

ESTUDIO DEL IMPACTO DEL CAMBIO DE LA SALINIDAD  
EN UN PROCESO DE *LSWF* EN LAS CURVAS DE  
PRESIÓN CAPILAR Y PERMEABILIDADES RELATIVAS  
MEDIANTE LA MODELACIÓN DEL FLUJO Y EL  
TRANSPORTE A ESCALA DE RED DE PORO

Edgar Giovani Martínez Mendoza  
Dr. Martín Alberto Díaz Viera



Instituto Mexicano del Petróleo  
Dirección de Investigación en Exploración y Producción  
Eje Central Lázaro Cárdenas 152 Norte  
Col. San Bartolo Atepehuacan  
Delegación Gustavo A. Madero  
07730 Ciudad de México

Proyecto de investigación D.61057  
Gerencia de Ingeniería de Recuperación Adicional  
RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS CARBONATADOS  
MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON DIFERENTES COMPOSICIONES

27 de septiembre de 2018

# Índice general

Índice general	II
Lista de figuras	III
Lista de tablas	IV
Nomenclatura	V
Introducción	1
<b>1. Modelo de flujo y transporte</b>	<b>2</b>
1.1. Modelo conceptual . . . . .	2
1.2. Modelo matemático . . . . .	4
1.3. Modelo numérico . . . . .	4
1.4. Modelo computacional . . . . .	5
1.5. Validación del modelo . . . . .	6
1.5.1. Datos empleados en la validación . . . . .	6
1.5.2. Resultados . . . . .	6
<b>2. Metodología para simular <i>LSWF</i> mediante redes de poros</b>	<b>8</b>
<b>3. Técnica tradicional para estimar curvas de presión capilar</b>	<b>11</b>
3.1. Descripción de los sistemas . . . . .	11
3.2. Transformación de los datos de presión capilar . . . . .	12
3.3. Ajuste de la presión capilar a partir de valores experimentales . . . . .	12
3.3.1. Sistema O-W . . . . .	13
3.3.2. Sistema O-W2 . . . . .	15
<b>4. Simulación del proceso <i>LSWF</i> mediante un modelo de red de poros</b>	<b>18</b>
4.1. Caso carbonato C2-Bedford . . . . .	18
4.1.1. Modelo de red de poros . . . . .	19
4.1.2. Fluidos . . . . .	20
4.1.3. Presión capilar . . . . .	20
4.1.4. Permeabilidad relativa . . . . .	22
4.1.5. Análisis de resultados . . . . .	23
4.2. Caso carbonato C2-Yousef . . . . .	24

4.2.1. Modelo de red de poros . . . . .	24
4.2.2. Fluidos . . . . .	25
4.2.3. Presión capilar . . . . .	26
4.2.4. Permeabilidad relativa . . . . .	27
4.2.5. Análisis de resultados . . . . .	29
<b>5. Conclusiones</b>	<b>30</b>
<b>A. Ecuaciones constitutivas</b>	<b>31</b>
A.1. Algunos conceptos . . . . .	31
A.2. Transformación de los datos de presión capilar aire-mercurio al sistema agua-aceite .	31
A.3. Presión capilar . . . . .	32
A.4. Cálculo de permeabilidades relativas . . . . .	33
<b>Bibliografía</b>	<b>38</b>

# Índice de figuras

1.1.	Esquema de poros (rojo) interconectados por gargantas (azul). . . . .	2
1.2.	Comparación de las soluciones semi-analítica y computacional del problema inyección de un escalón para diferentes pasos de tiempo $\Delta t$ . . . . .	7
2.1.	Metodología empleada para el estudio de la inyección de agua de baja salinidad mediante el enfoque de red de poros. . . . .	10
3.1.	Curva de presión capilar para el sistema O-W . . . . .	14
3.2.	Ajustes obtenidos en gráfico log-log para el sistema O-W. . . . .	15
3.3.	Curva de presión capilar para el sistema O-W2 . . . . .	16
3.4.	Ajustes obtenidos en gráfico log-log para el sistema O-W2. . . . .	17
4.1.	Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad para la muestra C2-Bedford. . . . .	20
4.2.	Ajuste de curvas de presión capilar para el inicio y final de la etapa de recuperación mejorada de aceite en la muestra C2-Bedford. . . . .	21
4.3.	Curvas de permeabilidad relativa para el caso C2-Bedford . . . . .	22
4.4.	Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa para el caso C2-Bedford . . . . .	23
4.5.	Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad. . . . .	26
4.6.	Ajuste de curvas de presión capilar para el inicio y final de la etapa de recuperación mejorada de aceite en la muestra C2-Yousef. . . . .	27
4.7.	Curvas de permeabilidad relativa para inicio y término del proceso de inyección de agua de baja salinidad en la muestra C2-Yousef . . . . .	28
4.8.	Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa para el caso C2-Yousef . . . . .	29

# Índice de tablas

1.1. Datos empleados en la validación. . . . .	6
1.2. Error [%] de la comparación de la solución semi-analítica y la computacional. . . . .	7
3.1. Principales propiedades petrofísicas de la muestra de caliza Bedford. . . . .	12
3.2. Tensión interfacial y ángulo de contacto de los sistemas considerados. . . . .	12
3.3. Datos de presión capilar de la prueba de mercurio-aire. Presión en [Pa]. . . . .	13
3.4. Parámetros de ajuste para los modelos de presión capilar del sistema O-W. . . . .	13
3.5. Principales estadígrafos de $\log(p_c)$ del sistema O-W. . . . .	14
3.6. Errores de los ajustes del modelo de presión capilar para el sistema O-W. . . . .	15
3.7. Parámetros de ajuste para los modelos de presión capilar del sistema O-W2. . . . .	16
3.8. Principales estadígrafos de $\log(p_c)$ del sistema O-W2. . . . .	17
3.9. Errores de los ajustes del modelo de presión capilar para el sistema O-W2. . . . .	17
4.1. Propiedades consideradas en el problema de flujo y transporte. . . . .	19
4.2. Descripción del modelo de red de poros para el caso C2-Bedford. . . . .	19
4.3. Propiedades de los fluidos considerados en la simulación del caso C2-Bedford. . . . .	20
4.4. Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey para el caso C2-Bedford. . . . .	21
4.5. Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste para el caso C2-Bedford. . . . .	23
4.6. Propiedades reportadas por <a href="#">Yousef et al. [2011]</a> las cuales son consideradas en el caso C2-Yousef. . . . .	24
4.7. Descripción del modelo de red de poros para el caso C2-Yousef. . . . .	25
4.8. Propiedades de los fluidos considerados en la simulación del caso C2-Yousef. . . . .	25
4.9. Análisis geoquímico de los fluidos. . . . .	26
4.10. Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey para el caso C2-Yousef. . . . .	27
4.11. Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste para el caso C2-Yousef. . . . .	29

# Nomenclatura

## Subíndices

- a* .... Aire
- c* .... Capilar, presión
- e* .... Efectivo
- g* .... Parámetro de escalamiento
- Hg* .. Mercurio
- i* .... Poro
- ij* ... Garganta
- in* ... Entrada, condición
- inlet* Frontera de entrada
- iny* .. Inyección
- nw* .. Fluido no mojante
- o* .... Aceite
- outlet* Frontera de salida
- r* .... Residual, saturación
- rnw* . Relativa al fluido no mojante, permeabilidad
- rw* .. Relativa al fluido mojante, permeabilidad
- sim* . Simulación, tiempo
- t* .... Entrada, presión
- w* .... Fluido mojante

## Símbolos griegos

- $\alpha$  .... Parámetro de ajuste
- $\gamma$  .... Constante
- $\lambda$  .... Índice que caracteriza la distribución del tamaño de poro
- $\phi$  .... Porosidad
- $\sigma$  .... Tensión interfacial
- $\theta$  .... Ángulo de contacto

## Símbolos

- A* .... Área de la sección transversal
- a* .... Constante
- c* .... Concentración masa

$D$	...	Difusividad
$HS$	..	Alta salinidad ( <i>High Salinity</i> )
$I$	....	Índices
$k$	....	Permeabilidad
$l$	....	Longitud
$LS$	..	Baja salinidad ( <i>Low Salinity</i> )
$m$	...	Parámetro de ajuste
$N$	...	Total de poros en la red
$n$	....	Parámetro de ajuste
$O$	...	Aceite de interés
$p$	....	Presión
$q$	....	Flujo volumétrico
$s$	....	Saturación
$t$	....	Tiempo
$V$	...	Volumen
$W$	...	Agua de formación
$W2$	..	Agua de formación diluida al 50 %
$z$	....	Número de coordinación

# Introducción

La inyección de agua de baja salinidad es un método de recuperación mejorada de petróleo (*Low Salinity WaterFlooding* o *LSWF*, por sus siglas en inglés), también conocido como inyección inteligente de agua (*smartflooding* o *smart water*), el cual está retomando un gran auge en la industria debido a los resultados prometedores. El creciente interés en esta técnica radica en la mejora del barrido de petróleo, mediante la inyección de agua con concentraciones de sal menores a la del agua de formación. Una consideración general es que el *LSWF*, con concentraciones menores a 4000 ppm, cambia la mojabilidad del yacimiento de una mojabilidad mixta a una más mojable por agua [Fredriksen et al., 2016]. En estudios con areniscas existe la alteración de mojabilidad de las arcillas; hay un cambio a un estado preferentemente mojado por agua. Durante *LSWF*, la alteración de la mojabilidad es generalmente detectada mediante cambios indirectos en las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar. Un decremento en la permeabilidad relativa y un incremento en la caída de presión indican que las partículas liberadas (finos) mejoran el barrido microscópico, ya que las gargantas de poro son bloqueadas y se genera flujo divergente dentro de zonas no-barridas. En el caso de carbonatos los mecanismos y efectos predominantes de este método no han sido completamente establecidos. [Fredriksen et al., 2016].

En este trabajo, se considera el enfoque de red de poros, el cual permite el estudio de las fuerzas capilares y de la mojabilidad sobre parámetros de flujo y transporte. El enfoque de red de poros discretiza la estructura interna del medio a través de formas geométricas regulares. En principio, la estructura interna se constituye de poros y gargantas. Los poros se definen como los espacios vacíos más grandes del medio que son conectados por caminos más estrechos llamados gargantas. Posteriormente, se establecen conceptos y modelos físico-matemáticos para el estudio de diferentes fenómenos que impliquen la interacción de una o más fases (sólidos o fluidos), principalmente. Por ejemplo, los poros y gargantas tienen tamaños del orden de micras ( $1 \times 10^{-6}[m]$ ), pero estableciendo el fenómeno de flujo en una gran cantidad de estos elementos de red, se pueden determinar propiedades macroscópicas, tales como: permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa, propiedades eléctricas, presión capilar, entre otras [Martínez-Mendoza, 2016].

Uno de los objetivos de este reporte es el de observar el impacto de la inyección de agua de baja salinidad sobre la presión capilar y permeabilidad relativa. Para ello se establece un modelo de flujo y transporte, el cual permite calcular los estados de concentraciones efectivas (salinidad efectiva), bajo estado transitorio, en una red de poros que discretiza una sección de muestra de roca. A partir de estos valores, se estiman estados de mojabilidad (ángulos de contacto) y, posteriormente, curvas de presión capilar y permeabilidad relativa.

