

Diseño de una Herramienta Computacional para el Análisis del Comportamiento de Yacimientos sometidos a Inyección de Agua

Fausto Moscoso Loayza ¹
Jeanpierre Hernández Ballesteros ²
Jefferson Proaño Menéndez ³
Ing. Ricardo Gallegos Orta ⁴

¹ Ingeniero de Petróleos 2012, e-mail:

² Ingeniero de Petróleos 2012, e-mail:

³ Ingeniero de Petróleos 2012, e-mail: jeffpro_1907@hotmail.com

⁴ Director de Tesina de Graduación, Ingeniero en Petróleos

Resumen

Desde hace mucho tiempo se ha estudiado y aplicado la inyección de agua en yacimientos hidrocarburíferos en diversas partes del mundo para extraer la mayor cantidad de petróleo posible, siendo hasta hace pocos años atrás, el mecanismo de recobro adicional que mayor volumen aportó a la producción mundial de crudo.

En el presente trabajo se estudian los aspectos de la ingeniería de yacimientos en la inyección de agua, lo que en términos simples significa una comprensión cuantitativa de la forma en la que el agua desplaza al aceite en la roca del yacimiento. Previo a esto, se hace una revisión a los diferentes conceptos relacionados con mecanismos de producción de los yacimientos, propiedades de rocas y fluidos en los yacimientos, inyección de agua y métodos matemáticos de su comportamiento a través del tiempo.

El desarrollo de la herramienta computacional nos ayuda a predecir los gastos (tasas) de inyección de agua, los gastos de producción de petróleo, las relaciones de producción agua-petróleo y la recuperación acumulativa de petróleo a diferentes tiempos en el futuro.

Palabras Clave: Yacimiento, Inyección Agua, Propiedades Rocas, Propiedades Fluidos.

Abstract

Since many years ago, water injection methods has been used for enhancing the oil recovery all around the world, being until some years before today, the method that increased world's oil recovery most than any other.

In this work it has been studied almost every water and oil, engineering aspect, which means a closer look to the quantitative comprehension about how water make oil move in the reservoir rock. Before this, it's necessary to make a review of every concept related to Reservoir production methods, properties of the rocks and the fluids, water injection, and mathematical methods for predicting water injection behavior.

By developing this software application, we can predict our water injection rates, oil production rates, relation of water/oil production rates, and cummulative oil recovery, at any time we want to test it.

Keywords: Reservoir, Water injection, Properties of Rock and Fluids..

Introducción

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismo de recuperación, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua como procesos secundarios de recobro con la finalidad de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro. Posteriormente se han utilizado otros procesos mejorados de recuperación de petróleo, pero su aplicación ha estado limitada por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Por estas razones, la inyección de agua continúa siendo el método convencional más utilizado para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

La inyección de agua es preferida, en comparación con otros métodos de recuperación, por lo siguiente:

- La disponibilidad del agua.
- La relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo.
- La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera.
- La eficiencia del agua para el desplazamiento del petróleo.

Con lo mencionado anteriormente en un determinado proyecto sobre inyección de agua nos gustaría predecir cierta información tal como es el tiempo requerido a la ruptura del agua, recobro del petróleo a la ruptura del agua, comportamiento de la producción contra el tiempo, producción de petróleo y de agua.

Para predecir el comportamiento de inyección de agua se ha utilizado un arreglo de cinco pozos. Este comportamiento de inyección de agua se puede dividir en cuatro etapas fundamentales:

- Comportamiento antes de la interferencia.
- Comportamiento desde la interferencia hasta el llenado.
- Comportamiento desde el llenado hasta la surgencia.
- Comportamiento después de la surgencia de agua.

Propiedades de la roca

Para entender el comportamiento de la inyección de agua se debe tener un conocimiento detallado acerca de las propiedades básicas de la roca del yacimiento. Estas propiedades son de dos tipos principales: propiedades

de la roca propiamente dicha, como porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de poros y áreas de superficie; y propiedades combinadas de la roca y los fluidos, como características de presión capilar y curvas de permeabilidad relativa (al flujo).

