

DETERMINACIÓN TEÓRICA Y EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DE TRES FASES

Edgar Ricardo Pérez C.¹, Nicolas Santos Santos², Jorge A. Rojas³.

RESUMEN

El flujo de tres fases ocurre en los yacimientos de petróleo cuando la saturación de agua es más alta que la irreducible, y adicionalmente están presentes el aceite y gas como fases móviles. Predicciones detalladas del comportamiento de los yacimientos de petróleo bajo procesos de recobro como inyección de dióxido de carbono, combustión in-situ, inyección de vapor, inyección de fluidos miscelares e inyección de nitrógeno requieren de los datos de permeabilidad relativa tres fases.

En décadas pasadas el uso de datos de permeabilidad relativa tres fases para cálculos de ingeniería de yacimientos convencionales no ha sido requerido frecuentemente. En consecuencia hay menos conocimiento acerca de las características de permeabilidad relativa de la roca de tres fases que de dos fases. La permeabilidad relativa de tres fases es útil para el cálculo del comportamiento del yacimiento, para campos que producen por empujes simultáneos de agua y gas, y para analizar yacimientos que producen por empuje de gas en solución los cuales están parcialmente depletados y son producidos por empuje de agua.

Para que los datos de permeabilidad relativa conduzcan a predicciones correctas, la dirección del cambio de saturación en el yacimiento debe corresponder a la dirección del cambio de saturación para el cual los datos fueron derivados.

En la industria petrolera se usan modelos matemáticos (analíticos y numéricos), para estimar permeabilidades relativas de tres fases a partir de datos de permeabilidades relativas de dos fases. Algunos de los modelos más utilizados son Stone I, Stone II, Azis- Settari, Fayers & Mathews, Corey, Naar & Wygal, Land, Parker. Los principales modelos probabilísticos utilizados en los simuladores son Stone I, 1970; Stone II, 1973; en estos modelos se hace uso de aproximaciones estadísticas y emplean conjuntos de curvas de permeabilidades relativas de dos fases agua-petróleo y petróleo-gas, y partiendo de éstos, se estima la permeabilidad relativa al petróleo para un sistema de tres fases. Los anteriores modelos estiman la permeabilidad relativa a la fase petróleo en un sistema trifásico a partir de datos de flujo de dos fases, basándose en la suposición de que "cada fluido establece su propio camino tortuoso, el cual forma canales de flujo muy estables".

1 Instituto Colombiano del Petróleo: ricardo.perez@ecopetrol.com.co

2 Universidad Industrial de Santander nicolas@uis.edu.co

3 Instituto Colombiano del Petróleo: jorgeal.rojas@ecopetrol.com.co

La comparación entre las permeabilidades tres fases obtenidas experimentalmente y las obtenidas a través de modelos analíticos y numéricos no siempre muestra buena concordancia. En la mayoría de los casos la interpolación lineal o por pesos entre las permeabilidades relativas de dos fases (agua- aceite y gas-aceite) para construir permeabilidades relativas tres fases, suministran una pobre aproximación al flujo de tres fases que ocurre en el medio poroso. Consecuentemente podemos afirmar, que la determinación de las permeabilidades relativas de tres fases se ha llevado a cabo principalmente utilizando modelos predictivos que generalmente no se ajustan a las pruebas experimentales reales.

En este trabajo se muestra una comparación de los diferentes modelos analíticos y técnicas de laboratorio, usados a nivel mundial para evaluar permeabilidades relativas tres fases. Adicionalmente se propone un equipo de desplazamiento para evaluar experimentalmente tanto en estado estable como en estado no estable permeabilidades relativas tres fases, a partir de los equipos que tiene el laboratorio de análisis petrofísicos del Instituto Colombiano del Petróleo de Ecopetrol.

Palabras claves:

Permeabilidad relativa, flujo en tres fases en medios porosos, inyección en corazones.

ABSTRACT

An improved experimental apparatus for measurement of three phases relative permeability, using three phase acoustic separator was made in the ICP's special core laboratory. The improvement was aimed at two objectives: to modify the equipment in order to obtain more reliable experimental data and to interpret them appropriately. Special emphasis was laid upon pressure drop oscillations and uncertainties in oil, gas and water saturation. This paper also presents a critical review of experimental and theoretical developments in the area of three phase relative permeability.

Keywords:

Relative permeability, three-phase flow in porous media, core-flooding

INTRODUCCIÓN

Las propiedades de flujo de fluidos en un medio poroso son los parámetros más importantes en un estudio de ingeniería de yacimientos. Tales propiedades incluyen la permeabilidad absoluta, las permeabilidades relativas a cada uno de los fluidos y las funciones de presión capilar. La permeabilidad absoluta de una roca se define como la facilidad con la cual un fluido, que satura completamente el medio fluye a través de la roca bajo un gradiente de potencial aplicado. La permeabilidad absoluta, k , es la constante de proporcionalidad en la ley de Darcy.