# Capítulo 1

## Modelo de flujo y transporte

En este trabajo, se establece un modelo general de flujo y transporte en medios porosos para el enfoque de modelos de red porosa. En el enfoque de modelos de red de poros, el transporte se modela a través de ecuaciones de balance de masa para cada elemento de la red (es decir, poros y gargantas). La **Figura 1.1** presenta un esquema de la conexión de poros mediante gargantas en un modelo de red de poros.

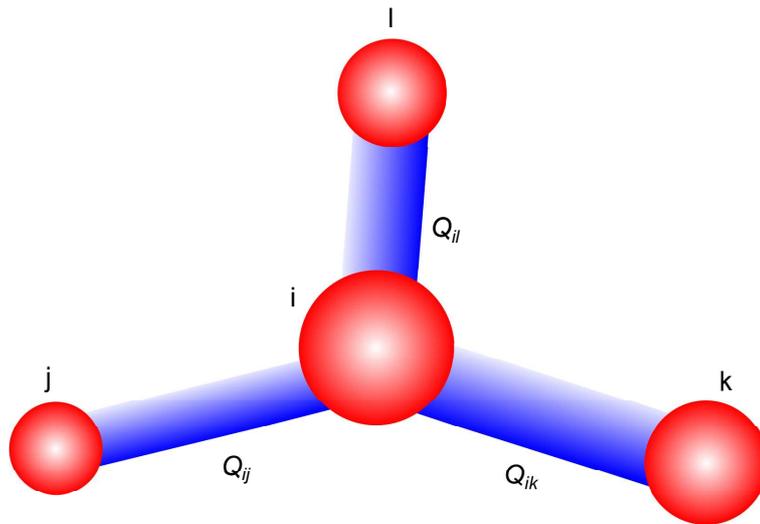


Figura 1.1: Esquema de poros (rojo) interconectados por gargantas (azul).

A continuación se presentan la formulación del modelo de flujo y transporte para el enfoque de redes de poros.

### 1.1. Modelo conceptual

La formulación del modelo de flujo y transporte para redes de poros parte del enfoque sistemático para la modelación de sistemas continuos. En general, se considera el modelo de transporte de solutos para el caso en donde los poros y gargantas conforman un volumen de control.

## Hipótesis generales sobre el medio poroso

- El medio poroso está constituido por poros que son conectados por caminos más estrechos llamados gargantas.
- Inicialmente, el medio poroso está completamente ocupado por una fase fluida.
- Pueden coexistir hasta dos fases fluidas dentro del medio.
- Cada fase contiene sólo a un componente disuelto en la misma.
- Puede existir intercambio de masa del tipo fase fluida-componente, fase fluida-matriz y componente-matriz.
- Pueden existir reacciones del tipo fase fluida-componente, fase fluida-matriz y componente-matriz.

## Hipótesis generales para el modelo de red de poros

- El medio poroso se representa por una red de poros interconectados mediante gargantas.
- El modelo de red de poros discretiza la morfología del medio poroso, la cual se conforma por la estructura interna (geometría de poros y gargantas) y la topología (forma en la que el medio está conectado).
- Una red es un conjunto de nodos localizados en el espacio, los cuales se pueden entrelazar mediante enlaces.
- Los nodos sustentan a los poros, mientras que los enlaces a las gargantas.
- Los poros y gargantas se discretizan mediante cuerpos geométricos.

## Hipótesis generales para flujo

- El flujo a través de la red es bajo condiciones saturadas.
- El flujo es de tipo laminar, newtoniano, de una fase y en una sola dirección.
- Se considera flujo en estado estacionario e incompresible.
- Existe un campo de flujo en la red tras imponer un gradiente de presión entre dos fronteras opuestas de la red.
- El flujo volumétrico,  $q$ , a través de una garganta dada, se describe por la ecuación de Hagen-Poiseuille.

## Hipótesis generales para transporte

- Cada elemento de la red (poros y gargantas) se considera como un volumen de control.
- El transporte es monocomponente.
- Existe una componente disuelta en la fase fluida descrita por una concentración efectiva.
- Los efectos de advección, difusión y de reacción se consideran tanto en poros como en gargantas.
- El gradiente de la concentración del componente, dentro de los poros y gargantas, es lineal (concentraciones uniformes).
- Se consideran mezclas perfectas tanto en poros como en gargantas (concentraciones uniformes).

## 1.2. Modelo matemático

El modelo de transporte advectivo-difusivo, para poros y gargantas de una red de poros, acoplado con flujo está formado por el sistema de ecuaciones siguientes.

### · Para poros

$$V_i \frac{dc_i}{dt} + \sum_{j \in I_i} q_{ij} c_i - \sum_{j \in I_i} q_{ij} c_{ij} = \sum_{j \in I_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij} - c_i}{l_{ij}}, \quad \forall i \in [1, N] \quad (1.1)$$

En esta expresión,  $V_i$  es el volumen del poro,  $c_i$  es la concentración de componente disuelta en el poro  $i$ ,  $q_{ij}$  es el flujo volumétrico a lo largo de la garganta  $ij$  y  $c_{ij}$  es la concentración dentro de la garganta. El término  $D_e$  es la difusividad efectiva,  $A_{ij}$  y  $l_{ij}$  son el área de la sección transversal y la longitud de la garganta  $ij$ , respectivamente. El número de coordinación del poro  $i$  es  $z_i$ , el total de poros en la red es  $N$ , e  $I_i$  son los índices de los poros conectados al poro  $i$  a través de una garganta  $ij$ .

### · Para gargantas

$$V_{ij} \frac{dc_{ij}}{dt} + q_{ij} c_i + q_{ij} c_j - 2q_{ij} c_{ij} = D_e A_{ij} \frac{c_i - c_{ij}}{l_{ij}} + D_e A_{ij} \frac{c_j - c_{ij}}{l_{ij}}, \quad \forall i \in [1, N] \quad (1.2)$$

Donde  $V_{ij}$  es el volumen de la garganta,  $c_{ij}$  es la concentración de la componente dentro de la garganta  $ij$ ,  $q_{ij}$  es el flujo volumétrico a lo largo de la garganta y  $c_j$  es la concentración de la componente dentro del poro  $j$ . El término  $D_e$  es la difusividad efectiva,  $A_{ij}$  y  $l_{ij}$  son el área de la sección transversal y la longitud de la garganta  $ij$ , respectivamente. El total de poros en la red es  $N$ .

La [Ec. 1.1](#) y la [Ec. 1.2](#) conforman el modelo matemático de flujo y transporte en un modelo de red de poros. Las condiciones inicial y de frontera para este modelo están dadas por:

$$c(I, t_0) = c_0 \quad (1.3)$$

$$c(I_{inlet}, t \geq t_0) = c_{inlet}$$

$$\left. \frac{dc}{dx} \right|_{I_{outlet}, t \geq t_0} = 0$$

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

## 1.3. Modelo numérico

En la solución numérica del modelo matemático, las aproximación de las derivadas temporales es de primer orden, bajo una discretización en diferencias finitas hacia atrás. Debido a esto, resulta

un esquema totalmente implícito en el tiempo.

$$\frac{dc}{dt} = \frac{c_i^t - c_i^{t-1}}{\Delta t} \quad (1.4)$$

La ecuación de transporte dentro de un poro, tras discretizar y agrupar términos, es:

$$c_i^{t-1} = c_i^t - \frac{\Delta t}{V_i} \left[ \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_{ij}^t - \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_i^t + \sum_{j \in I_i}^{z_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij}^t - c_i^t}{l_{ij}} \right] \quad (1.5)$$

De la misma manera, la discretización numérica de la ecuación de flujo y transporte para una garganta es:

$$c_{ij}^{t-1} = c_{ij}^t - \frac{\Delta t}{V_{ij}} \left[ q_{ij} c_i^t + q_{ij} c_j^t - 2q_{ij} c_{ij}^t + D_e A_{ij} \frac{c_i^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} + D_e A_{ij} \frac{c_j^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} \right] \quad (1.6)$$

Las condiciones inicial y de frontera para el modelo numérico son:

$$\begin{aligned} c_i &= c_0, \quad \forall i \in I_p, \quad t = t_0 \\ c_{ij} &= c_0, \quad \forall ij \in I_t, \quad t = t_0 \\ c_i &= c_{inlet}, \quad \forall i \in I_{inlet}, \quad t \geq t_0 \\ \sum_{j \in I_{outlet}}^{z_i} \frac{c_{ij}^t - c_i^t}{l_{ij}} &= 0, \quad t \geq t_0 \end{aligned} \quad (1.7)$$

Donde,  $I_p$  en  $I_t$  expresan los índices de poros y gargantas, respectivamente. Además,  $I_{inlet}$  e  $I_{outlet}$  son los índices de todos los poros que se encuentran en la frontera de entrada y salida, respectivamente.

## 1.4. Modelo computacional

El modelo de flujo y transporte fue implementado en *OpenPNM* 1.8. *OpenPNM* es un *framework* de código libre para la modelación de redes de poros, codificado en Python [Gostick et al., 2016]. Este software está diseñado para ser totalmente independiente de la topología y la dimensionalidad de la red mediante el uso de la teoría de grafos. Además, *OpenPNM* está diseñado para ser personalizado; es decir, los usuarios pueden escribir sus propios modelos de física a escala de poro y modelos de propiedades geométricas y termofísicas [Fazeli et al., 2016; Sadeghi et al., 2017; Tranter et al., 2016].

La implementación del modelo de flujo y transporte fue bajo el paradigma de orientación de objetos. Este trabajo se realizó en un equipo personal con sistema operativo *Ubuntu* de arquitectura de 64 bits y 4 GB de memoria RAM.

## 1.5. Validación del modelo

Van Genuchten and Alves [1982] presentan un conjunto de soluciones analíticas para la ecuación de transporte convectivo/dispersivo de solutos en una dimensión. En medios porosos, bajo ciertas condiciones, este problema es conocido como inyección de un escalón y su solución semi-analítica es:

$$c(x, t) = \begin{cases} c_0 + (c_{iny} - c_0)A(x, t) & 0 < t < t_{iny} \\ c_0 + (c_{iny} - c_0)A(x, t) - c_{iny}A(x, t) & t > t_{iny} \end{cases} \quad (1.8)$$

Donde  $c$  es la concentración del soluto,  $t_{iny}$  es el tiempo de inyección de la concentración  $c_{iny}$  y  $c_0$  es la concentración inicial. Además, el parámetro  $A$  está dado por:

$$A(x, t) = 1 - \sum_{m=1}^{\infty} \frac{2\beta_m \sin\left(\frac{\beta_m x}{L}\right) \exp\left[\frac{vx}{2D} - \frac{v^2 t}{4DR} - \frac{\beta_m^2 Dt}{L^2 R}\right]}{\left[\beta_m^2 + \left(\frac{vL}{2D}\right)^2 + \frac{vL}{2D}\right]} \quad (1.9)$$

Siendo que  $L$  es la longitud del dominio y  $\beta_m$  son las raíces positivas de la siguiente ecuación:

$$\beta_m \cot(\beta_m) + \frac{vL}{2D} = 0 \quad (1.10)$$

### 1.5.1. Datos empleados en la validación

Una red de poros de dimensión 10x1x1 (unidimensional) es considerada en la validación. Así mismo, se idealiza la inyección de agua a través de la red. En general, se establecen condiciones ideales para la validación [Martínez-Mendoza, 2018]. La [Tabla 1.1](#) resume las propiedades empleadas.