En este punto conviene establecer algunas definiciones básicas de dichas propiedades:

- **Porosidad:** Fracción de vacíos existentes en la unidad de volumen de roca. Se puede determinar dos tipos de porosidad; (1) absoluta, definida como la relación entre el volumen total de vacíos de una roca y el volumen total de la misma y, (2) efectiva, expresada como la relación entre los espacios vacíos interconectados de una roca y el volumen total de la misma. Ésta última es la más importante en ingeniería de reservorios, puesto que al cuantificarla, representa el espacio ocupado por fluidos que puede ser desplazado del medio poroso.
- **Saturación:** Se define saturación de un determinado fluido en un medio poroso como la fracción o un porcentaje de volumen de poros ocupado por el fluido. Si el medio poroso contiene un único fluido, la saturación de este será del 100%. Se acepta que la roca reservorio contiene inicialmente agua, la cual fue desplazada no totalmente por petróleo o por gas, en la zona ocupada por hidrocarburo existirán dos o más fluidos.
- **Permeabilidad:** La permeabilidad de un medio poroso es una medida de su capacidad de dejar atravesar fluido. Se destacan los siguientes tipos de permeabilidad, (1) absoluta, cuando la roca está totalmente saturada por un fluido; (2) efectiva, a una roca cuando la roca está saturada sólo parcialmente con ese fluido, y; (3) relativa, relación de la permeabilidad efectiva con respecto a algún valor base.

Se conoce como **mojabilidad** la tendencia de un fluido a extenderse a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles (1).

¹Calhoun, J. C., Jr.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Norman, University of Oklahoma Press, 1957. (Tercera Edición, Junio 1957). Citado por Dake, L.P. "*Fundamental of Reservoir Engineering*". Elsevier Scientific Publishing Co. 1978.

Se representa un esquema de equilibrio de fuerzas en la interface petróleo-agua-sólido, donde σ_{wo} es la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, σ_{sw} la tensión interfacial entre el sólido y el agua, y σ_{so} la tensión interfacial entre el sólido y el petróleo.

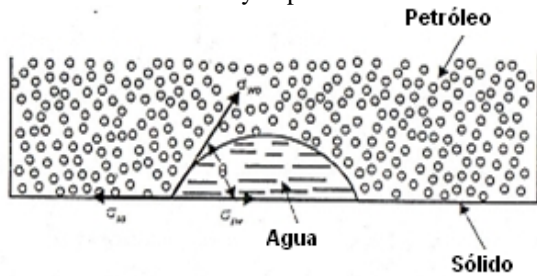


Figura 1: Ángulo de contacto

Fuente: Rosa, J. A., de Souza Carvalho, R., Daniel Xavier, J. A.: "Ingeniería de Reservorios de Petróleo"

Por definición, **ángulo de contacto** θ es el ángulo (entre 0° y 180°) medido en el líquido más denso (ρ , en un caso más general, en el fluido más denso). Cuando ese ángulo de contacto es menor que 90° se dice que el líquido más denso moja preferencialmente el sólido y cuando es mayor que 90° se dice que el líquido menos denso moja preferencialmente el sólido.

Se dice que un capilar sufre un proceso de **imbibición** cuando ocurre un aumento de saturación de fluido que lo moja preferencialmente. Por otro lado, el capilar sufre un proceso de **drenaje** cuando ocurre reducción de saturación del fluido que lo moja (2). Los conceptos de imbibición y de drenaje se aplican también en un medio poroso real que constituye una roca reservorio y, por tanto, son aplicables en los reservorios de petróleo. Durante la vida productiva de los reservorios de petróleo se acostumbra, en la mayoría de los casos, inyectar agua en esos reservorios con el objetivo de aumentar su recuperación final de petróleo. En esos casos, si el agua es el fluido que moja preferencialmente la roca con relación al petróleo, el proceso de inyección de agua en el reservorio representa un proceso de imbibición.

El fenómeno de histéresis se aplica a la diferencia entre los valores que asumen la permeabilidad relativa, presión capilar y saturación residual a medida que la saturación de un fluido es aumentada o disminuida. En muchos medios porosos, los valores de permeabilidad

relativa y presión capilar no son una función que dependa de la saturación únicamente; se obtienen valores distintos dependiendo del incremento o la reducción en la saturación de una fase determinada.

- **Curvas de permeabilidad relativa – Flujo de dos fases:** Se considera un medio poroso, mojado preferencialmente por el agua, no con flujo de agua y petróleo (3).