Generalmente, los experimentos de flujo en laboratorio se llevan a cabo en núcleos horizontales, y el término gravitacional se elimina, por lo cual la

ley de Darcy (ecuación 1), se reduce a:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1)$$

En esta ecuación dp/dx es el gradiente de presión en la dirección de flujo.

El concepto de permeabilidad absoluta se ha extendido al flujo multifásico introduciendo el concepto de permeabilidad efectiva, definiéndose como la facilidad con que fluye un fluido en presencia de otro fluido, el cual está a saturación irreducible o mínima (no fluye).

A menudo, los fluidos presentes en el medio poroso se clasifican como mojante o no-mojante, dependiendo de la habilidad preferencial de adhesión

a los materiales que conforman el medio poroso. Así se dice que un yacimiento es mojado por aceite si la fase aceite tiende a adherirse. En este caso el fluido no mojannte sería el agua.

Algunas veces, ninguno de los fluidos es fuertemente mojannte o no-mojante. En este caso el sistema se considera con mojanntabilidad intermedia. Esta condición es la que más prevalece en los yacimientos de hidrocarburos.

El trabajo original sobre la física del flujo de dos fases fue realizado por Wyckoff & Botset (1936). Ellos introdujeron la idea de utilizar la permeabilidad efectiva a cada fluido presente en la roca en la ley de Darcy para cuantificar el comportamiento de flujo en el medio poroso.

La permeabilidad efectiva a cada fase se define como:

$$k_{ei} = \frac{q_i \mu_i}{A(dp/dx)_i} \quad (2)$$

En esta ecuación k_{ei} , es la permeabilidad efectiva. El subíndice, i , representa tanto la fase mojannte como las fases no-mojantes.

La permeabilidad efectiva a cada fase se incrementa a medida que su saturación incrementa. Es cero a la saturación irreducible de la fase y es máxima a la máxima saturación de la fase. Usualmente, la permeabilidad efectiva se convierte en permeabilidad relativa dividiéndola por una permeabilidad de referencia. Esto permite la comparación de sistemas diferentes con permeabilidades absolutas diferentes. La escogencia de la permeabilidad de referencia es arbitraria, y puede ser cualquiera de las siguientes:

- 1) Permeabilidad absoluta a una de las fases.
- 2) Permeabilidad al gas corregida por efecto Klinkenberg.
- 3) Permeabilidad efectiva de la fase no mojannte a la saturación irreducible de la fase mojannte.
- 4) Permeabilidad efectiva de la fase mojannte a la saturación irreducible de la fase no mojannte.

A menudo se utiliza la permeabilidad efectiva de la fase menos mojannte como la permeabilidad de referencia. Generalmente se toma como permeabilidad de referencia la efectiva al aceite.

Las permeabilidades relativas no sólo dependen de la saturación de las fases, sino también de la historia de saturación. Si la saturación de la fase mojannte está incrementándose, el proceso se conoce como imbibición. Si la saturación de la fase mojannte está disminuyéndose, el proceso se conoce como drenaje. La diferencia entre las permeabilidades determinadas durante el drenaje y durante la imbibición, se conoce como histéresis.

Geffen et al. (1951), presentaron un estudio completo sobre los diferentes métodos disponibles para la determinación de las permeabilidades relativas dos fases en un medio poroso. Ellos dividieron los métodos en las cuatro categorías siguientes:

- 1) Estimación a partir del historial de producción del yacimiento.
- 2) A partir de datos de laboratorio publicados en la literatura técnica, sobre estudios en medios porosos similares (generalización de otros estudios de yacimiento).
- 3) A partir de la derivación de las ecuaciones de flujo, utilizando leyes conocidas de dinámica de fluidos, y utilizando algunas características que pueden medirse experimentalmente de la roca (método matemático).
- 4) A partir de mediciones directas de laboratorio de las características de flujo utilizando muestras representativas de roca y fluidos (método experimental).

Ellos observaron que los primeros tres métodos presentan inconsistencias que hacen de su uso algo cuestionable. En el caso del primer método, los datos del desempeño de un yacimiento están solamente disponibles para algunos tipos de procesos de flujo, y no están fácilmente disponibles durante el principio de la vida productiva de un yacimiento. Para el segundo método, los datos publicados de otras pruebas de laboratorio por lo general no son aplicables al propio caso de estudio.

Para el tercer método, la física del flujo de fluidos no se ha comprendido suficientemente como para derivar ecuaciones matemáticas exactas, que describan el flujo en geometrías de poro complejas. El cuarto método, es decir la medición directa de las permeabilidades relativas en laboratorio, utilizando muestras de núcleos representativas del yacimiento en estudio, es un método confiable para la obtención de datos de permeabilidad relativa.

Saraf & McCaffery (1981), publicaron un estudio completo acerca de los métodos para la determinación de las permeabilidades relativas de dos y tres fases (agua, gas y aceite). Al igual que en el caso de permeabilidades relativas dos fases, las permeabilidades relativas tres fases medidas experimentalmente son mejores que los valores determinados teóricamente, debido a que se representa directamente (simulación física) sobre una muestra de roca del yacimiento, el fenómeno de flujo de tres fases que realmente ocurrirá en el yacimiento.