Tabla 1.1: Datos empleados en la validación.

Propiedad	Valor	Unidad
Concentración inicial $c_0$	0	ppm
Concentración de inyección $c_{iny}$	200	ppm
Longitud del dominio $L$	1E-03	m
Tiempo de inyección $s$	500/50/5	s
Tiempo final $t_f$	1000/100/10	s
Paso de tiempo $\Delta t$	1/0.1/0.01	s
Velocidad de inyección $v$	1.38E-04	m/s
Coefficiente de difusión $D$	2.06E-08	m <sup>2</sup> /s
Coefficiente de adsorción $R$	1	

### 1.5.2. Resultados

Para comparar los resultados obtenidos, se grafica el valor de concentración en la frontera de salida para los pasos de tiempo. En la [Figura 1.2](#) se puede apreciar la comparación de la simulación numérica y la solución semi-analítica para diferentes pasos de tiempo.

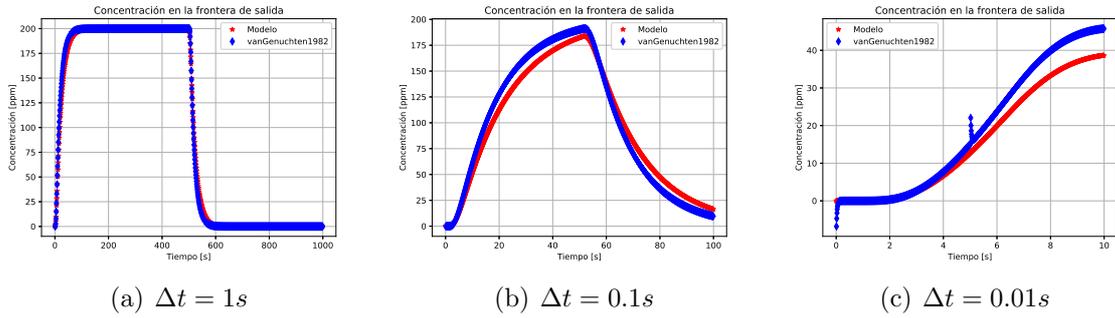


Figura 1.2: Comparación de las soluciones semi-analítica y computacional del problema inyección de un escalón para diferentes pasos de tiempo  $\Delta t$ .

Al disminuir el paso de tiempo, la solución del modelo propuesto se acerca aún más al valor de la solución semi-analítica. Sin embargo, la solución semi-analítica presenta errores asociados a discontinuidades de salto finito para  $\Delta t = 0.01$ . Esto es debido a que el sistema pasa de la condición inicial  $c_0$  a un valor resultado que es cercano a la condición de frontera  $c_{iny}$ , en un tiempo relativamente pequeño. Estas singularidades no se presentan en el modelo propuesto de flujo y transporte. No obstante, dado que las mezclas son perfectas y se descartan reacciones dentro de los poros y gargantas, este trabajo no requiere considerar pasos de tiempo por debajo de las milésimas de segundo [Martínez-Mendoza, 2018]. Finalmente, de los errores calculados (ver la [Tabla 1.2](#)), se concluye que el modelo es validado, dado que se pueden obtener valores aceptables a los resultados obtenidos por la solución semi-analítica.

Tabla 1.2: Error [%] de la comparación de la solución semi-analítica y la computacional.

$\Delta t$ [s]	Error absoluto	Error relativo	Error absoluto medio	Error cuadrático medio
1	12	812	0.56	2.58
0.1	5	777	2	8
0.01	6	475	1	2

## Capítulo 2

# Metodología para simular *LSWF* mediante redes de poros

En este trabajo, el estudio de la inyección de agua de baja salinidad conlleva evaluar el impacto que tienen la salinidad sobre la presión capilar y la permeabilidad relativa, las cuales son dos propiedades efectivas de flujo. Para este efecto, es importante establecer una física a escala de poro capaz de recrear el comportamiento de los procesos esperados. Además, la disposición de información para establecer el modelo de red de poros es crucial, la cual proviene de pruebas experimentales. El no contar con los suficientes datos de entrada para la red de poros conlleva a resultados espurios y no representativos. No obstante, en estos escenarios, la flexibilidad de la siguiente metodología permite manejar condiciones adversas y establecer líneas de trabajo auxiliares para el estudio [Martínez-Mendoza, 2018]. Es importante establecer que en todo momento la metodología de trabajo debe cumplir una consistencia y formalidad característicos de los métodos de investigación.

1. **Selección del caso de estudio:** recopilar toda la información necesaria que describa tanto a la muestra de roca como al método de recuperación. La principal fuente de información proviene de la caracterización de la muestra y de pruebas de laboratorio. Sin embargo, cuando no es posible obtener la mayor de la información de pruebas experimentales, considerar trabajos en literatura es una opción viable.
2. **Selección de la imagen y/o red extraída:** en el enfoque de red de poros, es crucial contar con una descripción a escala de poro de la muestra bajo estudio. Una imagen de alta resolución permitirá conocer los principales descriptores de la muestra (conectividad, tamaños de poros y gargantas, etc.) y, a partir de esta información, generar el modelo de red de poros. En la actualidad, algunos grupos de trabajo no solo buscan realizar el análisis de imágenes de muestras de roca, sino que extraen redes de poros a partir de las mismas [Blunt et al., 2013; Ebrahimi et al., 2013; Gostick, 2017; Rabbani et al., 2014; Song et al., 2016; Yi et al., 2017].
3. **Modelo de red de poros:** la red es generada a partir de la información obtenida en la caracterización de la muestra o a partir de técnicas de imagen. El modelo debe de recrear propiedades petrofísicas de la muestra bajo estudio, esto con el fin de garantizar la representación del medio.
4. **Flujo a través de la red:** a partir de la física a escala de poro, se resuelve el método de flujo en una fase a través de la red. Tras resolver el problema de flujo, se obtiene el campo de

presión en la red. Esto permite conocer el valor de presión en cada poro y, por consiguiente, las tasas de flujo en las gargantas de la red.

5. **Transporte a través de la red:** a partir del campo de presión calculado, se resuelve el problema de transporte en la red. Como resultado, se obtiene un campo de concentración, para diferentes tiempos de simulación, en donde se especifica el valor de concentración para cada poro y garganta. Dado que no se considera que el transporte afecte al flujo, el campo de presión se calcula sólo una vez.
6. **Estimación de ángulos de contacto:** para evaluar los efectos de la salinidad sobre la mojabilidad, en cada paso de tiempo, se calcula el ángulo de contacto de cada garganta mediante una relación lineal.
7. **Curvas de presión capilar:** dado que se conocen diferentes estados de mojabilidad en la red (ángulos de contacto), en cada paso de tiempo se realiza el algoritmo de drene primario, en donde el aceite de interés es el fluido invasor. Tras determinar la secuencia de invasión, se estiman las curvas de presión capilar.
8. **Curva de permeabilidad relativa:** se calculan las curvas de permeabilidades relativas a partir de la secuencia de invasión y de un modelo para conjunto de capilares.

El problema de flujo considera la ecuación de Hagen-Poiseuille (Ec. 2.1) y un balance de masa (Ec. 2.2) para cada elemento de la red. En desplazamiento inmisible (drene primario), se considera el enfoque de percolación de invasión con entrapamiento, siendo la presión capilar el discriminante en la generación del clúster percolante. El modelo de Young-Laplace (Ec. 2.3) es seleccionado para el cálculo de presión capilar en las gargantas. Para esto, se considera viscosidad y ángulo de contacto constantes.

Hagen-Poiseuille

$$Q = -\frac{\pi R^4 \Delta p}{8\mu L} \quad (2.1)$$

Balance de masa

$$\sum_{j=1}^n q_{ij} = 0 \quad (2.2)$$

Young-Laplace

$$p_c = -\frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2.3)$$

Donde  $\mu$  es la viscosidad del fluido,  $\sigma$  es la tensión interfacial y  $\theta$  es el ángulo de contacto.

De la simulación de flujo y transporte se obtienen estados de concentración para cada paso de simulación. El modelo de flujo y transporte propuesto permite obtener valores de concentración en cada poro y garganta de la red, lo cual proporciona una forma para estudiar el impacto de la salinidad en propiedades efectivas de flujo, tales como la presión capilar y la permeabilidad relativa.

La evaluación de los efectos de la salinidad sobre la mojabilidad, en cada paso de tiempo, conlleva a calcular el ángulo de contacto de cada garganta mediante una relación lineal. Esta expresión muestra que un decremento en la concentración puede alterar favorablemente la mojabilidad

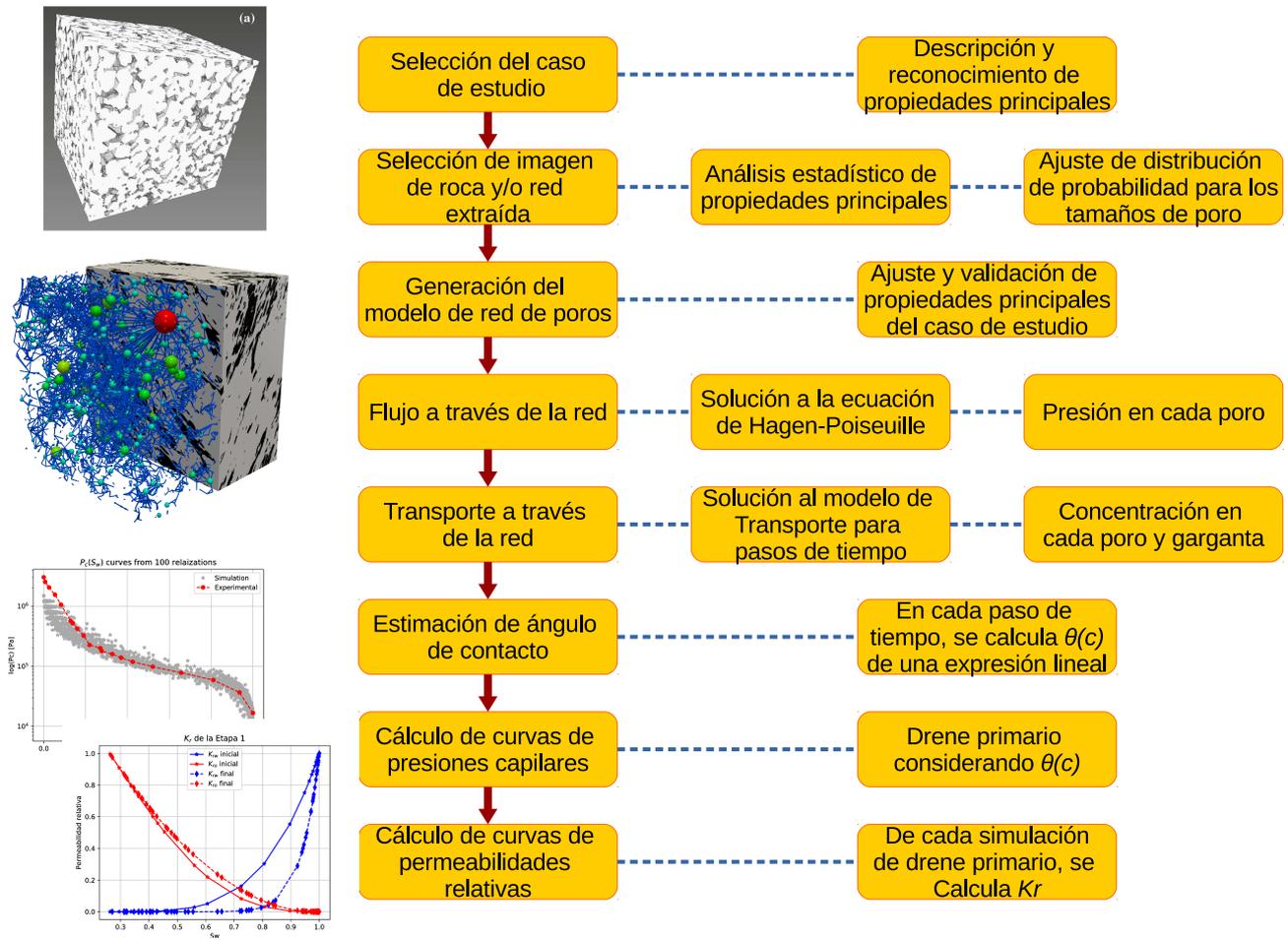


Figura 2.1: Metodología empleada para el estudio de la inyección de agua de baja salinidad mediante el enfoque de red de poros.

