

Pore Network Modeling of Polymer Flooding and Retention for Increased Oil Production

Joseph Sinchitullo, M.Sc.*^{ORCID}, Gregory L. G. Zuñiga Arenas, Student*^{ORCID}, Joel Cahuas, B.Sc.
*Universidad Nacional de Ingeniería, Peru, jsinchitullog@uni.pe, gregory.zuniga.a@uni.pe, ccahuass@uni.pe

Abstract—The oil industry plays an important role as a source of energy for Peru’s development. Oil production in Peru comes from mature basins such as the Talara basin in the northwest of the country. Increasing the productive life of fields at low cost is of vital importance, especially in situations where the price of oil is very low (less than \$40 per barrel). To increase the recovery factor, Enhanced Oil Recovery (EOR) must be applied, and the selection of the technique to be applied depends on multiple parameters, such as reservoir and economic profitability. Currently, oil reservoirs in Peru are mature and marginal, with an average oil recovery factor of 24%. This makes it necessary to apply different techniques that are economical to increase the recovery factor, such as water injection. Currently, water injection is a widely applied technique worldwide, as it is simple, safe, effective and economical to increase the recovery factor. Polymer injection is a variant of the water injection technique that has gained importance in recent years, but the mechanism that makes the recovery factor increase possible has not yet been explained. The objective of this research work is to model the fluid flow behavior in water injection using the pore network model in OpenPNM, which will allow characterizing the fluid flow and salinity transport in each pore and throat by adding polymers to the injection water. Thus, a new physical model was proposed to include the effects of polymer addition by increasing the viscosity of the non-wetting fluid. This took into account the effects of shear and concentration changes due to polymer retention in porous media. In this way, fractional flow curves were obtained for the water-oil and polymer-oil system. Due to the change in the mobility of these systems, it was possible to measure the change in the critical saturation due to the change in viscosities. Finally, it is expected that the pore network models can be used to evaluate the viability of various enhanced recovery processes in mature fields such as those in Peru.

Keywords—Pore Network Model, Polymer Injection, Residual Oil Saturation, Oil Production

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

Modelamiento de la Inyección y Retención de Polímeros Mediante Modelo de Red de Poros para Incrementar la Producción de Petróleo

Joseph Sinchitullo, M.Sc.*^{ORCID}, Gregory L. G. Zuñiga Arenas, Estudiante*^{ORCID}, Joel Cahuas, B.Sc.
*Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, jsinchitullo@uni.pe, gregory.zuniga.a@uni.pe, ccahuass@uni.pe

Resumen—La industria petrolera desempeña un papel importante como fuente de energía para el desarrollo de Perú. La producción de petróleo en Perú procede de cuencas maduras como la de Talara, en el noroeste del país. Aumentar la vida productiva de los yacimientos a bajo coste es de vital importancia, especialmente en situaciones en las que el precio del petróleo es muy bajo (menos de 40 dólares por barril). Para aumentar el factor de recuperación, se debe aplicar la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), y la selección de la técnica a aplicar depende de múltiples parámetros, como el yacimiento y la rentabilidad económica. Actualmente, los yacimientos de petróleo en el Perú son maduros y marginales, con un factor de recuperación de petróleo promedio de 24%. Esto hace necesario aplicar diferentes técnicas que sean económicas para incrementar el factor de recobro, como la Inyección de Agua. Actualmente, la inyección de agua es una técnica ampliamente aplicada en todo el mundo, ya que es sencilla, segura, eficaz y económica para aumentar el factor de recuperación. La inyección de polímeros es una variante de la técnica de inyección de agua que ha ganado importancia en los últimos años, pero aún no se ha explicado el mecanismo que hace posible el aumento del factor de recuperación. El objetivo de este trabajo de investigación es modelar el comportamiento del flujo de fluidos en la inyección de agua utilizando el modelo de red de poros en OpenPNM, que permitirá caracterizar el flujo de fluido y el transporte de salinidad en cada poro y garganta adicionando polímeros al agua de inyección. De esta forma, se propuso un nuevo modelo físico para incluir los efectos de la adición de polímeros al incrementar la viscosidad del fluido no mojante. Esto tomó en cuenta, los efectos por cizallamiento y cambios de concentración debido a la retención de polímeros en medios porosos. De esta forma, se obtuvieron las curvas de flujo fraccional para el sistema agua-petróleo y polímero-petróleo. Debido al cambio en la movilidad de estos sistemas se logró medir el cambio en la saturación crítica debido al cambio de viscosidades. Finalmente, se espera que los modelos de redes de poros puedan ser empleados para evaluar la viabilidad de varios procesos de recuperación mejorada en campos maduros como los del Perú.