Se tiene un medio poroso esta inicialmente 100% saturado con agua (fluido que moja) cuando entonces las permeabilidades efectivas al agua es igual a la absoluta, consecuentemente, la permeabilidad relativa al agua es igual a 1 o 100%. En ese instante la permeabilidad efectiva al petróleo, así mismo como su permeabilidad relativa es nula. A medida en que la saturación de agua disminuye, su permeabilidad efectiva cae sensiblemente. Eso se debe al hecho de que el petróleo (fluido que no moja) pasa a ocupar inicialmente al centro de los capilares de mayor diámetro. Esa saturación de petróleo que no forma ninguna fase continua se llama saturación insular de petróleo, en tanto el agua posee una saturación llamada funicular. Al continuar y aumentar la saturación insular de petróleo, esta pasa a formar una fase continua. En ese punto el petróleo comienza a fluir y su saturación es llamada de saturación crítica (S_{oc}). A partir de ese punto se tiene una saturación funicular de petróleo en esas permeabilidades efectivas y relativas son diferentes de cero, en cuanto al agua continúa la tendencia una saturación de esas saturaciones y de esas permeabilidades efectiva y relativa decrece, mas no tan sensiblemente como en el inicio del proceso.

A medida que la saturación de petróleo crece, sus permeabilidades efectiva y relativa crecen rápidamente debido al hecho de que el petróleo que ocupaba inicialmente los capilares de mayor diámetro. Esta ocupación perdura hasta que la saturación de agua disminuye a un valor tal, llamado la saturación irreductible de agua (S_{wi}) en que ella para de fluir y, consecuentemente, sus permeabilidades efectiva y relativa son nulas.

El gráfico de la Figura 2 muestra un ejemplo de curvas de permeabilidades relativas que serían obtenidas en un experimento descrito.

²Raza, S. H., Treiber, L. E. y Archer, D. L. "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation". Prod. Monthly (Abril 1968), No. 4. Citado por Rosa, J. A., de Souza Carvalho, R., Daniel Xavier, J. A.: "Ingeniería de Reservorios de Petróleo". Editorial Interciencia, Rio de Janeiro, 2006.

³Slider, H.C. "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods". PennWell Books. Tulsa, Ok. 1983. Citado por Rosa, J. A., de Souza Carvalho, R., Daniel Xavier, J. A.: "Ingeniería de Reservorios de Petróleo, Rio de Janeiro, 2006.

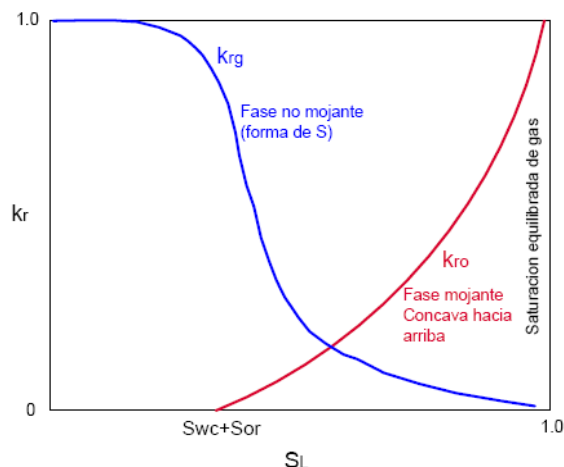


Figura 2: Curvas de permeabilidades relativas versus saturación de agua

Fuente: Escobar Macualo Freddy, Ph.D. "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos"

Propiedades de los fluidos

Se denomina fluido a una sustancia cuyas moléculas se encuentren sometidas a una fuerza de atracción débil, y se caracterizan por tomar la forma del recipiente que lo contenga, ya que no existen fuerzas restitutivas que tiendan a recuperar su forma original. Un fluido es una sustancia que no puede soportar ningún esfuerzo de cizalla sin moverse.

En un reservorio natural de petróleo, antes de comenzar la explotación, los fluidos se encuentran en dos fases como mínimo. Ellas son petróleo y agua. Con frecuencia, pero no siempre, puede haber una tercera fase, que constituye el casquete gasífero. Estas tres fases se ubican de acuerdo a sus densidades; zona acuífera abajo, petrolífera el medio y gasífera en la parte superior.