[Aladasani et al., 2014].

$$\theta(c) = \theta^{HS} - \frac{c - c^{HS}}{c^{HS} - c^{LS}} (\theta^{HS} - \theta^{LS}) \quad (2.4)$$

En esta ecuación,  $\theta^{HS}$  es el ángulo de contacto a concentración de alta salinidad,  $c^{HS}$ , y  $\theta^{LS}$  es el ángulo de contacto para condiciones de baja salinidad,  $c^{LS}$

## Capítulo 3

# Técnica tradicional para estimar curvas de presión capilar

En ingeniería de yacimientos petroleros, una técnica recurrente para obtener modelos de presión capilar a partir de información experimental es la transformación de datos experimentales. Esta técnica toma la información proveniente de un sistema roca-fluido dado y la transforma a un nuevo sistema con diferentes fluidos de interés.

### 3.1. Descripción de los sistemas

La caliza Beford o caliza Indiana pertenece a la formación Salem, en Indiana, Estados Unidos. Esta roca está formada prácticamente por esqueletos enteros o parciales. Se caracteriza por la cantidad de fósiles depositados y cementados de manera casi uniforme. Es pertinente destacar que la caliza Indiana es usada como una caliza estándar debido a sus características físicas homogéneas. El presente análisis considera datos de una prueba experimental de drene primario para un tapón de caliza Bedford (diámetro= 3.82 [cm] y longitud= 3.09 [cm]), en la cual se le inyecta mercurio. Los sistemas de interés los conforman un aceite, agua de formación y una salmuera. A continuación se presenta la nomenclatura que representa a los fluidos considerados.

- O: Aceite
- W: Agua de formación
- W2: Agua de formación al 50 %

Esta muestra fue empleada en una prueba experimental de drene primario, el cual es un desplazamiento inmisible. El drene es un proceso donde la saturación de la fase mojante se disminuye en un medio poroso. Se llama drene espontáneo si la presión capilar es negativa, y se denomina drene forzado cuando es positiva. El drene primario ocurre cuando el proceso comienza con una saturación de fase de mojante del 100 %. Por último, al ser la prueba experimental un trabajo a escala de laboratorio, la comparación de la recuperación de aceite bajo el enfoque de red de poros no es abordada. Las principales propiedades de la muestra de roca considerada en esta sección se presentan en la [Tabla 3.1](#).

Tabla 3.1: Principales propiedades petrofísicas de la muestra de caliza Bedford.

Propiedad	Valor	Unidad
Longitud ( $L$ )	0.0382	$m$
Diámetro ( $d$ )	0.0309	$m$
Porosidad ( $\phi$ )	0.147	$m^3/m^3$
Permeabilidad absoluta ( $k$ )	16-40	$mD$
Volumen total ( $V$ )	3.54E-05	$m^3$
Volumen de poros ( $PV$ )	5.21E-05	$m^3$
Coefficiente de difusión/dispersión	2.15E-09	$m^2/s$

### 3.2. Transformación de los datos de presión capilar

La información de una prueba de inyección de mercurio fue procesada con el fin de obtener una curva de presión capilar para un nuevo sistema de fluidos. Por lo regular, esta transformación, descrita en [A.2](#), es realizada cuando las pruebas de desplazamiento con nuevos fluidos de interés no están disponibles. La inyección de mercurio estima las presiones capilares en materiales porosos, a través de la invasión de mercurio a presiones incrementales en una muestra que no contiene alguna otra fase. Este proceso es conocido como drene primario, donde la fase mojante es el vacío en la muestra (aire), y la no mojante es el mercurio. El registro de las presiones y las saturaciones del fluido mojante  $s_w$  conforma la curva de presión capilar-saturación.

La [Tabla 3.3](#) muestra los valores de presión-saturación de la prueba experimental, para los sistemas de interés [Tabla 3.2](#). La [Tabla 3.3](#) resume los datos correspondientes a la transformación, en la primera columna se tabula la saturación de aire, en la segunda la presión capilar mercurio-aire, y en la tercera y cuarta columna la presión capilar O-W y la presión capilar O-W2, respectivamente.

Tabla 3.2: Tensión interfacial y ángulo de contacto de los sistemas considerados.

Propiedad	Hg-Aire	O-W	O-W2
$\sigma$ [ $mN/m$ ]	480	26.26	25.63
$\theta$ ( $^\circ$ )	140	28.03	32.19

### 3.3. Ajuste de la presión capilar a partir de valores experimentales

La mayoría de las veces, los trabajos experimentales de desplazamiento de fluidos para sistemas diferentes al mercurio-aire no realizan las mediciones de presión capilar. Un modelo de presión capilar es un parámetro importante en simulaciones de flujo a escala de laboratorio o yacimiento. Al no contar con este modelo, los investigadores se ven forzados a establecer modelos de presión capilar a partir de trabajos en literatura que cualitativamente son similares al problema bajo estudio. A continuación, se muestra la forma estándar para establecer un modelo de presión capilar a partir

Tabla 3.3: Datos de presión capilar de la prueba de mercurio-aire. Presión en [Pa].

$S_m$	$P_{C_{Hg-Aire}}$	$P_{C_{O-W}}$	$P_{C_{O-W2}}$
0.98	16622.27	1047.86	980.53
0.94	36549.38	2304.05	2156.00
0.88	58849.70	3709.86	3471.48
0.79	77766.73	4902.38	4587.37
0.72	98037.08	6180.21	5783.10
0.67	118307.42	7458.05	6978.83
0.64	138567.96	8735.26	8173.97
0.62	158838.31	10013.10	9369.70
0.59	179108.65	11290.93	10565.43
0.59	199379.00	12568.77	11761.15
0.56	224866.48	14175.49	13264.63
0.54	322932.98	20357.56	19049.47
0.53	420999.48	26539.63	24834.31
0.52	519065.98	32721.71	30619.15
0.51	568099.23	35812.74	33511.57
0.49	1058431.73	66723.11	62435.77
0.47	1548764.23	97633.48	91359.97
0.46	2039096.73	128543.84	120284.16
0.45	2529429.23	159454.21	149208.36
0.44	3019761.73	190364.57	178132.56

de datos transformados. Para introducir la presión capilar aceite-agua en el modelo computacional se usa el modelo de Brooks-Corey y el de van Genuchten [Brooks and Corey, 1964; Van Genuchten, 1980].

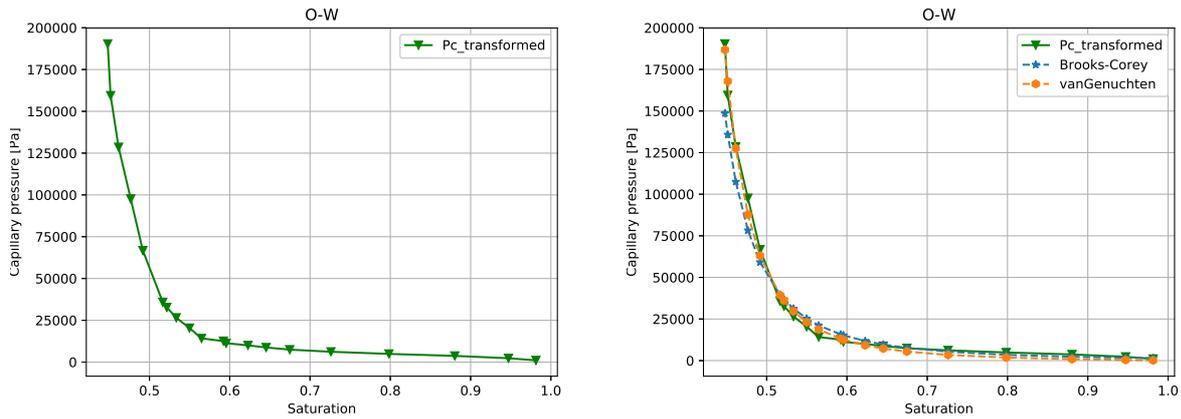
### 3.3.1. Sistema O-W

De la transformación de los datos de presión capilar, este sistema emula el desplazamiento inmisible de agua de formación por aceite, donde el fluido mojante es el agua de formación, y el no mojante el aceite. Los datos de presión-saturación para el sistema O-W se visualizan en la [Figura 3.1](#). Para el ajuste de los modelos de presión capilar se siguió el enfoque de mínimos cuadrados, y se realizó mediante las bibliotecas de *scipy*, en *Python 3*. En este calculo, la saturación de aceite residual y la saturación de agua residual fueron establecidos como valores conocidos ( $s_{wr} = 0.3533$  y  $s_{or} = 0.6072$ ), en ambos modelos  $p_c(s_w)$ . La [Tabla 3.4](#) presenta los parámetros de ajuste obtenidos.

Tabla 3.4: Parámetros de ajuste para los modelos de presión capilar del sistema O-W.

Coficiente	Brooks-Corey	van Genuchten
Pt/Pg [Pa]	1405.59	779.38
$\lambda/m$	0.4122	0.2596
n	—	1.3506
$s_{wr}$	0.3533	0.3533
$s_{or}$	0.6072	0.6072
Pearson	-0.9847	-0.6442
Spearman	-1	-1

En la **Figura 3.1** el eje horizontal es la saturación del agua de formación. Esta empieza a partir de un valor  $s_w = 0.44$ , debido a que por debajo de este valor no es posible aumentar la saturación de aceite. Asimismo, a partir de una saturación de agua de 0.98 no es posible disminuir la saturación de aceite. La presión capilar disminuye conforme la saturación de agua aumenta. La presión máxima del sistema es de 190 [kPa].



(a) Curva de presión capilar transformada a partir del sistema aire-mercurio. (b) Ajuste del modelo de presión capilar para el sistema O-W.

Figura 3.1: Curva de presión capilar para el sistema O-W obtenida a partir de la transformación de los datos experimentales de un sistema mercurio-aire; (a) curva de color verde. Dos modelos  $p_c(s_w)$  fueron ajustados a la curva obtenida; (b) Brooks-Corey en azul y van Genuchten en naranja.