Palabras Clave—Modelo de Red de Poros, Inyección de polímeros, Saturación Residual de Petróleo, Producción de Petróleo

I. INTRODUCCIÓN

La energía es una parte fundamental del desarrollo sostenible de un país, siendo el petróleo la principal fuente de suministro en un 31 % para 2040 [1]. Actualmente, el petróleo producido por métodos convencionales en todo el mundo está disminuyendo. Esto se debe principalmente a las

escasas expectativas de encontrar nuevas zonas de extracción y yacimientos más maduros, entre otros. Como resultado, los niveles de producción no están garantizados para satisfacer la demanda, y los costes de extracción de petróleo aumentan año tras año. Por ejemplo, los yacimientos situados en el noroeste de Perú representan el 47 % de las reservas probadas de petróleo de Perú - Ministerio de Energía y Minas [2], con un factor de recuperación medio del 24 %. Esto hace necesario aplicar diferentes técnicas que resulten económicas para aumentar el factor de recuperación de petróleo, como la inyección de agua de baja salinidad (LSWF). Aumentar la vida productiva de los yacimientos a bajo coste es de vital importancia, especialmente en situaciones en las que el precio del petróleo es muy bajo (menos de 40 dólares por barril). Para aumentar el factor de recuperación, se puede aplicar la recuperación secundaria o terciaria (Enhanced Oil Recovery - EOR), y la selección de la técnica a aplicar depende de múltiples parámetros, como el tipo de yacimiento y la rentabilidad económica [3], [4].

Los proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) son un medio eficaz de aumentar la producción y el porcentaje de reservas recuperables de los yacimientos [5]. Esto se debe a que la aplicación de tales proyectos suelen ser menos costosa que la explotación de petróleo provenientes de horizontes profundos, petróleo pesado y extrapesado. Existen tres categorías principales de EOR [6]: térmico, gas miscible y químico. Entre los tres, el método de EOR térmico ha sido el más aplicado en las últimas décadas, seguido del gas miscible [7]. Sin embargo, en los últimos años los métodos EOR químicos también están mostrando avances significativos, lo que los convierte en una alternativa prometedora a la hora de elegir un método EOR a aplicar, como la inyección de agua de baja salinidad [8], sumado a combinación del agua de inyección con baches de polímeros que mejoran la eficiencia de desplazamiento.

La aplicación de la técnica de recuperación mejorada LSWF es amplia [9], y en una gran variedad de yacimientos, principalmente en carbonatos y en menor medida en areniscas, por diferentes razones tales como:

- Las ventajas de la inyección de agua en yacimientos petrolíferos desarrollados son los bajos costes iniciales y el escaso aumento de los gastos de explotación.
- La inyección de agua suele ser sencilla y eficaz en la mayoría de los yacimientos petrolíferos y puede aumentar significativamente la recuperación de petróleo en yaci-

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

mientos de petróleo ligero a moderadamente pesado.

- Además, el uso de la inyección de agua puede ayudar a prevenir el desgaste y la corrosión del equipo del pozo y de las instalaciones de manipulación del agua, e incluso puede eliminar la necesidad de acidificar el yacimiento.

In Ref. [10] se utilizó el modelado dinámico de redes de escala de poros para modelar y explicar resultados experimentales a recuperación incremental de petróleo entre soluciones acuosas poliméricas a la misma viscosidad efectiva. El modelamiento en una red de poros permite explorar fenómenos como desplazamientos tipo pistón, snap-off y flujo de película, que a nivel de poro pueden tener impacto en la eficiencia global de los distintos esquemas de inyección de fluidos. El modelo de red de poros modela el efecto de la reología del polímero, que modifica el equilibrio entre las fuerzas viscosas/capilares que permite la desviación microscópica del fluido y, por tanto, una mejor recuperación incremental.

La mezcla in situ de salmueras de inyección de baja salinidad (LS) y salmueras de alta salinidad (HS) afecta negativamente al rendimiento de la inyección de agua de baja salinidad (LSWF), especialmente en el modo de inyección terciaria. La adición de polímero a la salmuera LS modifica la relación de movilidad en el frente miscible y aumenta la integridad del frente de desplazamiento. Este estudio se centra en obtener información directa a escala de poros sobre la inyección de agua de baja salinidad mejorada con polímeros (PELS) utilizando técnicas de microfluidos en medios porosos granulares. Los resultados revelan que el desplazamiento de HS puede mejorarse mediante PELS, por lo que se requeriría un menor volumen de poros de LS para establecer una condición de baja salinidad en el medio poroso [11].

II. MODELOS DE RED DE POROS

Para mejorar la comprensión del mecanismo de atrapamiento y movilización durante el flujo multifásico en medios porosos, se han realizado experimentos de inyección de agua para captar los comportamientos de desplazamiento agua-petróleo en núcleos de arenisca con diferente permeabilidad y porosidad. El petróleo residual se categoriza basándose en el análisis de fuerzas y las características morfológicas. Se establecieron modelos simplificados de cinco tipos de aceite residual y se caracterizaron las variaciones dinámicas de los tipos y volúmenes de petróleo residual durante la inundación de agua a largo plazo en los núcleos de arenisca. Los resultados indican que la heterogeneidad de la estructura de los poros influye en el equilibrio de fuerzas y la morfología del petróleo residual, dando lugar a varios tipos dominantes en los núcleos de arenisca con diferente permeabilidad [12].