La determinación experimental de presiones capilares y permeabilidades relativas en sistemas de tres fases ha recibido especial atención desde hace aproximadamente 60 años. Sin embargo, no se han logrado las mejoras significativas alcanzadas en la medición de estas propiedades para sistemas de dos fases (Watson, 1988; Richmond & Watson, 1990; Nordtvedt, 1993; Nordtvedt, 1994). En el caso de permeabilidades relativas dos fases, se han desarrollado tres categorías de métodos de laboratorio para la medición de las permeabilidades relativas dos fases, por lo general agua-petróleo: (i) Métodos de estado estacionario, (ii) Métodos de estado no estacionario, y (iii) Métodos de la centrifuga.

En el método de estado estacionario, generalmente se inyectan simultáneamente en el núcleo tanto la fase mojante como la no-mojante. La caída de presión y las saturaciones se miden cuando el sistema alcanza el estado estacionario, es decir, cuando la caída de presión a través del núcleo y las saturaciones no cambian con el tiempo. La caída de presión a través del núcleo, junto con las tasas de flujo y las viscosidades de los fluidos, se reemplaza en la ley de Darcy modificada (ecuación 2) para calcular las permeabilidades efectivas. Las saturaciones de

las fases se modifican mediante la variación de la relación de las tasas de flujo de los fluidos. De esta manera, las curvas de permeabilidades relativas pueden determinarse sobre un rango representativo de saturaciones. Hassler (1944), presentó un método para medir las permeabilidades relativas al gas y al petróleo, para el cual se utilizaban platos semi-permeables en los extremos del núcleo, permitiendo a los fluidos desplazarse separadamente hacia el exterior del núcleo. En este método las caídas de presión en la fase gas se ajustan para igualar las presiones capilares (diferencia de presión en la interfase gas-petróleo) en los extremos de entrada y salida del núcleo.

En los métodos de estado no-estacionario solamente se inyecta en el núcleo una de las fases. El núcleo está a la saturación irreducible de la fase desplazante. El recobro y la caída de presión a través del núcleo se registran durante el proceso de desplazamiento. Las permeabilidades relativas se calculan por varios métodos, entre ellos el más conocido es el método de Johnson, Bossler & Neumann (1959), conocido mundialmente como método JBN, o por técnicas de ajuste histórico.

En el caso del método de la centrifuga (equipo que utiliza la fuerza centrífuga como potencial de flujo) se ha utilizado para medir la presión capilar de rocas porosas desde 1944 (Hassler & Brunner). Hagoort (1980), utilizó datos experimentales a partir de centrifuga para determinar las curvas de permeabilidad relativa de la fase petróleo. O'Meara & Crump (1985), obtuvieron la permeabilidad relativa del petróleo y la presión capilar del sistema gas-petróleo de experimentos con centrifuga llevados a cabo a diferentes velocidades. En su método, la presión capilar (la cual se define como la diferencia de presión en la interfase agua-aceite), se determina a partir de datos obtenidos a condiciones aproximadamente estabilizadas al final de cada prueba. Las permeabilidades relativas se determinan por ajuste histórico de los datos de producción registrados del experimento con la centrifuga.

A continuación se resumen los experimentos reportados en la literatura tendientes a brindar procedimientos para la determinación de permeabilidades relativas de tres fases:

Experimentos de flujo de tres fases en estado estacionario.

El primer estudio experimental del flujo de tres fases se llevó a cabo en 1941 por Leverett & Lewis, quienes realizaron experimentos en estado estacionario en arenas no consolidadas. Debido a las inherentes dificultades en el laboratorio, los estudios experimentales para la determinación de las permeabilidades relativas de tres fases llevados a cabo desde entonces hasta la década de los 90's, han sido relativamente pocos (Caudle et. al., 1951; Corey et. al., 1956; Reid, 1956; Snell, 1962; Saraf & Fatt, 1967; Schneider & Owens, 1970; Saraf et. al., 1982; Oak, 1990).

A partir de los años 90 con la aparición de más herramientas tecnológicas, como escaneo de imágenes, medición de saturaciones de fluidos a través de separadores acústicos (Ver Figura 1), se reportan los experimentos de Oak (1991); Baker, (1993) y Jerauld (1997).

Una observación común de los anteriores trabajos es que la permeabilidad relativa a la fase mojante es esencialmente función de su propia saturación, y es casi idéntica a aquella que puede obtenerse en flujo bifásico. Por otra parte, las permeabilidades relativas a las fases no-mojante e intermedia varían con las saturaciones de las tres fases, la mayoría de las isopermas para la fase intermedia se desvían de líneas rectas.

En los trabajos anteriormente relacionados, la interpretación de los experimentos de permeabilidad relativa en estado estacionario se basa en minimizar los efectos finales para obtener saturaciones uniformes, y luego aplicar directamente la extensión de la ley de Darcy al flujo multifásico.