Un análisis exploratorio fue realizado para el logaritmo de los datos de presión capilar provenientes de la transformación y de los modelos ajustados (ver **Tabla 3.5**). De acuerdo con el valor mínimo, de mediana y máximo, la información de las diferentes fuentes (transformación, Brooks-Corey y van Genuchten) poseen un comportamiento estadístico similar. No obstante, de acuerdo con el valor de la varianza, los datos del modelo Brooks-Corey recrean una tendencia más afín al de los datos transformados.

Tabla 3.5: Principales estadígrafos de  $\log(p_c)$  del sistema O-W.

Estadígrafo	Pc-transformed	Brooks-Corey	vanGenuchten
N	20	20	20
Mínimo	3.02	3.17	2.20
Primer cuartil	3.85	3.84	3.68
Mediana	4.12	4.26	4.19
Media	4.23	4.231	4.09
Tercer cuartil	4.62	4.64	4.64
Máximo	5.27	5.17	5.27
Rango	2.25	1.99	3.06
Rango intercuartil	0.76	0.79	0.96
Varianza	0.39	0.37	0.73
Desviación estándar	0.62	0.61	0.85
Asimetría	0.05	-0.20	-0.66
Curtosis	-0.60	-0.89	-0.09

Para discernir el modelo ajustado que mejor representa a los datos transformados se determina el error de los datos. Los errores se presentan en la [Tabla 3.6](#), y se concluye que el modelo Brooks-Corey es el que mejor se ajusta a los datos transformados del sistema O-W. Esta característica se observa en un gráfico  $\log(p_c) - \log(s_e)$ , donde  $s_e$  es la saturación efectiva (ver [A.3](#)). La [Figura 3.2](#) muestra que el modelo Brooks-Corey sigue una tendencia similar a la de los datos transformados, en el rango de  $s_e$ . En contraste, el modelo de van Genuchten se separa de la tendencia objetivo cuando  $s_e \rightarrow 0$ .

Tabla 3.6: Errores de los ajustes del modelo de presión capilar para el sistema O-W.

Error	Brooks-Corey	vanGenuchten
Absoluto	0.2858	0.8127
Medio absoluto	0.0945	0.1808
Cuadrático medio	0.0112	0.0972
Relativo	0.0576	0.2691

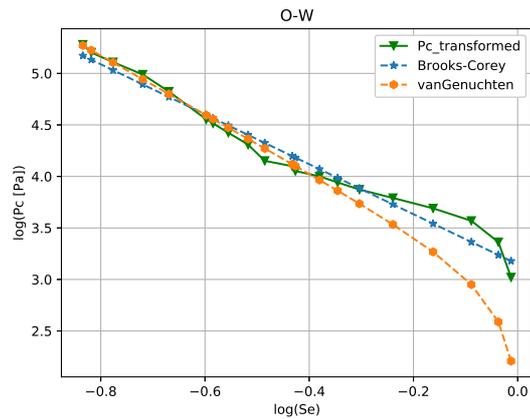
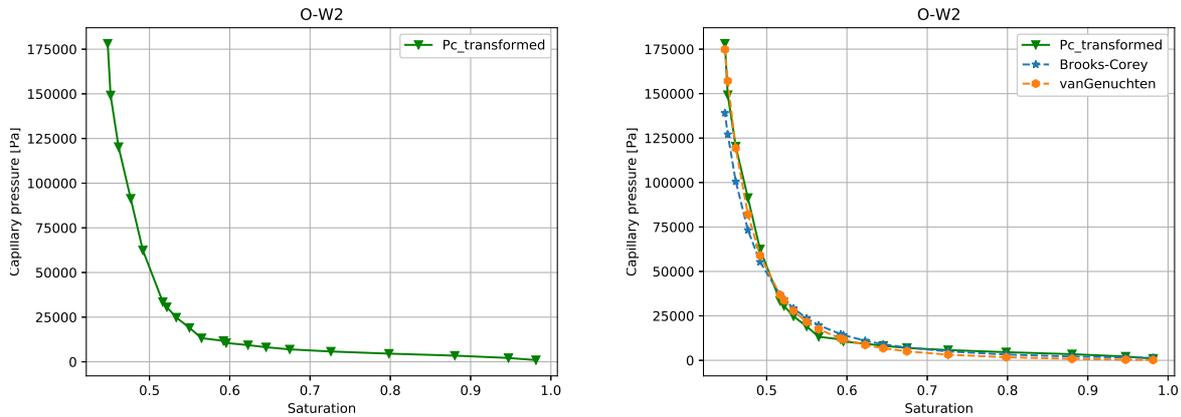


Figura 3.2: Ajustes obtenidos en gráfico log-log para el sistema O-W.

De lo anterior, se concluye que el modelo Brooks-Corey es el que representa al sistema O-W. No obstante, se debe notar que el proceso de drene primario de este sistema es una abstracción, y que la información  $p_c - s_w$  fue generada a partir de la transformación de los datos experimentales de una prueba conocida. Este modelo  $p_c(s_w)$  puede ser empleado en simulaciones a mayores escalas que consideren al sistema O-W.

### 3.3.2. Sistema O-W2

Similar al sistema O-W, se abstrae la realización de una prueba de drene primario en la que el agua de formación diluida es la fase mojante y el aceite es la no mojante. Esta abstracción es independiente al sistema O-W; es decir, no es secuencial o sucesora a la primera. Los datos de presión-saturación para el sistema O-W2 se visualizan en la [Figura 3.3](#). La curva de presión capilar comienza a partir de un valor  $s_w = 0.44$  y finaliza en  $s_w = .98$ . La presión máxima que alcanza el sistema es de  $178 [kPa]$ . Es importante notar que el rango de  $s_w$  es similar al de O-W dado que los dos sistemas emplean la misma información del sistema mercurio-aire.



(a) Curva de presión capilar transformada a partir del sistema mercurio-aire. (b) Ajuste de modelos de presión capilar para el sistema O-W2.

Figura 3.3: Al igual que en el sistema O-W, una curva de presión capilar para el sistema O-W2 es estimada a partir de la transformación de los datos experimentales del sistema mercurio-aire; (a) curva de color verde. Dos modelos  $p_c(s_w)$  fueron ajustados a la curva obtenida; (b) Brooks-Corey en azul y van Genuchten en naranja.

Para este sistema también se realizó un ajuste de modelo  $p_c(s_w)$ , e igual se consideraron valores conocidos para la saturación de aceite residual y la saturación de agua residual ( $s_{wr} = 0.3533$  y  $s_{or} = 0.6072$ ). La [Tabla 3.7](#) presenta los parámetros de ajuste obtenidos.

Tabla 3.7: Parámetros de ajuste para los modelos de presión capilar del sistema O-W2.

Coefficiente	Brooks-Corey	van Genuchten
Pt/Pg [Pa]	1315.28	729.30
$\lambda/m$	0.4122	0.2596
n	—	1.3506
$s_{wr}$	0.3533	0.3533
$s_{or}$	0.6072	0.6072
Pearson	-0.9847	-0.6442
Spearman	-1	-1

El análisis exploratorio de los datos  $\log(p_c)$  se resume en la [Tabla 3.8](#). El estadígrafo que no es capaz de ser recreado por los modelos ajustados es el de la varianza. Los datos transformados poseen un valor de varianza igual a 0.39, mientras que para el modelo Brooks-Corey el valor es de 0.37 y en el de van Genuchten la varianza es casi el doble (0.73).

Tras calcular el error de los datos y graficar  $\log(p_c) - \log(s_e)$ , en este sistema, el modelo de Brooks-Corey nuevamente se ajusta mejor a los valores transformados de presión capilar. Los errores calculados se presentan en la [Tabla 3.9](#). La [Figura 3.4](#) muestra la tendencia de los datos transformados, de Brooks-Corey y los de van Genuchten, en un gráfico log-log.

Tabla 3.8: Principales estadígrafos de  $\log(p_c)$  del sistema O-W2.

Estadígrafo	Pc_transformed	Brooks-Corey	vanGenuchten
N	20	20	20
Mínimo	2.99	3.14	2.17
Primer cuartil	3.82	3.81	3.65
Mediana	4.09	4.23	4.16
Media	4.20	4.20	4.06
Tercer cuartil	4.59	4.61	4.61
Máximo	5.25	5.14	5.24
Rango	2.25	1.99	3.06
Rango intercuartil	0.76	0.79	0.96
Varianza	0.39	0.37	0.73
Desviación estándar	0.62	0.61	0.85
Asimetría	0.05	-0.20	-0.66
Curtosis	-0.60	-0.89	-0.09

Tabla 3.9: Errores de los ajustes del modelo de presión capilar para el sistema O-W2.

Error	Brooks-Corey	vanGenuchten
Absoluto	0.2058	0.8127
Medio absoluto	0.0945	0.1808
Cuadrático medio	0.0112	0.0972
Relativo	0.0581	0.2716

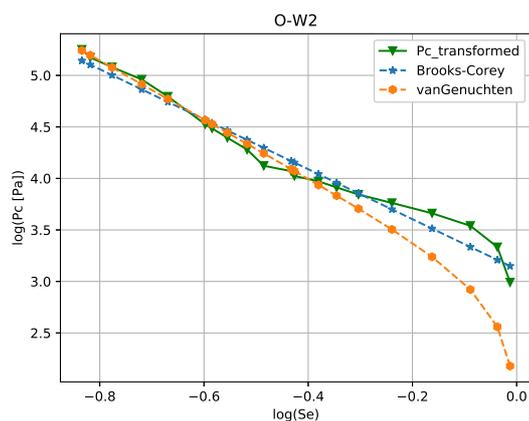


Figura 3.4: Ajustes obtenidos en gráfico log-log para el sistema O-W2.

El modelo Brooks-Corey es el que mejor se ajusta a los datos transformados del sistema O-W2. En principio, el modelo de  $p_c(s_w)$  puede ser empleado en estudios subsecuentes.

# Capítulo 4

## Simulación del proceso *LSWF* mediante un modelo de red de poros

La técnica de transformación de datos experimentales es una opción asequible y de rápido cálculo. Sin embargo, esta técnica encubre los mecanismos que gobiernan a la curva de presión capilar. No obstante, varios investigadores emplean esta técnica debido a la falta de información experimental o al no poder acceder a las mediciones pertinentes. En *LSWF*, los fluidos que intervienen en el proceso poseen un impacto crucial en los resultados, por lo que la transformación de datos experimentales es una práctica no recomendable. Como alternativa a esta situación, el enfoque de red de poros es empleado para generar las curvas de presión capilar de fluidos involucrados en un proceso *LSWF*. Para ello, en esta sección se aplica la metodología descrita en el [Capítulo 2](#).