El modelo de red de poros es un método de simulación de yacimientos que tiene en cuenta la forma y la interconexión de los poros dentro de un medio poroso. Mediante este modelo, es posible estimar las propiedades del flujo y el transporte de fluidos, como las curvas de presión capilar, la permeabilidad efectiva y la permeabilidad relativa. Estas propiedades suelen obtenerse mediante pruebas de laboratorio y correlaciones experimentales. Con el modelado de redes de poros, es posible

discretizar la estructura del medio poroso, y el modelo suele incluir ecuaciones que describen el flujo de fluidos. En este estudio se utiliza el flujo metodológico propuesto en la Ref. [13], donde los elementos que intervienen son: (i) la red de poros, (ii) la geometría, (iii) las fases, (iv) la física a escala de poros, y (v) los métodos para resolver las ecuaciones físicas y las ecuaciones constitutivas del modelo.

El flujo de trabajo utilizado en este estudio consta de los siguientes pasos:

- 1) Determinación del modelo de red de poros, basado en una muestra genérica de una roca arenisca obtenida mediante imágenes de micro-CT, donde los poros y las gargantas son representados espacialmente en 3D.
- 2) Determinación de las ecuaciones de flujo de fluidos, mediante la solución de la ecuación de Hagen-Poiseuille, en dos etapas, a alta y baja salinidad. En las que se obtienen la presión y el flujo en cada poro y garganta.
- 3) Transporte de salinidad, donde se resuelve el problema de transporte advectivo-difusivo.
- 4) Determinación de la presión capilar, a través del proceso de drenaje primario que estima los valores de saturación y presión capilar.
- 5) Curva de permeabilidad relativa de las fases mojantera (agua) y no mojantera (petróleo).

El modelo de red de poros se implementó en OpenPNM, un paquete de modelado de red de poros de código abierto codificado en Python [14], que permite a los usuarios codificar su propia física a escala de poros. La validación del modelo se realizó utilizando la misma red de poros y propiedades de fluidos de la muestra de arenisca S1, que puede encontrarse en [15].

A. Ecuaciones de Flujo de Fluidos

Las ecuaciones que permiten determinar el flujo de fluido están asociadas a la ecuación de Hagen-Poiseuille, al balance de masa y a la conductancia de una garganta cilíndrica, permitiendo determinar el modelo de flujo de la red de poros.

- Hagen-Poiseuille,

$$q = -\frac{\pi r^4 \Delta p}{8\mu l}; \quad (1)$$

- Considerando la conductancia para una garganta cilíndrica,

$$\kappa_{ij} = \frac{\pi r^4}{8\mu l}; \quad (2)$$

- El modelo de flujo para una red de poros es,

$$\sum_{j=1}^n q_{ij} = \sum_{j=1}^n \kappa_{ij}(p_i - p_j) = 0; \quad (3)$$

donde κ_{ij} es la conductancia total entre el poro i y el poro j , l es la longitud de la garganta poral, p_i y p_j son elementos de presión, q es el flujo volumétrico, r es el radio de la garganta poral, μ es la viscosidad del petróleo.

B. Transporte de salinidad

El modelo de transporte de salinidad es de tipo advectivo-difusivo, para cada poro y poro-garganta de la red de poros acoplada al flujo, está formado por el siguiente sistema de ecuaciones.

Para cada poro,

$$V_i \frac{dc_i}{dt} + \sum_{j \in I_i} q_{ij} c_i - \sum_{j \in I_i} q_{ij} c_{ij} = \sum_{j \in I_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij} - c_i}{l_{ij}}, \quad \forall i \in [1, N]. \quad (4)$$

Para cada garganta,

$$V_{ij} \frac{dc_{ij}}{dt} + q_{ij} c_i + q_{ij} c_j - 2q_{ij} c_{ij} = D_e A_{ij} \frac{c_i - c_{ij}}{l_{ij}} + D_e A_{ij} \frac{c_j - c_{ij}}{l_{ij}}, \quad \forall i \in [1, N]. \quad (5)$$

Donde V es el volumen, c es la concentración de sal, q es el flujo volumétrico, D_e es la difusión efectiva, A y l son el área transversal y la longitud, respectivamente. El número total de poros es N y I_i son los índices de los poros conectados al poro i .

Ecuaciones (4) y (5) comprenden el modelo matemático utilizado para describir el flujo y el transporte de fluidos en un modelo de red de poros. El modelo también se define por sus condiciones iniciales y de contorno, que se especifican:

$$\begin{aligned} c(I, t_0) &= C_0, \\ c(I_{\text{inlet}}, t \geq t_0) &= c_{\text{inlet}}, \\ \left. \frac{dc}{dx} \right|_{I_{\text{outlet}}, t \geq t_0} &= 0. \end{aligned} \quad (6)$$

Donde I son los índices de los poros y gargantas de la red. I_{entrada} y I_{salida} son los índices de los poros que forman las fronteras de entrada y salida, respectivamente. La variable t_0 representa el tiempo inicial.

III. MECANISMOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN REDES DE POROS

Un polímero es un fluido viscoelástico no newtoniano. Debido a la presencia del polímero, el proceso de desplazamiento por agua presenta algunas características únicas en comparación con la inundación por agua, que son manifestaciones macroscópicas de los mecanismos microscópicos. Para modelizar el proceso de inundación polimérica, se hace mucho hincapié en el cálculo de la concentración de polímero en función de los efectos de la convección y la difusión, la variación de la viscosidad de la solución polimérica, la degradación por cizallamiento en el proceso de flujo y el retardo del polímero por absorción y capitación, basándose en el modelo microscópico de flujo bifásico agua-petróleo [16].

