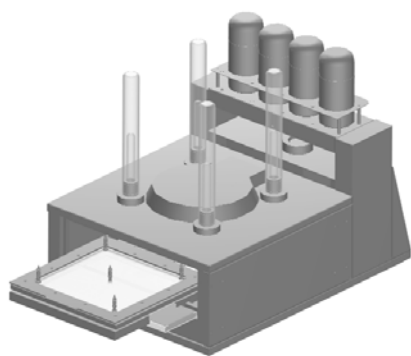


Figura 7a



Figura 7b

La figura 8a muestra una imagen obtenida con el equipo anterior, la 8b con el nuevo equipo y la 8c fue obtenida con un simulador experimental. De su comparación puede observarse que la nueva imagen es más similar a la obtenida por los simuladores comerciales que la anterior.

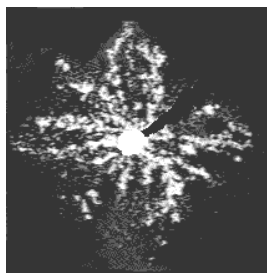


Figura 8a

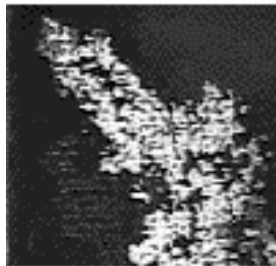


Figura 8b

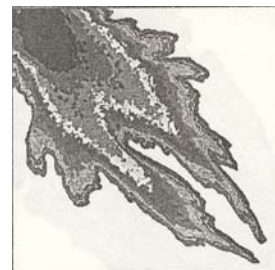


Figura 8c

Se realizaron petróleo desplazamientos de petróleos con agua inyectando 2VP de agua a 42°C y manteniendo la celda a la misma temperatura, tanto con el equipo mostrado en las figuras 2 y 3 como con el nuevo simulador experimental. Las imágenes obtenidas luego el primer volumen final se muestran en las figuras 9a y 9b; correspondiendo la a al primer equipo y la b al nuevo. Las figuras 9c y 9d, corresponden a los mismos equipos pero luego del segundo volumen poral



Figura 9a

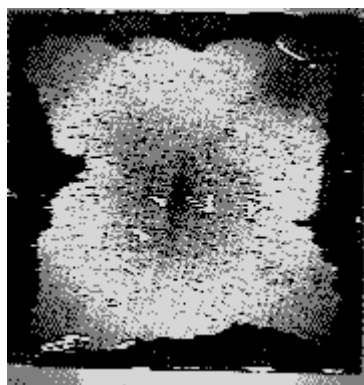


Figura 9b

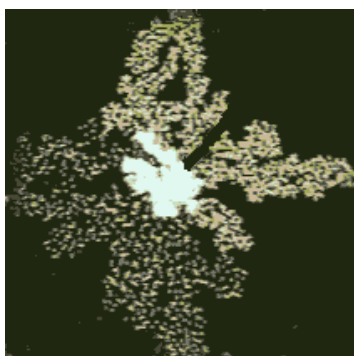


Figura 9c

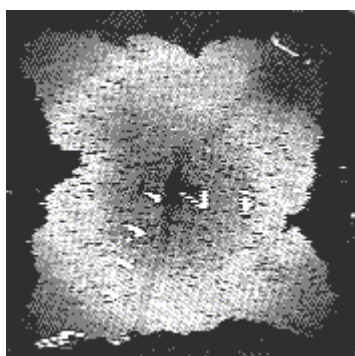


Figura 9d

Al cuantificar los resultados se obtiene los datos que se muestran en la Tabla I

petróleo producido luego del 1VP de agua (Celda anterior)	petróleo producido luego del 1VP de agua (Simulador experimental actual)	petróleo incremental entre el 1VP de agua y el 2ª VP de agua (Celda anterior)	petróleo incremental entre el 1VP de agua y el 2ª VP de agua (Simulador experimental actual)
16% del OOIP38% del OOIP	38% del OOIP	0.8%	2%

Tabla I

Posteriormente se realizaron simulaciones de una recuperación asistida por surfactantes tanto con el equipo mostrado en las figuras 2 y 3 como con el nuevo simulador experimental.

Las características de las experiencias fueron las siguientes: se usó la temperatura de yacimiento (42°C) como temperatura de la celda; se inyectó 1 VP de agua a 42°C para simular la secundaria; posteriormente, se inyectó 1VP de solución de agua con 0,3 % de surfactante; el surfactante usado fue clase III y con una tensión interfacial de 0,008 dyn/cm.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla II y las figuras 10a y 10b

% de Petróleo producido luego de inyectar 1VP de agua	% de Petróleo producido luego de inyectar 1VP de agua	% Petróleo incremental debido al surfactante
27% del OOIP	34% del OOIP	7% del OOIP

Tabla II

Conclusiones

Se ha obtenido un equipo que permitirá realizar simulación experimental en recuperaciones asistidas de diversos tipos con un alto grado de repetitividad lo que permitirá comparar resultados entre una y otra, o entre diversas concentraciones de químicos o diferentes temperaturas. Esto es muy importante ya que no es posible conseguir repetitividad de resultados en desplazamientos en testigos coronas por cuanto no se encuentran dos testigos con iguales condiciones de permeabilidad, porosidad y adsorción.

La nueva celda representa mejor las condiciones reales del reservorio que las usadas anteriormente por estos y otros autores, pero nunca puede reemplazar a una experiencia final con testigo corona, en el caso de recuperaciones químicas, porque no tiene en cuenta la interacción químico-roca.

Aunque en la imagen mostrada se utilizó un lecho de esferas de vidrio, el sistema permite el uso de placas de vidrio grabadas y otros sistemas de medios porosos artificiales.

En las simulaciones realizadas se puede observar un mejor acuerdo entre el tipo de imágenes obtenidas por los simuladores numéricos.

Los valores de petróleo producido, en el caso de las simulaciones de secundarias han sido más cercanas a la realidad que con el equipo anterior.

Al ser menores los números capilares se observa una menor digitación viscosa lo que hace que la cantidad de petróleo recuperada sea mayor, y más cercana a la realidad, cuando se estima con el nuevo equipo, que con el anterior

Agradecimientos

Las autoras agradecen a la Agencia Nacional de Promoción Científica y Técnica y a Petrobrás Energía SA el haber financiado este proyecto

Bibliografía

1. Staffman. P, Taylor. G, "The penetration of a fluid into a Porous Medium or Hele Shaw Cell Containing a More Viscous liquid". Proc. Royal Soc. A : 245-312 ,1958
2. Lee. K, Claridge. E, "Areal Sweep Efficiency of Pseudoplastic Fluids in a Five Spot Hele Shaw Model, SPE Journal 52, 1988
3. Nittaman. J et al, "When the viscous fingering is fractal, Fractal Physics, Elsevier Science Publisher, 1986
4. Fayers. J, Christie. M, "Comparations of empirical viscous fingering models and their calibration for heterogeneous models, SPE RE, pg 195, Mayo1992
5. Fornés. A et al, "Desarrollo y evaluación de un surfactante para recuperación terciaria de crudos pesados, Actas del IV Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos. Tomo I Pg 365, 1999.
6. Fornés. A et al, "Efecto de la temperatura en el fingering viscoso, Actas del Congreso de Producción 2000, 2000.
7. Seri. G, "Diseño de celda de Hele Shaw para recuperaciones terciarias con surfactantes y petróleos poco viscosos, Concurso de Trabajos Estudiantiles del SPE, 2002.