### 4.1. Caso carbonato C2-Bedford

Este caso considera la información de la [Sección 3.1](#), la cual es sobre la caracterización petrofísica y de fluidos para una caliza Bedford. Sin embargo, esta sección no contó con imágenes de alta resolución de la muestra de roca. Para representar el método de inyección de agua de baja salinidad se satura la red con agua de formación. A continuación, se considera una etapa de recuperación por inyección de agua de formación diluida al 50%. El problema de flujo y transporte se resuelve de forma desacoplada; primero se simula flujo en la red, y con el campo de presión resultante se resuelve el transporte. Es importante notar que el transporte debido a los dos fluidos considerados (agua de formación y agua de formación diluida al 50%) se resuelve de forma secuencial. Para un tiempo inicial de simulación  $t_0$ , el agua de formación ingresa en la red de poros bajo una condición de entrada constante  $c_{in}$ . Tras un tiempo de simulación  $t_{sim}$  dado, se detiene el ingreso de agua de formación en la red, pero comienza el de agua de formación diluida al 50%. Esta sucesión de fluidos representa el método de inyección de agua de baja salinidad, donde un fluido de alta salinidad (HS) es seguido de un fluido con menor salinidad (baja salinidad, LS). La [Tabla 4.1](#) presenta las principales propiedades empleadas en el problema de flujo y transporte.

Tabla 4.1: Propiedades consideradas en el problema de flujo y transporte.

Propiedad	HS (agua de formación)	LS (agua de formación diluida al 50%)	Unidad
Tiempo de simulación ( $t_{sim}$ )	7000	7000	$s$
Paso de tiempo ( $\Delta t$ )	1	1	$s$
Concentración inicial en la red ( $c_0$ )	0	$c_{final}^{HS}$	$ppm$
Condición de frontera de entrada ( $c_{in}$ )	54500	28800	$ppm$
Condición tipo Neumann en la salida	0	0	$ppm/m$

Los valores obtenidos de concentración de sal en la red son empleados para simular drene primario. De forma desacoplada al problema de flujo y transporte, al resolver el algoritmo de drene primario se considera un aceite de interés como fluido no mojante y los fluidos HS y LS como mojantes. Es importante notar que las simulaciones de drene primario con los dos fluidos son independientes uno del otro. Esto es que, durante el tiempo que se inyecta el fluido HS (problema de flujo y transporte) solamente se simula el desplazamiento de agua de formación por el aceite de interés, de forma desacoplada. Asimismo, cuando se inyecta el fluido LS, las simulaciones de drene primario para este fluido son independientes al desplazamiento aceite-fluido HS.

#### 4.1.1. Modelo de red de poros

Esta sección considera la muestra carbonato denominada C2 [ICL, 2014], del grupo de trabajo de Martin Blunt (Imperial College London). Las imágenes de la muestra fueron obtenidas por microtomografía computarizada [Dong, 2007]. De la información de tamaños de poros y gargantas, se ajustaron funciones de distribución de probabilidad y posteriormente se modificaron los parámetros de la distribución, para así obtener volores de porosidad y permeabilidad similares a la muestra Bedford. La red extraída de la muestra C2 fue considerada sin modificación alguna. De esta forma se garantiza trabajar con la topología propia de un carbonato. A esta versión de muestra carbonato se le denominará C2-Bedford. Las principales propiedades del modelo de red de poros empleado se resumen en la [Tabla 4.2](#).

Tabla 4.2: Descripción del modelo de red de poros para el caso C2-Bedford.

Carbonato C2-Bedford	
Red	Red irregular
	8508 poros
	9818 gargantas
	Volumen = $9.77E-6 [m]$
	Porosidad = 14.46 (%)
Geometría	Permeabilidad = $1.52E-14 [m^2]$
	Poros: esferas
	Gargantas: cilindros
	Sección transversal: circular
Física	Diámetros obtenidos de distribuciones
	Presión capilar: Young-Laplace
	Conductividad hidráulica
	Para esferas y cilindros

### 4.1.2. Fluidos

La simulación de la etapa de recuperación considera dos fluidos que son inyectados secuencialmente en la red de poros. El agua de formación es el primer fluido que invade la red y posee una alta concentración de sal, por lo que se le denominará fluido de alta salinidad (HS). El fluido de baja salinidad (LS) es agua de formación diluida al 50%. La [Tabla 4.3](#) presenta las principales propiedades consideradas de los fluidos.

Tabla 4.3: Propiedades de los fluidos considerados en la simulación del caso C2-Bedford.

Propiedad	Aceite	Agua de formación	Agua de formación diluida al 50%	Unidad
Densidad	804.9	1036.3	1013.8	$kg/m^3$
Viscosidad	1.81E-03	5.4E-4	4.85E-04	$Pa.s$
Tensión interfacial	—	0.02626	0.02563	$N/m$
Ángulo de contacto	—	152	148	( $^{\circ}$ )
Concentración	—	54500	28800	$ppm$

La densidad y viscosidad de los fluidos fueron medidas a condiciones de  $T= 60 [^{\circ}C]$  y  $P= 50$  [psi]. Los dos fluidos de inyección se prepararon a partir de agua destilada y productos químicos con base a un análisis geoquímico de muestras de agua de yacimiento.

### 4.1.3. Presión capilar

De la solución de nuestro problema de flujo y transporte, en cada estado o paso de tiempo, el campo de concentración en gargantas permitió estimar un valor de ángulo de contacto para cada garganta, a partir de la [Ec. 2.4](#). Estos valores fueron registrados para cada una de las iteraciones empleadas en la simulación. Posteriormente, de forma desacoplada, se realizó el algoritmo de drene primario y se calcularon curvas de presión capilar; una para cada realización del problema de flujo y transporte. De esta manera se observa como es que el cambio de concentración en la red, que representa el proceso de la inyección de agua de baja salinidad, desplaza y modifica la curva de presión capilar del sistema.

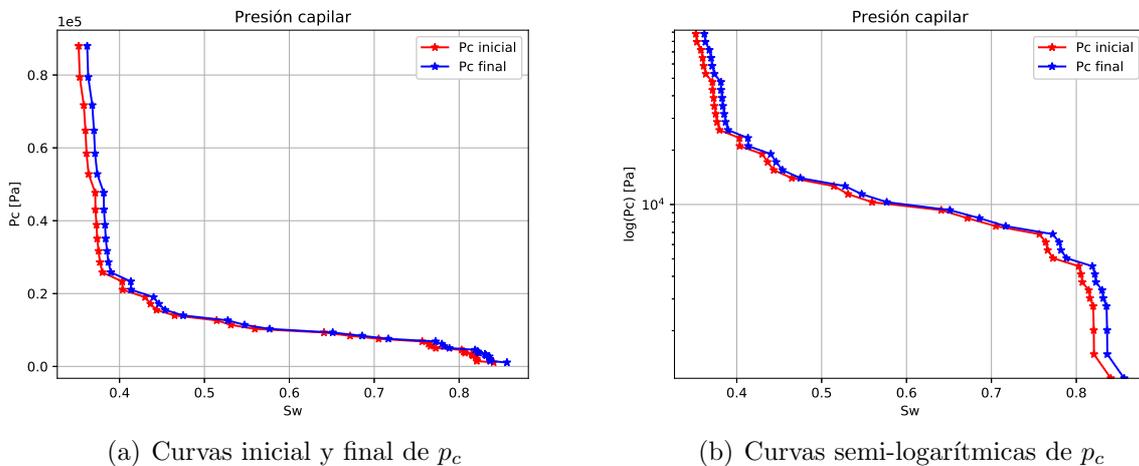


Figura 4.1: Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad para la muestra C2-Bedford.

De acuerdo con el valor de ángulo de contacto para el fluido de alta y baja salinidad ( $152^\circ$  y  $148^\circ$ , respectivamente), el sistema roca-fluido es mojado por aceite. Al invadir la red con agua de formación diluida existe a un ligero cambio de mojabilidad hacia un sistema menos mojado por aceite. En la [Figura 4.1](#), la curva de color rojo en (a) es para la condición inicial de la etapa de LS, donde los valores de presión capilar van desde 0 hasta  $80 [kPa]$ . Al inicio y término del proceso de LS, la saturación de agua irreducible  $s_{wir}$  es casi el mismo, con un valor igual a 0.35 y 0.36 %, respectivamente. El proceso de *LSWF* produce una ligera modificación de la mojabilidad; se da lugar a una preferencia hacia el agua.

Tras obtener una familia de curvas de presión capilar para una etapa de recuperación por inyección de agua de baja salinidad, se realizó un ajuste de curvas mediante el modelo de Brooks-Corey [[Brooks and Corey, 1964](#)] (ver [Figura 4.2](#)). La principal ventaja de obtener un modelo de presión capilar particular de nuestro sistema es que puede emplearse en simuladores a mayores escalas. Sin embargo, este trabajo no aborda modelos para presión capilar del tipo  $p_c(s_w, \theta)$ , lo cual queda como tema de estudio futuro.

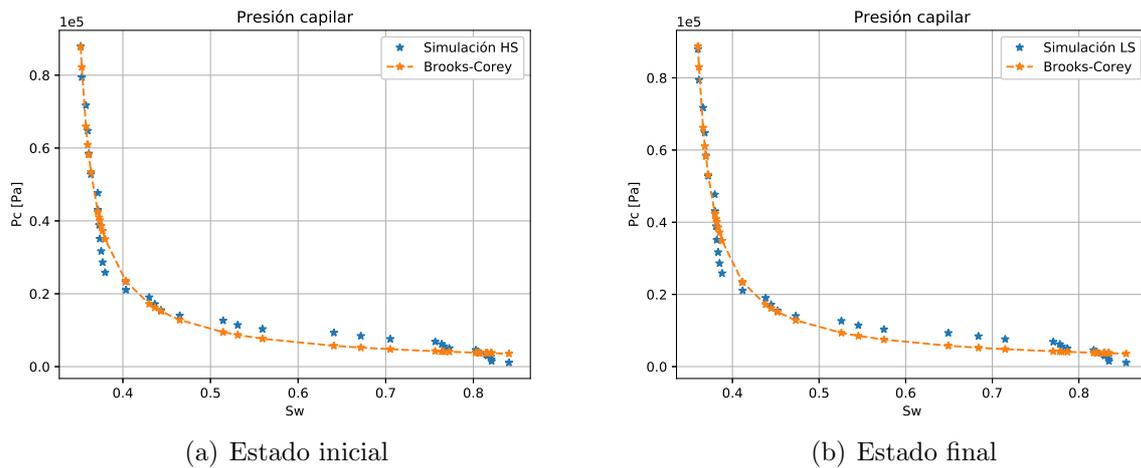


Figura 4.2: Ajuste de curvas de presión capilar para el inicio y final de la etapa de recuperación mejorada de aceite en la muestra C2-Bedford.

La [Tabla 4.4](#) muestra los parámetros de ajuste de la curva de presión capilar para el estado inicial y final de la simulación.

Tabla 4.4: Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey para el caso C2-Bedford.

Parámetros de ajuste	HS	LS
Exponente $\lambda$	1.06	1.07
Coefficiente $p_t$	4290	4331
Saturación residual de agua ( $s_{wr}$ )	0.35	0.36
Saturación residual de aceite ( $s_{or}$ )	0.25	0.24

#### 4.1.4. Permeabilidad relativa

A partir de los datos de presión capilar-saturación, para cada curva de presión capilar, se estiman las curvas de permeabilidades relativas. El modelo de Rodríguez and Teyssier [1973] es considerado en esta sección, el cual es un modelo conceptual de tubos capilares para reproducir el desplazamiento de un fluido mojante por uno no mojante en un medio poroso [Rodríguez and Teyssier, 1973]. Tras estimar la curva de permeabilidad relativa, se ajustaron modelos del tipo  $k_r(s_w)$  a las curvas inicial y final de la simulación. El modelo de Brooks-Corey fue considerado para la permeabilidad relativa del agua, mientras que un modelo Brooks-Corey modificado fue empleado para la permeabilidad relativa del aceite. Las curvas de permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de agua se muestran en la Figura 4.3.