Experimentos de flujo de tres fases en estado no-estacionario.

La importancia de las saturaciones de agua connata e inicial de gas sobre los desplazamientos dinámicos de petróleo se confirmó en la década de los 40's (Dickey & Bossler, 1944; Holmgren, 1949; Welge, 1949; Holmgren & Morse, 1951).

La falta de experimentos cuantitativos para la validación de la teoría de desplazamiento retrasó los reportes de permeabilidades relativas en estado no-estacionario hasta que Sarem (1966), Donaldson & Dean (1966), Saraf et. al. (1982) y Van Spronsen, (1982), publicaron sus trabajos. De hecho, fue hasta la década de los 80's que el equivalente del método de Welge (1952), para la construcción de la teoría del flujo de dos fases de Buckley-Leverett, se extendiera exitosamente al flujo de tres fases (Grader & O'Meara Jr., 1988).

En la actualidad, la mayoría de estudios de permeabilidades relativas se llevan a cabo utilizando experimentos de desplazamiento, los cuales normalmente incluyen mediciones de saturación in-situ (Skauge et al., 1994 ; Eleri et. al., 1995; Goodyear & Jones, 1995; Naylor et. al., 1995; Hicks Jr. & Grader, 1996; Siddiqui et. al., 1996; Nordtvedt et al., 1997; Sahni et. al., 1998; DiCarlo et. al., 2000).

MODELAMIENTO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DE TRES FASES

En yacimientos en los que se ha implementado la inyección de agua, es posible recuperar gran parte del volumen remanente de petróleo mediante la inyección de gas alternada con agua (WAG). El gas puede ocupar parte del espacio poroso que de otra manera sería ocupado por el petróleo, movilizándolo de esta manera el petróleo remanente. El agua, inyectada subsecuentemente, desplazará parte del petróleo y gas remanentes, reduciendo aún más la saturación residual de petróleo.

La repetición de los baches de inyección durante el proceso WAG puede mejorar en gran medida el recobro último de petróleo. Christensen, Stenby & Skauge (1998) reportaron un resumen de alrededor de sesenta aplicaciones del proceso WAG a escala de campo. En los últimos años se ha considerado que el proceso WAG puede mejorar la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento de gas condensado.

En la actualidad, la predicción del desempeño de varios procesos de recobro mejorado de hidrocarburos, especialmente la inyección de agua alternada con gas (WAG), requiere el conocimiento de las permeabilidades relativas de tres fases (Ver Figura 2).

El flujo de tres fases ocurre cuando la saturación de agua es mayor que el nivel irreducible, mientras que el petróleo y el gas están presentes también como fases móviles en el yacimiento. Sin embargo, es necesario un mejor entendimiento conceptual y matemático del flujo multifásico, mediante una estimación confiable de las permeabilidades relativas tres fases, que sin duda alguna, corresponden al parámetro más crítico en el modelamiento del flujo de tres fases en medios porosos, debido a que el recobro de aceite será influenciado por la historia de saturación y el entrapamiento de la fase no mojante, los cuales solo se pueden representar al construir las permeabilidades relativas tres fases.

Es interesante notar que mientras se ha reconocido ampliamente, que todos los yacimientos de hidrocarburos constituyen sistemas potenciales de flujo multifásico, las mediciones directas de las permeabilidades relativas de tres fases a partir de experimentos de laboratorio permanecen aún bajo exploración teórico/práctica, debido tal vez al tiempo necesario para realizar la prueba en laboratorio (el puede consumir varios días o semanas) y los equipos especializados necesarios (separadores acústicos de tres fases, equipos de medición de saturación insitu) vs. el tiempo empleado en los modelos numéricos (el cual puede ser de solo un par de horas) para construir las curvas de permeabilidad relativa tres fases.

La permeabilidad relativa la cual define la hidrodinámica del flujo de fluidos en una roca de yacimientos, es uno de los principales parámetros de entrada para la simulación de yacimientos. La mayoría de simuladores convencionales se basan en conjuntos de datos de permeabilidad relativa de dos fases (Ver Figura 3), y solamente interpolan la correspondiente permeabilidad relativa de cualquiera de las tres fases como un dato de entrada a la corrida de simulación. Este método de interpolación no es suficiente para capturar el

comportamiento real del flujo de las tres fases que coexisten en el yacimiento.

En la industria petrolera se usan modelos matemáticos (analíticos y numéricos), para estimar permeabilidades relativas de tres fases a partir de datos de permeabilidades relativas de dos fases. Los valores de permeabilidad relativa al aceite cuando la saturación de aceite es alta (mayor del 50%) pueden ser predecidas por los modelos analíticos y numéricos. Algunos de los modelos más utilizados son Stone I, Stone II, Azis- Settari, Fayers & Mathews, Corey, Naar & Wygal, Land, Parker. La Tabla 1 muestra las comparaciones entre los diferentes métodos y correlaciones, disponibles para evaluar permeabilidades relativas de tres fases.