Agua de Formación

El agua de formación se encuentra tanto en la zona acuífera como en la petrolífera. La zona acuífera suele clasificarse como acuífera inactiva cuando no constituye el proceso de producción, y como acuífera activa cuando es capaz de producir un barrido lento y gradual de petróleo hacia arriba.

Es un fluido que normalmente encontramos asociado a las acumulaciones de petróleo y, por eso, pocas veces se obtiene producción de petróleo sin la producción de agua. De hecho, en muchos casos el volumen de este fluido asociado a los yacimientos de hidrocarburos excede el de la acumulación del petróleo y, por

consecuencia, el volumen total de producción de agua también es mayor que la producción de petróleo.

Pero, además, hay agua en la zona petrolífera y en el casquete de gas. El agua que se encuentra en estas zonas es denominada connata o irreductible. Esta saturación de agua en la zona de los hidrocarburos ocupa entre el 10% y 30% del espacio poroso. Dicha saturación no disminuye durante la producción, de allí el nombre de irreductible.

En general, todas las aguas de formación contienen sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Por esta razón, se les denomina algunas veces como salmuera, aunque no existe relación entre el agua de formación y el agua de mar, ni en la contracción de sólidos, no en la distribución de iones presentes.

Petróleo

El petróleo, también conocido como petróleo crudo, es una mezcla de hidrocarburos que contiene sulfuro, nitrógeno, oxígeno y helio como un componente menos, cuyas propiedades físicas y químicas varían considerablemente y dependen de la concentración de sus diferentes componentes.

Mediante un análisis químico completo de un petróleo típico, se ha encontrado que posee miles de distintos compuestos pertenecientes a 18 series de hidrocarburos. Por eso se realiza un análisis químico simplificado. Se miden las fracciones de parafina desde C1 hasta C5. Las más pesadas se agrupan como una fracción compuesta, denominada C6+ y caracterizada por su peso molecular y su punto de ebullición.

Otra clasificación del petróleo se basa en la gravedad API (American Petroleum Institute). Esta gravedad se mide con un hidrómetro flotante de un modo sencillo, y se relaciona con la densidad (o gravedad específica) del petróleo relativo al agua a 60 °F y 1 atmósfera por:

$$\begin{aligned} \text{°API} &= \frac{141.5}{\gamma_{60}} - 131.5 \quad \text{ó} \quad \gamma_{60} \\ &= \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \end{aligned}$$

Gas

El gas de formación o gas natural contiene típicamente 0.6 a 0.8 de metano con hidrocarburos C2 a C5, cada vez en menor proporción. Puede contener impurezas de nitrógeno, dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno. Los últimos son corrosivos en presencia de agua. El sulfuro de hidrógeno es, además, venenoso.

Los análisis de fracciones de hidrocarburos en fase gaseosa, hasta C5 a C6, son sencillos de realizar ya sea por destilación fraccional a baja temperatura, por espectroscopia de masa o por cromatografía.

Propiedades del gas natural

El comportamiento de un gas ideal se describe de acuerdo con los postulados de la teoría cinética que se señalan a continuación:

- Los gases están compuestos por moléculas en movimiento aleatorio, las cuales sufren colisiones aleatorias entre ellas y las paredes del recipiente que contiene el gas.
- El volumen de las moléculas es despreciable comparado con el volumen total del gas.
- Las colisiones entre las moléculas del gas y las paredes del recipiente son elásticas.

Con base en esta teoría se ha derivado una expresión matemática, conocida como ley de los gases ideales que es expresada matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$pV = nRT$$

Donde p es la presión absoluta en psia.; V el volumen en pie^3 ; T , la temperatura absoluta en $^{\circ}\text{R}$; n , el número de moles de gas en lb-mol; y R , la constante universal de los gases, la cual para estas unidades tiene el valor de $10.73 \text{ psia-pie}^3/\text{lb-mol-}^{\circ}\text{R}$.

- **Factor de compresibilidad z :** Se han desarrollado numerosas ecuaciones de estado con el fin de correlacionar las variables de presión-volumen-temperatura para gases reales con datos experimentales. Así, por ejemplo, para poder expresar una relación más aproximada entre dichas variables PVT, se ha introducido en la Ecuación 3.2 un factor de corrección denominado factor de compresibilidad del gas, factor de desviación del gas o simplemente factor z , tal ecuación tiene la siguiente forma

$$pV = znRT$$

Donde el factor de compresibilidad del gas es una cantidad adimensional.