A. Efectos de la Velocidad de Corte

La dependencia de la viscosidad en la velocidad de corte durante el flujo de fluidos no Newtonianos, tales como las soluciones de polímeros, se representa frecuentemente mediante el modelo empírico de Carreau [17]:

$$\frac{\mu - \mu_\infty}{\mu_0 - \mu_\infty} = \left[1 + (\lambda \dot{\gamma})^2 \right]^{\frac{n-1}{2}}, \quad (7)$$

donde, μ es la viscosidad bajo efectos de la velocidad de corte, $\dot{\gamma}$ es la velocidad de corte, λ es el tiempo de relajación más largo, n es el índice de flujo, μ_0 es la viscosidad sin efectos de corte, y μ_∞ es la máxima viscosidad por corte. Dado que la λ es el tiempo de cambio entre el comportamiento como fluido Newtoniano y de ley de potencia, la velocidad de corte a la que estas dos regiones se encuentran es a $\frac{1}{\lambda}$.

Cuando la viscosidad se encuentra en un estado lejano a la viscosidad inicial (μ_0), es decir, $\dot{\gamma} \gg \frac{1}{\lambda}$, esta ley se puede simplificar como:

$$\mu \approx \mu_\infty + (\mu_0 - \mu_\infty) \lambda^{n-1} \dot{\gamma}^{n-1} = \mu_\infty + c \dot{\gamma}^{n-1}. \quad (8)$$

Esta expresión puede ser implementada en simulaciones con redes de poros, asumiendo una relación entre la viscosidad efectiva según el modelo de la ley de potencia, y tomando en consideración la mínima viscosidad que se puede alcanzar.

En las gargantas y poros, la viscosidad efectiva puede hallarse como sigue [18]:

$$\mu_{\text{eff},k} = \min \left[\mu_0, \mu_\infty + c \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \left(\frac{\sqrt{\frac{A_k}{\pi}} \Delta P_k}{2cL_k} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right], \quad k = i, j, ij. \quad (9)$$

En (3), ΔP_k representa la caída de presión entre el centro del poro i y la salida de la garganta ij , ΔP_j representa la caída de presión entre la salida de la garganta ij y el centro del poro j , y ΔP_{ij} es la caída de presión en la garganta ij .

B. Viscosidad de la Solución del Polímero

La viscosidad de la solución de polímero sin efectos de la velocidad de corte en función de su concentración puede ser modelado mediante una ecuación de Huggins. En un determinado estado de concentración en la red de poros, el cambio de la viscosidad sin efectos de corte en un poro i es:

$$\mu_{0,i} = \mu_w (1 + K_0 c_i + K_1 c_i^2 + K_2 c_i^3), \quad (10)$$

donde μ_w es la viscosidad del agua, K_0 , K_1 y K_2 son coeficientes de viscosidad.

C. Retención de Polímeros

La retención de polímeros retrasa su propagación a través de medios porosos. En consecuencia, una elevada retención de polímeros puede retrasar sustancialmente el desplazamiento y la recuperación del petróleo durante la inundación con polímeros y otros procesos de inyección química.