Los principales modelos probabilísticos utilizados en los simuladores son Stone I, 1970; Stone II, 1973; en estos modelos se hace uso de aproximaciones estadísticas y emplean conjuntos de curvas de permeabilidades relativas de dos fases agua-petróleo y petróleo-gas, y partiendo de estos, se estima la permeabilidad relativa al petróleo para un sistema de tres fases. Los anteriores modelos estiman la permeabilidad relativa a la fase petróleo en un sistema trifásico a partir de datos de flujo de dos fases, basándose en la suposición de que "cada fluido establece su propio camino tortuoso, el cual forma canales de flujo muy estables" (Bear, 1972).

Las suposiciones de cada uno de los modelos, pueden conducir a predicciones de permeabilidad relativa al aceite optimistas o pesimistas. Dependiendo del modelo escogido se afectará el cálculo de inyectividad de fluidos en el pozo, y el recobro de aceite pronosticado en una simulación de yacimientos, al comparar los resultados con la producción real del campo (Ver Figura 4).

Estos modelos asumen que las permeabilidades relativas al gas y al agua, son dependientes de su respectiva saturación dentro del medio poroso. Sin embargo, los siguientes fenómenos son observados en el laboratorio:

- Efectos de histéresis (dependencia de la saturación según los diferentes procesos de flujo:

drenaje e imbibición) sobre la permeabilidad relativa al gas.

- Presencia de gas atrapado en el medio poroso.
- Desplazamiento de aceite atrapado (Sor) por el gas.
- Saturación de aceite crítica para iniciar el flujo de tres fases, la cual puede ser diferente de la encontrada en las corridas de dos fases.
- Efectos de mojabilidad de la roca sobre la forma de las curvas de permeabilidad relativa.
- Reducción de permeabilidad relativa al agua en presencia de gas atrapado ('gas blockage').
- Presiones capilares despreciables, fluidos incompresibles, perfiles de saturación uniformes.

Todos estos fenómenos aquí citados, no pueden ser reproducidos por los modelos numéricos y analíticos, e invalidan algunas suposiciones dadas por los modelos de permeabilidades relativas tres fases (Ver Figura 5).

Equipo de desplazamiento

La Figura 6, muestra un esquema del equipo de desplazamiento, acondicionado en el Instituto Colombiano del Petróleo para realizar pruebas de permeabilidad relativa tres fases. Este consiste de un sistema de bombeo, un separador acústico de tres fases, y un core holder con asilamientos de baquelita para medidas de resistividad.

El sistema de bombeo consiste de un sistema de recirculación cerrada para dos fluidos agua e hidrocarburo, que bombean los fluidos hacia la muestra a condiciones de yacimiento. El sistema de recirculación de agua está conformado por el cilindro (S) y las 2 bombas Quizixs B1 y B2. El cilindro (S) alimenta inicialmente las dos bombas. Una bomba empuja la salmuera y la otra lo recibe proveniente de la muestra o del separador. Cuando una bomba termina su recorrido (inyectando fluido) hay una estrategia automática de cambio de bomba en el software 'Pumpworks', y la bomba que estaba en

bombeo pasa a recibir el agua bien sea proveniente de la salida del coreholder (en el caso de bypass del separador) o del separador trifásico.

El sistema de recirculación de aceite está conformado por los cilindros V-01 y V-02. Mientras un cilindro envía el fluido hacia la muestra, el otro recibe el fluido que retorna del separador. El cilindro que recibe fluido está listo para enviar fluido a la muestra, antes que el cilindro que envía se desocupe. La carrera de estos dos cilindros y su sincronización están controladas por electroválvulas guiadas por el software 'Pumpworks' y las bombas B-1 y B-2.

Todas las tasas y presiones son continuamente ajustadas, para que el cambio entre los cilindros ocurra suavemente. Una tercera bomba actúa como un regulador de contra presión, y trabaja en modo de presión constante (Servo Mode).

Los tres cilindros de almacenamiento de fluidos (C, O, S) son colocados fuera del horno, y completan un circuito cerrado para recirculación de dos fases (agua e hidrocarburo) a condiciones de yacimiento.

Para el caso del sistema de inyección de gas se utiliza un cilindro, c, el cual es empujado por una bomba periférica ISCO, la cual permite inyectar el gas a la muestra de corazón, pasando después hacia el separador donde es cuantificado el fluido recuperado durante el proceso de 'gas flooding' para salir finalmente a un sistema de contrapresión ('Backpressure').

La cuarta bomba se coloca fuera del horno, y es usado para mantener la presión de sobrecarga constante en la muestra (computador). Un computador equipado con el software 'Pumpworks', monitorea el equipo, y toma datos de diferencial de presión y nivel de las interfases en el separador trifásico.

La Figura 7 muestra un esquema del separador trifásico. En este separador tres cilindros 'bores' están conectados entre sí, y los fluidos provenientes de la muestra entran por el tope del cilindro de la mitad, donde se produce la separación. Los dos cilindros de medida están conectados al cilindro de separación a través de unos canales.