Inyección de Agua

Un desplazamiento es un proceso mediante el cual un fluido (desplazante) pasa a ocupar el lugar de otro

fluido (desplazado) en un medio poroso y permeable. La condición fundamental que debe cumplirse es que la energía e la fase desplazante deben ser mayores a la energía de la fase desplazada. En este caso el fluido desplazante es agua y el fluido desplazado es petróleo.

Estos procesos pueden ser modelados matemáticamente mediante la idea de permeabilidades relativas y el concepto de pistón con fugas, es decir es un proceso que puede considerarse como desplazamiento tipo pistón pero con una considerable cantidad de fluido no desplazado atrás del frente del pistón imaginario. Este proceso fue modelado matemáticamente por Buckley - Leverett y ampliado posteriormente por Welge.

Las principales suposiciones dentro de la teoría de avance frontal son las siguientes:

- Flujo lineal, puede modificarse para un flujo radial.
- Formación homogénea (permeabilidad y porosidad uniformes).
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Fluidos inmiscibles ($P_c = 0$)
- Se debe aplicar el concepto de permeabilidad relativa a dos fases ya que solo pueden existir máximo dos fluidos circulando por el mismo punto.
- La presión de desplazamiento debe ser mayor a la presión de burbuja.
- El caudal de inyección y el área perpendicular al flujo son considerados invariables.
- Flujo continuo o estacionario.
- La presión y temperatura constantes.

Tipos de Desplazamiento

Pistón sin fugas

Se presenta cuando el petróleo de la zona invadida no posee movilidad, por lo que la saturación de agua en esta zona es la máxima, y la saturación de petróleo es la residual; se considera que ha ocurrido la ruptura cuando la fase desplazante aparece en los pozos productores.

Pistón con fugas

Se presenta cuando el petróleo ubicado en la zona invadida posee cierta movilidad, razón por la que la saturación de petróleo es mayor que la residual; cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, aún se producirán cantidades variables de crudo.

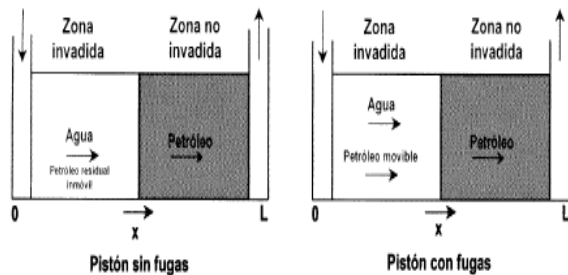


Figura 3: Tipos de Desplazamientos Inmiscibles
Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Segunda Edición.

El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua, se puede presentar en cuatro etapas que son:

Condiciones iniciales (antes de la inyección): Basándose en que el yacimiento en análisis es homogéneo, y ha sido producido por mecanismos naturales, antes de la inyección de agua, la presión actual del yacimiento debe estar por debajo de la presión original de burbujeo, por lo que existirá una fase de gas Figura 4.

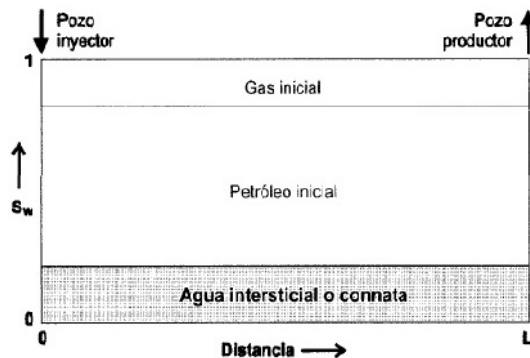


Figura 4: Yacimiento antes de la inyección
Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Segunda Edición.

- **Invasión:** El primer indicio del comienzo de la inyección, es el incremento en la presión del yacimiento, que va en declinación desde los pozos inyectores hacia los productores. En esta fase, se forma en la parte frontal hacia los pozos productores, el denominado, banco de petróleo; inmediatamente después, se encuentra el banco de agua formado por el agua de inyección más el agua de formación, además del petróleo residual y ciertas cantidades mínimas de gas atrapado Figura 5.