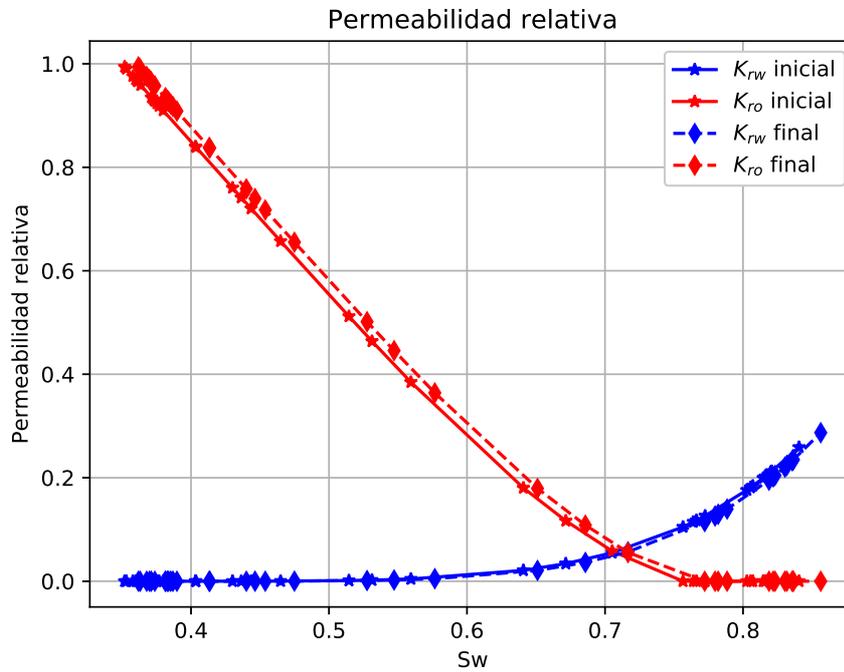


Figura 4.3: Curvas de permeabilidad relativa para el caso C2-Bedford.

En la Figura 4.3, al término de la inyección de agua de alta salinidad (a), se obtiene una saturación residual de aceite  $s_{or}$  igual a 0.25. El cruce de las curvas se da a una saturación de agua  $s_w^{cross}$  igual a 0.71, en la que  $k_{ro}^{s_w^{cross}} = k_{rw}^{s_w^{cross}} = 0.06$ . El extremo final de la curva de permeabilidad relativa del agua es de 0.25, mientras que la del aceite es de 1. Estas características sufren mínimos cambios al concluir la inyección de agua de baja salinidad. El valor de  $s_{or}$  se reduce hasta 0.24, lo que es igual a un decremento de 0.01. El cruce de las curvas se da a una saturación  $s_w^{cross} = 0.72$ , con un valor igual a 0.06 para la permeabilidad. Al finalizar el proceso LSWF, los extremos de las curvas pasan a 0.99 y 0.29, para el aceite y el agua, respectivamente. El ajuste de las curvas se presenta en Figura 4.4.

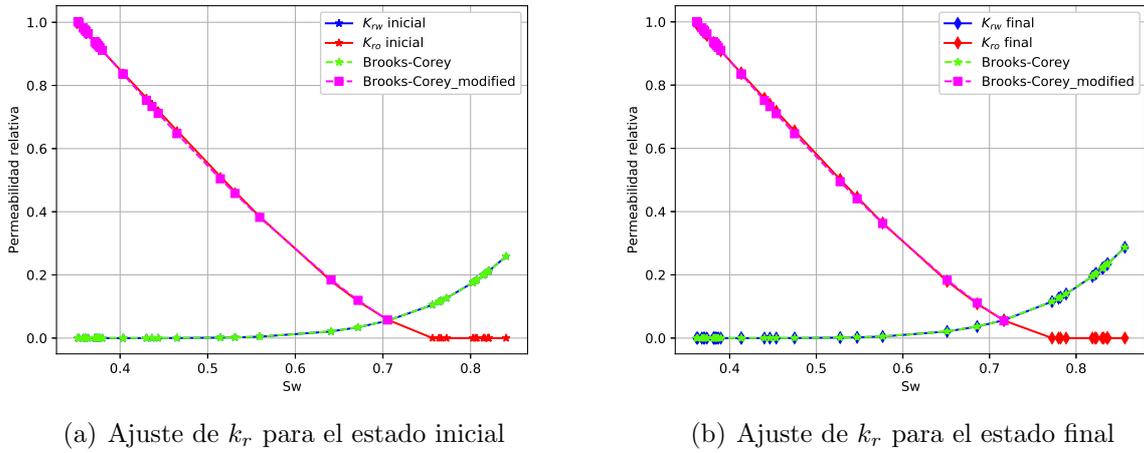


Figura 4.4: Ajustes de las curvas de permeabilidad relativa para el caso C2-Bedford. (a) En la etapa de alta salinidad se empleó un modelo Brooks-Corey; mientras que, (b) la etapa de baja salinidad consideró un modelo Brooks-Corey modificado.

En la [Tabla 4.5](#) se resumen los parámetros del ajuste de las curvas de permeabilidad relativa. Las curvas obtenidas conforman un punto de partida para la modelación de la inyección de agua de baja salinidad mediante modelos de red de poros. Además, con esta metodología se facilitaría la modificación y/o ajuste de las curvas de permeabilidad relativa durante el ajuste de la curva de producción de los experimentos de recuperación.

Tabla 4.5: Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste para el caso C2-Bedford.

Parámetro	HS	LS
Extremo del agua ( $k_{rw}^0$ )	0.09	0.25
Extremo del aceite ( $k_{ro}^0$ )	1.00	0.94
Exponente del agua ( $n_w$ )	4.81	2.96
Exponente del aceite ( $n_o$ )	1.33	1.81
Saturación residual de agua ( $s_{wr}$ )	0.35	0.36
Saturación residual de aceite ( $s_{or}$ )	0.25	0.24

#### 4.1.5. Análisis de resultados

Bajo las condiciones experimentales y las propiedades de los fluidos, las simulaciones muestran ligeros cambios en las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa. La metodología considerada relaciona los efectos de la salinidad sobre las propiedades efectivas de flujo a través de una relación lineal para el ángulo de contacto. Esta expresión es acotada por los valores de ángulo de contacto que posee el sistema roca-fluido a condiciones de alta y baja salinidad. Dado que se es reportado una diferencia de  $4^\circ$  para el ángulo de contacto en alta y baja salinidad ( $152^\circ$  y  $148^\circ$ , respectivamente), el caso de estudio no muestra grandes diferencias cualitativas en la presión capilar y en la permeabilidad relativa. No obstante, de la simulación del proceso *LSWF*, parámetros como  $s_{wir}$ ,  $k_{ro}^{cross}$ ,  $s_{or}$  y los extremos de las curvas  $k_r$  presentan cambios de  $\sim 1\%$ . Además, dado que el

ángulo de contacto  $\theta(c)$  tuvo valores no constantes ni homogéneos en la red, las ligeras diferencias presentes en las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa, para la inyección de los fluidos HS y LS, se atribuyen a una modificación en la mojabilidad. De desear cambios mayores en la mojabilidad, para la metodología presentada, se deben considerar nuevos fluidos de inyección con una mayor diferencia en el ángulo de contacto.

## 4.2. Caso carbonato C2-Yousef

En este caso este caso se seleccionó el trabajo de Yousef et al. [2011]. Yousef et al. [2011] muestran los resultados de diferentes estudios de laboratorio para inyección de agua de baja salinidad en carbonatos e investigan el impacto de la salinidad y la composición iónica en las interacciones roca-aceite-salmuera [Yousef et al., 2011]. Las principales propiedades consideradas en esta sección se muestran en la [Tabla 4.6](#).

Tabla 4.6: Propiedades reportadas por Yousef et al. [2011] las cuales son consideradas en el caso C2-Yousef.

Propiedad	Valor	Unidad
Longitud ( $L$ )	0.0406	$m$
Diámetro ( $d$ )	0.038	$m$
Porosidad ( $\phi$ )	0.2513	$m^3/m^3$
Permeabilidad absoluta ( $k$ )	3.91E-14	$m^2$
Temperatura ( $T$ )	373.15	$K$
Presión ( $p$ )	12438141.628	$Pa$
Aceite original en el núcleo (OOIC)	0.896	$m^3/m^3$
Agua original en el núcleo	0.104	$m^3/m^3$
Área transversal ( $A$ )	1.14E-03	$m^2$
Volumen total ( $V$ )	4.63E-05	$m^3$
Volumen de poros ( $PV$ )	1.16E-05	$m^3$
Coefficiente de difusión/dispersión	2.15E-09	$m^2/s$

En general, el trabajo seleccionado proporciona la información para establecer el caso de estudio.

### 4.2.1. Modelo de red de poros

La muestra carbonato denominada C2 [ICL, 2014] es considerada en esta sección. De la información de tamaños de poros y gargantas, se ajustaron funciones de distribución de probabilidad. Posteriormente, se modificaron los parámetros de la distribución para obtener valores de porosidad y permeabilidad absoluta similares a los del trabajo de Yousef et al. [2011] (ver [Tabla 4.6](#)). La red extraída de la muestra C2 fue empleada para garantizar el estudio sobre una topología propia de un carbonato [Martínez-Mendoza, 2018]. A esta versión de muestra carbonato se le denominará C2-Yousef. El modelo de red de poros está conformado por 8508 poros y 9818 gargantas, los cuales son representados por esferas y cilindros, respectivamente. La geometría de la red cumple las hipótesis y consideraciones del modelo de flujo y transporte desarrollado en este trabajo. En la [Tabla 4.7](#) se resumen las principales características de la red para la muestra C2-Yousef.

Tabla 4.7: Descripción del modelo de red de poros para el caso C2-Yousef.

Carbonato C2-Yousef	
Red	Red irregular
	8508 poros
	9818 gargantas
	Volumen = 9.77E-6 [m]
	Porosidad = 24.41 (%)
Geometría	Permeabilidad = 3.76E-14 [m <sup>2</sup> ]
	Poros: esferas
	Gargantas: cilindros
	Sección transversal: circular
Física	Diámetros obtenidos de distribuciones
	Presión capilar: Young-Laplace
	Conductividad hidráulica para esferas y cilindros

### 4.2.2. Fluidos

La simulación de la etapa de recuperación considera dos fluidos que son inyectados secuencialmente en la red de poros. Agua de formación es el primer fluido que invade la red y posee una alta concentración de sal (fluido HS). El fluido de baja salinidad (LS) es agua de mar, cuya concentración es casi una cuarta parte de la del fluido de alta salinidad. La [Tabla 4.8](#) presenta las principales propiedades de los fluidos considerados.

Tabla 4.8: Propiedades de los fluidos considerados en la simulación del caso C2-Yousef.