Los volúmenes de cada una de las fases son inferidas en el separador por medio de transductores acústicos, que determinan la distancia desde el transductor hasta la interfase formada en los cilindros de medida. Usando esas medidas los volúmenes de agua y gas pueden ser determinados. El volumen de aceite se determina restando al volumen total del separador, los volúmenes de agua y gas.

Adicionalmente al sistema de bombeo, al separador acústico de tres fases, y al core holder con aislamientos de baquelita para medidas de resistividad, existen los tres cilindros fuera del horno (C,O,S), referenciados anteriormente para almacenamiento de fluidos. Un regulador de membrana tipo backpressure es usado para disminuir la presión desde las condiciones de operación hasta la atmosférica de una manera controlada, cuando se carga el sistema con fluidos vivos de yacimiento.

CONCLUSIONES

- Actualmente en la industria petrolera, en los laboratorios de análisis petrofísicos especiales, las permeabilidades relativas tres fases, generalmente son medidas usando el método de estado estacionario,
- La comparación entre las permeabilidades tres fases obtenidas experimentalmente y las obtenidas a través de modelos analíticos y numéricos no siempre muestra buena concordancia. En la mayoría de los casos la interpolación lineal o por pesos entre las permeabilidades relativas de dos fases (agua- aceite y gas-aceite) para construir permeabilidades relativas tres fases, suministran una pobre aproximación al flujo de tres fases que ocurre en el medio poroso. Consecuentemente podemos afirmar, que la determinación de las permeabilidades relativas de tres fases se ha llevado a cabo principalmente utilizando modelos predictivos que generalmente no se ajustan a las pruebas experimentales reales.
- La revisión de los datos experimentales de permeabilidad relativa tres fases, y los modelos disponibles en la literatura indican, que todavía hay problemas que deben ser solucionados.

Desde el punto de vista experimental el principal problema es obtener datos de historia de saturación y permeabilidad relativa de muy buena calidad. Desde el punto de vista de los modelos analíticos y numéricos, el principal problema es incorporar los fenómenos físicos que ocurren en el medio poroso tales como: efecto de la tensión interfacial, historia de saturación de fluidos, efectos cinéticos tales como la coalescencia de gotas, y geometría de poro. Estos hechos también pueden conducir a predicciones de permeabilidad relativa al aceite optimistas o pesimistas, los cuales como se mencionó anteriormente dependiendo del modelo escogido se afectará el cálculo de inyectividad de fluidos en el pozo, y el recobro de aceite pronosticado en una simulación de yacimientos.

REFERENCIAS

1. Stone, H.L.: "Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability," JPT (February 1970) 214-218; Trans., AIME, 249.
2. Stone, H.L.: "Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data," J. Can. Petrol. Technol. (1973) 12(4), 53-61.
3. Baker, L.E.: "Three-Phase Relative Permeability Correlations," paper SPE/DOE 17369 presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 17-20, 1988.
4. Oak, M.J., Baker, L.E., and Thomas, D.C.: "Three-Phase Relative Permeability of Berea Sandstone," JPT (August 1990) 1054-1061; Trans., AIME, 289.
5. Oak, M.J.: "Three-Phase Relative Permeability of Water-Wet Berea," paper SPE/DOE 20183 presented at the SPE/DOE Symposium on Enhance Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 22-25, 1990.
6. Jerauld, G.R.: "General Three-Phase Relative Permeability Model for Prudhoe Bay," SPERE (November 1997) 255-263.

7. Juanes, R., and Patzek, T.W.: "Three-Phase Displacement Theory: An Improved Description of Relative Permeabilities", paper SPE 77539 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 29–October 2, 2002, to appear in SPEJ.
8. Fayers, F.J., and Matthews, J.D.: "Evaluation of Normalized Stone's Methods for Estimating Three-Phase Relative Permeabilities," SPEJ (April 1984), 224–232; Trans., AIME, 277.
9. Land, C.S.: "Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow From Rock Properties." SPEJ (June 1968) 149–156; Trans., AIME, 243.
10. Egermann, P., Vizika, O., Kallet, L., Requin, C., Sonier, F.: "Hysteresis in Three-Phase Flow: Experiments, Modelling and Reservoir Simulations," paper presented at the IEA Workshop and Symposium on Enhanced Oil Recovery, Edinburgh, Scotland, September 20–22, 2000.
11. M. J. Blunt. An empirical model for three-phase relative permeability. Soc. Pet. Eng. J., 5(4):435–445, December 2000.
12. J.-C. Moulu, O. Vizika, P. Egermann, and F. Kalaydjian. A new three-phase relative permeability model for various wettability conditions. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, October 3–6 1999. (SPE 56477).
13. P. Egermann, O. Vizika, L. Dallet, C. Requin, and F. Sonier. Hysteresis in three-phase flow: experiments, modeling and reservoir simulations. In SPE European Petroleum Conference, Paris, France, October 24–25 2000. (SPE 65127).
14. M. J. Oak. Three-phase relative permeability of intermediate-wet Berea sandstone. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, October 6–9, 1991. (SPE 22599). Cobb, W., Smith, J., 'Waterflooding Course', 2002.