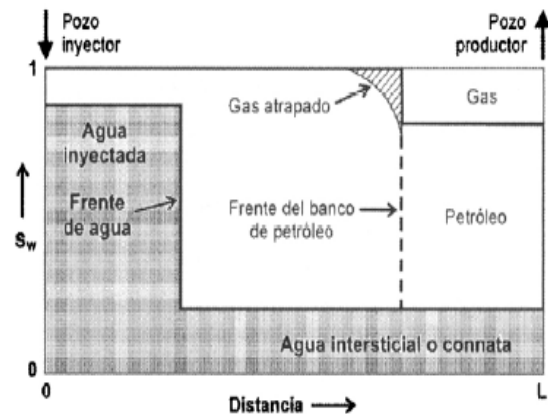


Figura 5: Yacimiento Durante proceso de inyección y llene

Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Segunda Edición.

- **Llene:** Esta etapa consiste en el desplazamiento total del gas (excepto el atrapado) de la porción inundada del yacimiento, y termina con la llegada del petróleo a los pozos productores, tiempo durante el cual, el gas movido por el frente de petróleo, se re-disuelve en éste, o llega a los pozos productores; además, conforme el agua avanza, detrás del frente de agua, la saturación de petróleo disminuye progresivamente hasta llegar al valor de petróleo residual.
- **Ruptura del agua:** Luego de alcanzar el llene, el avance de los frentes continúa, pero la tasa de producción de petróleo aumenta gradualmente y en ciertos casos iguala a la tasa de inyección de agua; si la saturación de agua inicial en la formación, es menor que la requerida para que el petróleo fluya, en principio no existirá producción de agua. La aparición de una producción significativa de agua, es la señal de que la ruptura del frente de agua ha ocurrido.
- **Posterior a la ruptura:** Durante esta etapa, la producción de agua incrementa a expensas de la producción de petróleo, es decir, el recobro adicional de hidrocarburos se obtendrá solamente con circulación (inyección) de grandes volúmenes de agua, por lo general el proyecto continúa hasta que sea económicamente rentable. La inyección de agua ha llegado a su fase final cuando en el

yacimiento se encuentra presente, tan sólo agua y petróleo residual.

Ecuación de flujo fraccional

La ecuación de flujo fraccional es una relación entre la cantidad de agua y la cantidad de fluido total en el flujo que pasa por cualquier punto de la roca, a condiciones de reservorio.

En 1941, Leverett presentó el concepto de flujo fraccional, partiendo de la conocida Ley de Darcy para agua y petróleo, obtuvo:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k}{v_t \mu_o} \left(\frac{dP_c}{dL} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \left(\frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w} \right)}$$

, en la que sus términos se definen por:

f_w : Fracción de agua en la fase fluyente por cualquier punto de la roca, también denominado corte de agua.

k : Permeabilidad de la formación (darcy)

k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo (darcy)

k_o : Permeabilidad efectiva al petróleo (darcy)

k_w : Permeabilidad efectiva al agua (darcy)

μ_o : Viscosidad del petróleo (cp)

v_t : Velocidad total del fluido - $\frac{q_t}{A}$ (cm / seg)

P_c : Presión capilar (atm / cm)

L : Distancia en dirección del movimiento (cm)

g : Aceleración de la gravedad (cm / seg²)

$\Delta \rho$: Diferencia entre densidades $\rho_w - \rho_o$ (gr / cc)

α : Ángulo de buzamiento de la formación (°)

Para efectos prácticos, se desprecian (mas no se olvidan) ciertos términos de la ecuación deducida por Leverett, quedando finalmente:

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}} \right)}$$

Métodos más importantes en la predicción de la inyección de agua

Un método de predicción de inyección consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento, y permiten pronosticar información sobre su futuro, en aspectos tales como tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función de tiempo, esquema de inyección y producción de agua, antes y después de la ruptura. Existen diversos métodos que se han empleado para predecir el comportamiento de la

inyección de agua, los cuales serán mencionados en este capítulo.

Método de Dykstra y Parsons.

Según este método (4), el yacimiento de petróleo se considera como un sistema estratificado formado por varios estratos y la recuperación de petróleo se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de permeabilidad del sistema. Se basa en las siguientes suposiciones (5):

- No existe flujo cruzado entre las capas.
- El desplazamiento es tipo pistón sin fugas.
- Flujo continuo y sistema lineal.
- Todas las capas tienen la misma porosidad y permeabilidades relativas al petróleo y al agua, aunque tales propiedades pueden ser variables.
- Los fluidos son incompresibles.
- La caída de presión a través de cada estrato es la misma.
- La razón de movilidad en cada estrato es la misma.