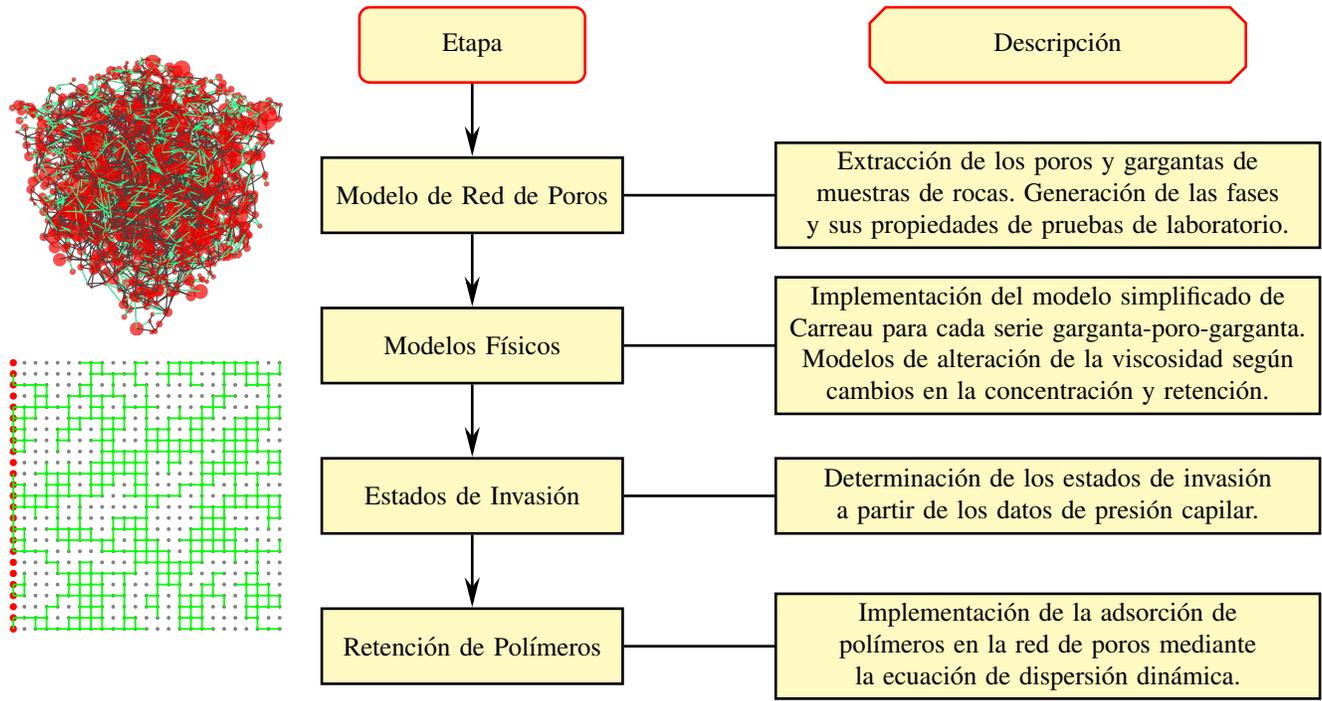


Figura 1. Metodología empleando redes de poros para la simulación de la inyección de polímeros.

1) *Adsorción*: La adsorción del polímero en la roca también reduce la conductancia de los elementos porosos debido a la disminución del área abierta al flujo. Como resultado, la movilidad del agua disminuye y el frente de desplazamiento se hace más estable. En el algoritmo presentado, se ha utilizado el modelo isotérmico de Langmuir:

$$q = \frac{q_{\max}bc}{1+bc} = \frac{ac}{1+bc}, \quad (11)$$

donde, q es la cantidad de adsorbida, q_{\max} es la capacidad adsorptiva máxima, y a y b son constantes de Langmuir.

2) *Advección, Difusión y Adsorción*: En un medio poroso, incluyendo la adsorción, la ecuación advección y difusión se vuelve:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{(1-\phi)\rho_g}{\phi} \frac{\partial q}{\partial t} = D_e \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - v \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (12)$$

donde ρ_g es la densidad del adsorbente.

Asumiendo que la adsorción es más rápida en comparación que la transferencia de masa por convección, se puede asumir equilibrio adsorptivo, es decir:

$$\frac{\partial q}{\partial t} = \frac{\partial q}{\partial c} \frac{\partial c}{\partial t}. \quad (13)$$

Al emplear el modelo de Langmuir en (11) asumiendo el equilibrio se obtiene:

$$\left(1 + \frac{(1-\phi)\rho_g a}{\phi(1+bc)^2}\right) \frac{\partial c}{\partial t} = D_e \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - v \frac{\partial c}{\partial x}. \quad (14)$$

Para el modelo de red de poros, la cantidad total adsorbida por unidad de volumen de poro o garganta puede ser obtenida mediante parámetros macroscópicos como la porosidad y la

densidad del adsorbente (densidad de los granos). Es decir, el volumen efectivo del poro i , tomando en cuenta la adsorción, se vuelve:

$$V_{\text{eff},i} = V_i \left[1 + \frac{(1-\phi)\rho_g a}{\phi(1+bc_i)^2}\right], \quad (15)$$

donde ϕ , representa la porosidad calculada mediante la red de poros extraída, tomando en cuenta sus dimensiones.

IV. EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

En el presente trabajo, el modelamiento del proceso de inyección de polímeros se basa en evaluar efecto de la viscosidad y la alteración de la concentración del polímero, en el cambio del campo de presiones y caudales resultantes. Al incorporar estos efectos microscópicos en el modelamiento de redes de poros se consigue recrear el escenario de un proceso de inyección de polímeros. La Figura 1 muestra el proceso para simular el drenaje primario incorporando los efectos reológicos del polímero.

Para el cálculo de los caudales de inyección y salida, se emplean los estados de invasión mediante un algoritmo de percolación ordinaria. En este caso, Drainage es un algoritmo en OpenPNM que identifica los estados de invasión a cierta presión capilar aplicada. De esta forma, reúne clústeres de poros y gargantas que pueden ser invadidos según el cálculo de las presiones capilares empleando la Ecuación de Young-Laplace.

Luego, empleando las Ecuaciones (1) y (2) se calculan los caudales de agua y petróleo en la salida del sistema al resolver el campo de presiones para el sistema multifásico. la teoría de flujo inmiscible de Buckley and Leverett [19] proporciona

TABLA I
PARÁMETROS DE LAS FASES EMPLEADOS LA SIMULACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN LA ARENISCA S2