Recepción: 01/NOV/2007 - Aceptación: 18/DIC/2007

FIGURAS

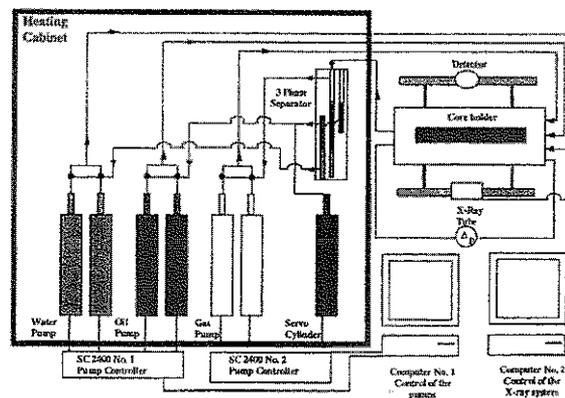


Figura 1. Equipo para medida de permeabilidades relativas tres fases estado estacionario (Nordtvedt, Paper SPE 36683).

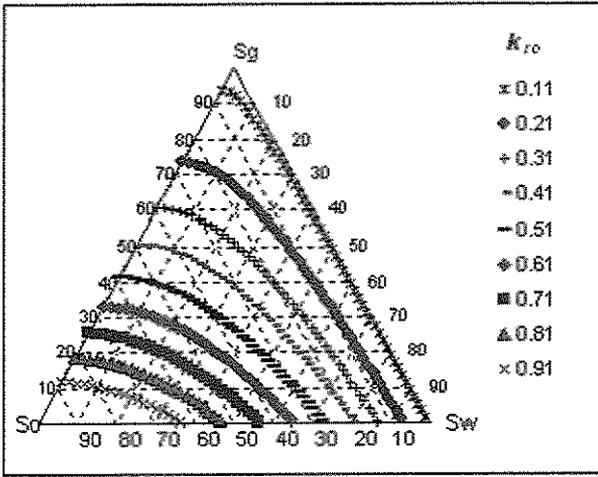


Figura 2. Diagrama ternario representando las permeabilidades relativas tres fases, en un proceso WAG (Ivanova I.S, Paper SPE 103583).

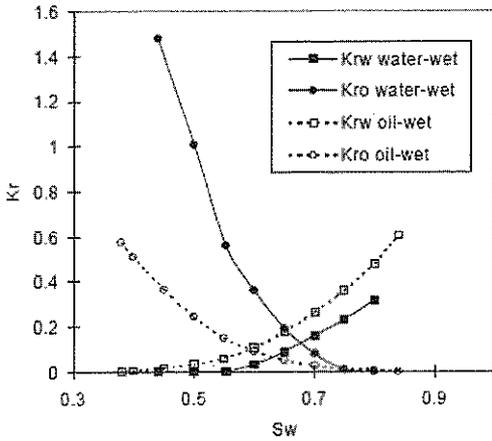


Figura 3. Conjunto de datos de básicos de permeabilidades relativas de dos fases usados para estimar permeabilidades relativas tres fases (Hornapour, SPE 18586).

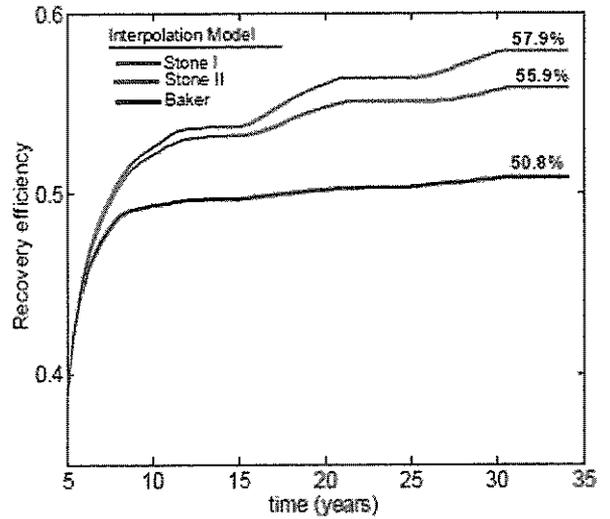


Figura 4. Diferencias en los pronósticos de recobro de aceite en procesos WAG, según el modelo de predicción escogido (Juanes, SPE 89921).

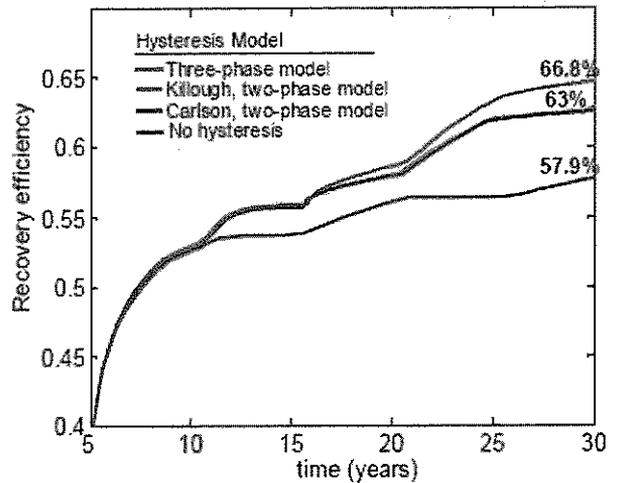


Figura 5. Efecto de la histéresis sobre las predicciones de recobro en el flujo de tres fases.