Método de Buckley y Leverett

Este método (6), se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua a una tasa constante en un yacimiento. En este caso, se estimará el volumen de petróleo desplazado a cualquier tiempo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua a inyectare por cada

⁴ Dykstra, H. y Parsons, R. L. "The Prediction of Oil Recovery by Water Flood", Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City (1950). Citado por Paris de Ferrer, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos," Segunda Edición, 2001

⁵ Ferrer, J. *Notas sobre Métodos de Predicción de la Recuperación Secundaria de Petróleo por Inyección de Agua*, Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad de Zulia (1970). Citado por Paris de Ferrer, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos," Segunda Edición, 2001.

⁶ Buckley, S. E. y Leverett, M. C.: "Mechanisms of Fluid Displacement in Sands," AIME (1942). Citado por Paris de Ferrer, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos," Segunda Edición, 2001

volumen de petróleo producido. Tiene poca aplicación debido a las suposiciones en las cuales se fundamenta, en especial la de flujo lineal; sin embargo, se utiliza cuando se toma en cuenta el efecto de desplazamiento en otros métodos (7).

Las suposiciones para desarrollar el método son:

- El flujo es lineal, pero puede modificarse con facilidad para flujo radial.
- Formación homogénea, es decir, permeabilidad y porosidad son uniformes.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Los fluidos son inmiscibles.
- Sólo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por determinado punto.
- La presión del desplazamiento debe ser superior al punto de burbuja, en caso que se utilice agua para desplazar petróleo.
- La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
- Flujo continuo y estacionario.
- La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

Como ampliación de esta solución, se desarrolló una ecuación para predecir la velocidad del avance frontal en un sistema radial con una saturación inicial de gas. La modificación de Welge a la ecuación de avance frontal, simplifica considerablemente su uso.

Método de Craig, Geffen y Morse

Éste método considera los efectos de eficiencia areal, mecanismo de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable, para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos a inyección de agua en un arreglo de cinco pozos (8).

El método es válido, exista o no gas inicialmente, suponiendo las siguientes condiciones:

⁷ Paris de Ferrer, M. “*Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*,” Segunda Edición, 2001.

⁸ Craig, F. F., Jr., Geffen, T. M. y Morse, R. A.: “*Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests*,” *Trans., AIME* (1955). Citado por Paris de Ferrer, M. “*Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*,” Segunda Edición, 2001

- No existe gas atrapado detrás del frente de invasión.
- Los cálculos pueden ser adaptados a otros tipos de arreglos, sin tomar en cuenta la presencia lateral o de fondo de un influjo de agua.
- Se proporciona un cubrimiento vertical del 100% en cada capa del yacimiento estratificado.

Este método considera que la saturación de agua promedio en la porción del área del arreglo en contacto con el agua, está relacionada con el volumen acumulativo de agua inyectada mediante una ecuación modificada de Welge, para considerar la “expansión del volumen de poros en contacto con el agua,” causada por el incremento del área barrida. La producción de petróleo se considera como la suma del aceite producido, como resultado del incremento del área barrida y del petróleo desplazado de la región invadida. La producción de agua es entonces el agua inyectada menos el petróleo producido.

Los cálculos se realizan en cuatro etapas:

- Etapa 1: Se inicia cuando comienza la inyección de agua, y finaliza cuando los bancos de petróleo formados alrededor de los pozos inyectoros adyacentes se ponen en contacto, a esto se denomina Interferencia. Esta etapa solo tiene lugar si existe gas libre al comienzo de la invasión.
- Etapa 2: Se extiende desde la interferencia hasta que todo el espacio dejado por el gas lo llene de agua inyectada.
- Etapa 3: Se extiende desde el llene del gas hasta la ruptura de agua en los pozos productores. La producción de petróleo debido a la inyección de agua se inicia cuando comienza esta tercera etapa. Además, la producción de petróleo es una combinación del aumento de producción debido a la inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua comienza al final de la etapa 3.
- Etapa 4: Comprende el periodo desde la ruptura del agua hasta el límite económico.