Propiedad	Crudo	Agua de formación	Polímero	Unidad
Densidad	881.6	1130.0	1013.8	Kg/m ³
Viscosidad	1.08×10^{-2}	3.0×10^{-4}	2.05×10^{-2}	Pa s
Tensión interfacial	—	0.0234	0.0234	N/m
Ángulo de contacto	—	72	72	(°)
Coficiente de viscosidad K_0	—	—	1.92	cm ³ mg ⁻¹
Coficiente de viscosidad K_1	—	—	0.89	cm ³ mg ⁻¹
Coficiente de viscosidad K_2	—	—	2.26	cm ³ mg ⁻¹
Viscosidad crítica μ_∞	—	—	1.0	Pa s
Constante de tiempo λ	—	—	0.15	s
Índice de consistencia n	—	—	0.53	—
Parámetro de adsorción a	—	—	9.3×10^{-4}	cm ³ g ⁻¹
Parámetro de adsorción b	—	—	1.1	cm ³ mg ⁻¹

las curvas de flujo fraccional para el drene primario en la inyección de agua o polímeros:

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w}. \quad (16)$$

Finalmente, en caso de la determinación de la retención del polímero debido a los efectos de adsorción de la roca, se asume un estado cuasi estático. De esta forma, entre cada iteración para hallar el estado de concentración del polímero en la red de poros en el siguiente paso de tiempo, se actualiza el campo de velocidades y presiones según el cambio de viscosidad efectiva debido al cambio de presión y concentración.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para la evaluación del método propuesto en la sección anterior, se seleccionó la muestra de arenisca genérica Sandstone S2 [15]. Este modelo de red de poros consiste en 1945 poros y 4697 gargantas que tienen una geometría de esferas y cilindros. La Figura 2 muestra la red de poros extraída.

Las propiedades de los fluidos empleados para las simulaciones representan una muestra de petróleo mediano y una solución de polímero de concentración de 1800 mg/L. Una explicación de tallada de los parámetros para todos los procesos de la inyección se muestra en la Tabla I

A. Inyección de Polímeros

La Figura 3 muestra el perfil de permeabilidades relativas presentes después de realizar un waterflooding y polymer flooding a las mismas condiciones y con la misma muestra de petróleo. En ambos escenarios de inyección analizados, se observa que la intersección de las curvas relativas de agua y petróleo difiere ligeramente entre la inyección de agua y la inyección de polímero. En el caso de la inyección de agua, la intersección es de 0.41, mientras que durante la inyección de polímero, esta intersección disminuye ligeramente a 0.38. Esto es un indicativo que la roca se hace más preferente a mojarse con la fase mojante en este caso el agua, razón de desplazamiento de crudo dentro de la simulación.

Debido a que las propiedades relativas multifásicas de ambos tipos de fluidos dependen mucho más de los cambios en la presión capilar, el ángulo de contacto o la tensión superficial, el sistema no presenta un cambio drástico. Sin embargo, como

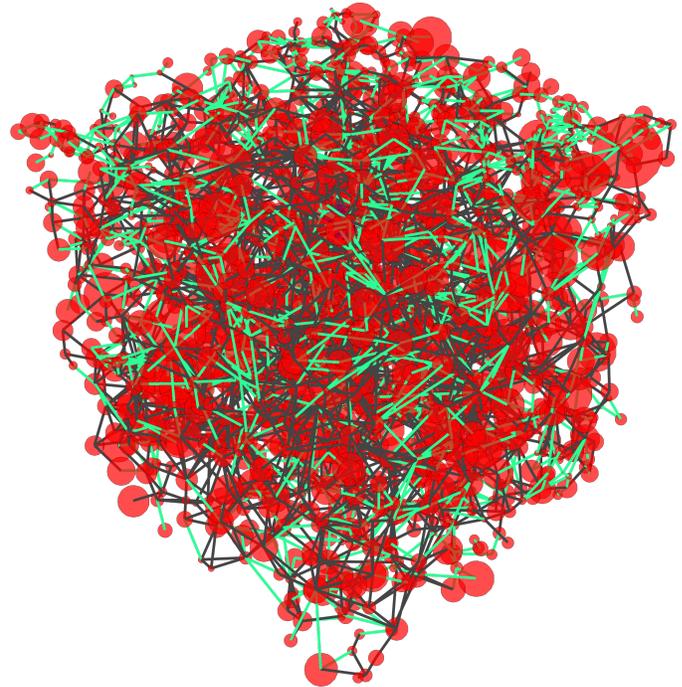


Figura 2. Modelo de red de poros de Sandstone S2.

se muestran en las Figuras 4 y 5, el perfil de flujo inmisible para este sistema presenta un cambio considerable.

De manera preliminar a nivel de simulación microporo, este resultado puede tener importantes implicaciones para las estrategias de recuperación mejorada en yacimientos petroleros. Una intersección más baja durante la inyección de polímero indica una menor movilidad del agua en relación con el petróleo, lo que podría resultar en una eficiencia mejorada en el desplazamiento del petróleo dentro del yacimiento. Por lo tanto, estos resultados sugieren que la inyección de polímeros puede ser una estrategia efectiva para mejorar la recuperación de petróleo al reducir la movilidad del agua y mejorar así el desplazamiento del petróleo en el yacimiento.