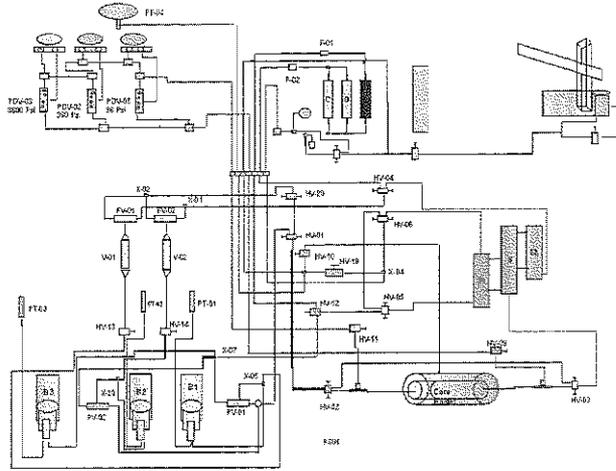


Figura 6. Equipo Permeametro con separador trifásico para pruebas de permeabilidad relativa tres fases, laboratorio de análisis petrofísicos ICP.

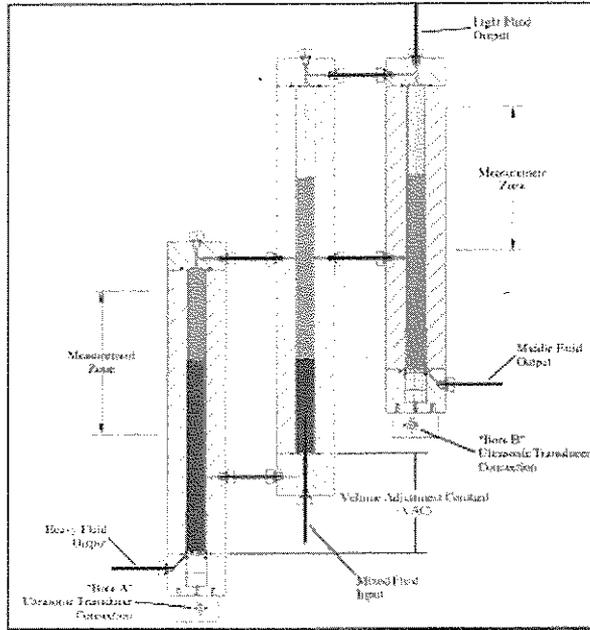


Figura 7. Separador trifásico para pruebas de permeabilidad relativa tres fases, laboratorio de análisis petrofísicos ICP.

TABLAS

TABLA 1. Listado cronológico de correlaciones y modelos más usados para permeabilidad relativa tres fases

AUTOR Y FECHA	METODO	TRATAMIENTO DE HISTERESIS	PERMEABILIDAD RELATIVA ES FUNCION DE:
Corey, Rathjens, Henderson y Wyllie (1956)	Modificación empírica de la ecuación de Wylie y Spangler.	Drenaje de aceite por gas en un sistema mojado por agua.	Krw: No se discutió. Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$. Krg: No se discutió.
Naar y Wygal (1961)	Modificación empírica de la ecuación de Naar y Henderson.	Imbibición. Se consideró entrapamiento de gas.	Krw: $f(S_w)$ Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$ Krg: $f(S_g)$
Land (1968)	Modificación empírica de la ecuación de Corey para considerar entrapamiento del aceite.	Imbibición.	Krw: $f(S_w)$ Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$ Krg: $f(S_g)$
Stone (1970)	Modelo probabilístico.	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: $f(S_w)$ Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$ Krg: $f(S_g)$
Stone (1973)	Modelo probabilístico con consideración para aceite residual.	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: $f(S_w)$ Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$ Krg: $f(S_w, S_o, S_g)$
Ikoku (1975)	Modificación de la ecuación de Wylie y Gardner. Solamente se requieren datos de dos fases gas-aceite.	Válidas para sistemas mojados por agua operando con drenaje con respecto al agua y al aceite.	Krw: No se discutió. Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$. Krg: No se discutió.
Hirasaki, Detrich y Bondor (1970)	Modificación del modelo de Stone, para tener en cuenta Kro, Krg a Swi.	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: $f(S_w)$ Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$ Krg: $f(S_g)$
Nolen (1977)	Modificación de la ecuación de Detrich's	Puede ser usado para cualquier historia de saturación.	Krw: $f(S_w)$ Kro: $f(S_w, S_o, S_g)$ Krg: $f(S_g)$