En el caso de la inyección de agua, los resultados muestran que lo que la movilidad del polímero está desplazando

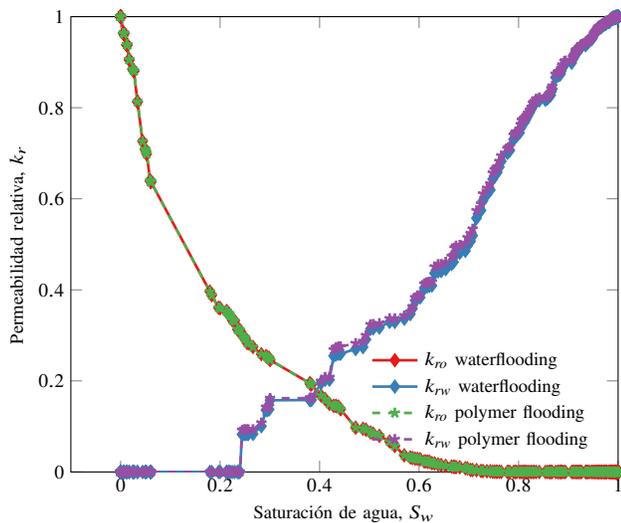


Figura 3. Permeabilidades relativas de los dos sistemas.

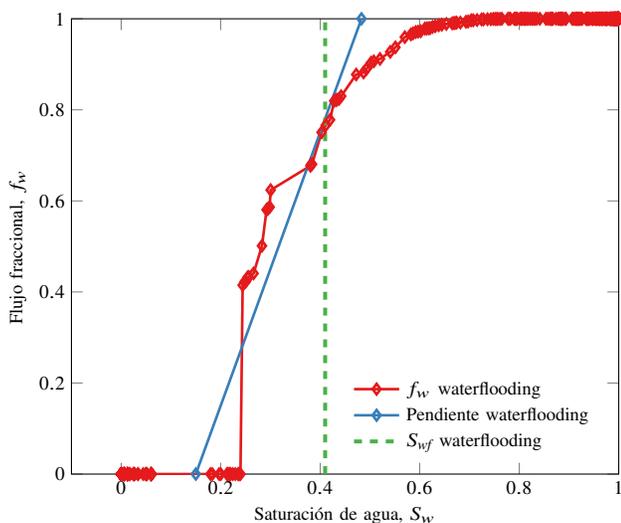


Figura 4. Resultados de la simulación de un waterflooding normal. La intersección de la saturación de agua final es 0.68.

eficientemente al petróleo en comparación con el caso de la inyección de agua, donde la intersección es ligeramente menor. Esta diferencia puede atribuirse a las variaciones en la viscosidad del fluido inyectado. En cuanto al punto de ruptura se observa una variación favorable en la inyección de polímeros con respecto a la inyección de agua, es decir, el tiempo en el que se llega al punto de ruptura en la inyección de polímero es mayor, por ende la recuperación de petróleo es mayor.

B. Escalamiento de Variables para Simulación de Reservorios

La simulación de los efectos de las propiedades microscópicas del flujo multifásico de fluidos en redes de poros permite la obtención de la porosidad, permeabilidad, presión capilar, permeabilidad relativa, y flujo fraccional; empleados frecuentemente como valores establecidos para la simulación de

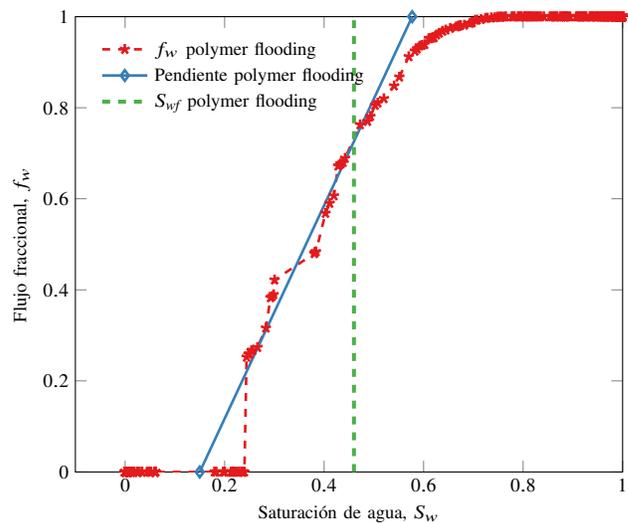


Figura 5. Resultados de la simulación de polymer flooding. La intersección de la saturación de agua final es 0.81.

reservorios. Como se muestra en [20], las variables obtenidas a través de la simulación en redes de poros pueden ser empleadas satisfactoriamente en los procesos de simulación de reservorios. Al ser dependientes de los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas empleando las técnicas de inyección de fluidos, el uso de las redes de poros propone una solución más rápida e igualmente precisa. Sin embargo, para poder emplear los resultados, es necesario emplear técnicas de esclamamiento sobre las grillas representativas del reservorio. Algunas de estas técnicas emplean procesos de ponderación, métodos numéricos, funciones de normalización, etc. Estas técnicas no son perfectamente precisas pero predicen las propiedades de flujo en escalas mas grandes, como la escala de núcleos, y también son capaces de obtener representaciones basadas en la física de lo que realmente sucede en la roca.

VI. CONCLUSIONES

- Asumiendo que durante inyección en ambos escenarios antes del breakthrough, en la inyección de agua se tuvo un incremental de 33.3 % y en la inyección de polímeros 42.7 % del factor de recobro.
- La recuperación estimada en la inyección de polímeros es un 28 % mayor comparado con la inyección de agua, y se presenta un cambio de la pendiente del avance del fluido mojante a través de la red de poros cuando se simula la inyección del polímero.
- Se asume para la simulación hecha en OpenPNM un desplazamiento uniforme tipo pistón, donde se desprecian la presión capilar, y la gravedad, las cuales son tomadas en cuenta en el laboratorio, por ello puede existir una variación si se realiza la prueba en un laboratorio, pero para efectos iniciales se está empezando con la simulación a nivel microporo.
- Se ha desarrollado una herramienta eficaz que permite la obtención de variables macroscópicas que pueden ser

escaladas para emplearse en pruebas de simulación de reservorios y evaluar el avance real de la inyección.

REFERENCIAS

- [1] British Petroleum. (2022) Bp energy outlook. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf>
- [2] Dirección General de Hidrocarburos, “Libro anual de recursos de hidrocarburos 2019;” Ministerio de Energía y Minas, Tech. Rep., 09 2021. [Online]. Available: https://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=5&idPublicacion=640
- [3] G. Thyne and P. Gamage, “Evaluation of the effect of low salinity waterflooding for 26 fields in wyoming;” in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 2011.
- [4] D. Alaigba, O. Oduwa, I. Ohenhen, and O. Olafuyi, “Optimized salinity water flooding as an improved oil recovery ior scheme in the niger delta;” in *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. OnePetro, 2020.
- [5] E. Pooryousefy, Q. Xie, Y. Chen, A. Sari, and A. Saeedi, “Drivers of low salinity effect in sandstone reservoirs;” *Journal of Molecular Liquids*, vol. 250, pp. 396–403, 2018.
- [6] F. Liu and M. Wang, “Review of low salinity waterflooding mechanisms: Wettability alteration and its impact on oil recovery;” *Fuel*, vol. 267, p. 117112, 2020.
- [7] J. Sevin and E. V. Ortega, “Realising eor’s actual potential;” *OPEC Energy Review*, vol. 40, no. 1, pp. 26–35, 2016.
- [8] A. A. da Costa, J. Soares, P. Rocha, G. Costa, and M. Embiruçu, “An experimental evaluation of low salinity water mechanisms in a typical brazilian sandstone and light crude oil with low acid/basic number;” *Fuel*, vol. 273, p. 117694, 2020.
- [9] D. A. Wood and B. Yuan, “Low-salinity water flooding: from novel to mature technology;” in *Formation Damage During Improved Oil Recovery*. Elsevier, 2018, pp. 21–67.
- [10] *Use of Dynamic Pore Network Modeling to Improve Our Understanding of Experimental Observations in Viscous Oil Displacement by Polymers*, ser. SPE Improved Oil Recovery Conference, 08 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.2118/200387-MS>
- [11] M. Poshtpanah, A. Darvish Sarvestani, H. Mahani, and B. Rostami, “Pore-scale insights into in-situ mixing control by polymer-enhanced low-salinity waterflooding (pels);” *Transport in Porous Media*, vol. 150, no. 1, pp. 45–69, 2023.
- [12] W. Gong, Y. Liu, C. Xi, G. Yang, Y. Ju, and M. Wang, “Dynamic characterization of residual oil during long-term waterflooding experiments in heterogeneous porous structures;” *Fuel*, vol. 356, p. 129567, 2024.
- [13] E. G. Martinez-Mendoza, M. A. Diaz-Viera, M. Coronado, and A. T. Mendoza-Rosas, “Capillary pressure and relative permeability estimation for low salinity waterflooding processes using pore network models;” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 182, p. 106253, 2019.
- [14] J. Gostick, M. Aghighi, J. Hinebaugh, T. Tranter, M. A. Hoeh, H. Day, B. Spellacy, M. H. Sharqawy, A. Bazylak, A. Burns *et al.*, “Openpnm: a pore network modeling package;” *Computing in Science & Engineering*, vol. 18, no. 4, pp. 60–74, 2016.
- [15] Imperial College London, “Imperial College Consortium on Pore-Scale Modelling;” 2014, data set.
- [16] J. Hou, “Network modeling of residual oil displacement after polymer flooding;” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 59, no. 3-4, pp. 321–332, 2007.
- [17] P. J. Carreau, “Rheological Equations from Molecular Network Theories;” *Transactions of The Society of Rheology*, vol. 16, no. 1, pp. 99–127, 03 1972, doi: 10.1122/1.549276.
- [18] A. Rodríguez de Castro and B. Goyeau, “A pore network modelling approach to investigate the interplay between local and darcy viscosities during the flow of shear-thinning fluids in porous media;” *Journal of Colloid and Interface Science*, vol. 590, pp. 446–457, 2021, doi: 10.1016/j.jcis.2021.01.081.
- [19] S. Buckley and M. Leverett, “Mechanism of Fluid Displacement in Sands;” *Transactions of the AIME*, vol. 146, no. 01, pp. 107–116, 12 1942, doi: 10.2118/942107-G.
- [20] F. Bashtani, “Scale Up of Pore Level Flow Properties; Application in Wellbore Modelling Containing Inflow Control Devices;” PhD dissertation, Schulich School of Engineering, 2021, doi: 10.11575/PRISM/39194.