Propiedad	Aceite	Agua de formación	Agua de mar	Unidad
Densidad	873.0	1108.3	1015.2	kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad	1E-03	4.76E-4	2.72E-04	Pa.s
Tensión interfacial	—	0.0397	0.0339	N/m
Ángulo de contacto	—	92	80	(°)
Concentración	—	213000	57600	ppm

La viscosidad, la tensión interfacial y el ángulo de contacto son las principales propiedades que se requieren en el modelo de red de poros. La densidad y viscosidad fueron medidas a temperatura de yacimiento, 373.15 [K] (212 °F). Los dos fluidos de inyección se prepararon a partir de agua destilada y productos químicos con base a un análisis geoquímico de muestras de agua de yacimiento (ver [Tabla 4.9](#)) [[Yousef et al., 2011](#)].

Tabla 4.9: Análisis geoquímico de los fluidos.

Iones	Agua de formación [ppm]	Agua de mar [ppm]
Sodio	59491	18300
Calcio	19040	650
Magnesio	2439	2110
Sulfato	350	4290
Cloro	132060	32200
Carbonato	0	0
Bicarbonato	354	120
Sólidos totales disueltos	213734	57670

### 4.2.3. Presión capilar

De acuerdo con la metodología considerada (Capítulo 2), el campo de concentración en gargantas fue calculado para cada paso de simulación. Esta información permitió estimar un valor de ángulo de contacto para cada garganta y, posteriormente, simular drene primario. Como resultado, se obtuvieron curvas de presión capilar para la muestra C2-Yousef. La Figura 4.5 muestra las curvas de presión capilar del proceso de inyección de agua de baja salinidad simulado.

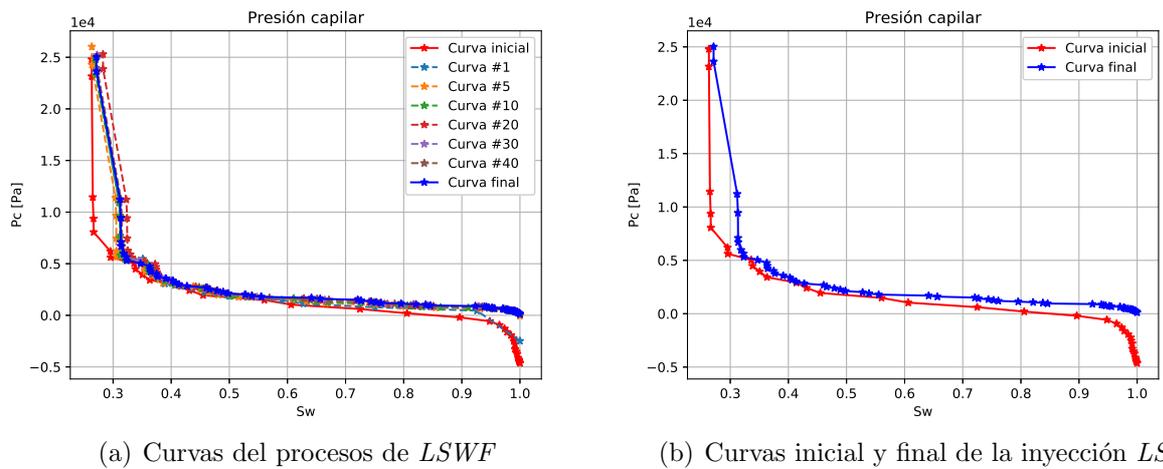


Figura 4.5: Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad para la muestra C2-Yousef. (a) Curvas de presión capilar para diferentes tiempos de la simulación de inyección LS, en las cuales se observa un cambio en la mojabilidad del sistema roca-fluido; el sistema cambia a una mojabilidad más afín al agua. (b) Curvas de presión capilar al inicio y final de la inyección de agua de baja salinidad.

El estado inicial de la red, previo al ingreso del fluido de alta salinidad (HS), fue para un ángulo de contacto igual a  $92^\circ$ . De acuerdo con este valor de ángulo de contacto, el sistema se caracterizaba por una mojabilidad intermedia o neutra. Al término de la etapa de alta salinidad, el sistema prevalece con una mojabilidad intermedia, pero con cierta preferencia al aceite. Esto se visualiza en la Figura 4.5, donde la curva de color rojo en (b) es para la condición inicial de la etapa de LS, y a su vez es la condición final de la etapa HS. Los valores de esta curva de presión capilar van desde  $-5$  hasta  $25$  [kPa]. Esta transición de valores negativos a positivos indican que cuando el sistema está totalmente saturado por agua ( $s_w \rightarrow 1$ ), existe una tendencia del aceite a estar adherido a la roca.

Conforme la saturación de agua disminuye, la presión tiende a incrementar y volverse positiva. Para valores de  $s_w < 0.8$  la presión capilar es positiva y el sistema pasa de una mojabilidad ligeramente hacia al aceite a una mojabilidad hacia el agua. Cuando se concluye la inyección LS, la curva de presión capilar es positiva (curva azul en Figura 4.5, (b)). En general, al término del proceso LSWF, la mojabilidad del sistema posee una preferencia hacia el agua; es decir, existe una modificación de la mojabilidad debido al proceso LSWF.

A las curvas obtenidas se les ajustó un modelo Brooks-Corey, los cuales son mostrados en la Figura 4.6

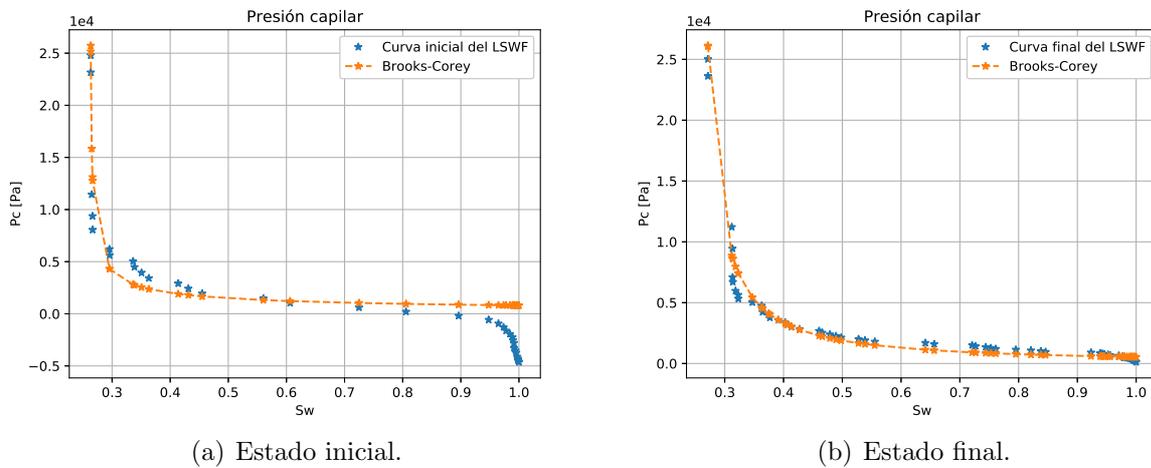


Figura 4.6: Ajuste de curvas de presión capilar para el inicio y final de la etapa de recuperación mejorada de aceite en la muestra C2-Yousef.

La Tabla 4.10 muestra los parámetros de ajuste de la curva de presión capilar para el estado inicial y final de la simulación.

Tabla 4.10: Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey para el caso C2-Yousef.

Parámetros de ajuste	HS	LS
Exponente $\lambda$	1.84	0.86
Coefficiente $p_t$	1010	631
Saturación residual de agua ( $s_{wr}$ )	0.26	0.27
Saturación residual de aceite ( $s_{or}$ )	0.25	0.1

El ajuste de curva para el estado inicial no es capaz de recrear los valores asintóticos a  $s_w = 0.99$ . Esta restricción es característica del modelo  $p_c(s_w)$  de Brooks-Corey, el cual sólo calcula curvas con una asíntota.

#### 4.2.4. Permeabilidad relativa

Empleando la información de presión capilar, las curvas de permeabilidad relativa son estimadas mediante el modelo de Rodríguez and Teyssier [1973]. La Figura 4.7 muestra las curvas obtenidas

para la muestra C2-Yousef.

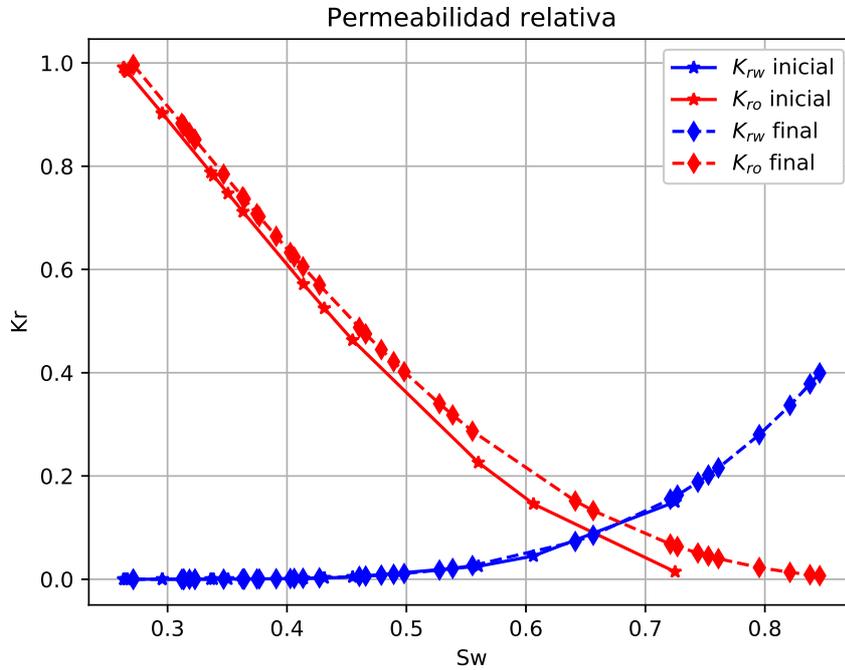


Figura 4.7: Curvas de permeabilidad relativa para inicio y término del proceso de inyección de agua de baja salinidad en la muestra C2-Yousef. Estas curvas muestran un ligero cambio en la mojabilidad del sistema roca-fluido, debido al efecto de la salinidad.

Al iniciar la inyección del fluido de baja salinidad, (curvas de línea continua), cuando la saturación de agua es igual a 72 % indica que el único fluido que puede moverse a través de la red es el agua de baja salinidad. Esto es debido a la permeabilidad relativa al agua es de 0.18, mientras que la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente 0. Cuando la saturación de agua en la red es de 72 %, la saturación de aceite  $s_o$  es de 28 %. Este valor de saturación de aceite se denomina saturación de aceite crítica; es decir, la saturación a la que el aceite comienza a fluir a medida que la saturación de aceite aumenta. Conforme la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa al agua también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite aumenta. A una saturación de agua del 26 %, la permeabilidad relativa al agua se hace nula y la permeabilidad relativa al aceite es alta. A esta saturación de agua de 26 % se conoce como saturación de agua crítica y puede ser mayor o igual a la saturación irreductible del agua. Por su parte, al término del proceso de *LSWF*, las curvas de línea punteada presentan un ligero desplazamiento hacia la derecha, en comparación con las curvas iniciales. Con respecto al estado inicial, el cruce de las curvas iniciales se mueve de  $s_w = 0.66$  a 0.68. Además, cuando el aceite comienza a ser móvil, la permeabilidad relativa al agua se incrementa de 0.18 a 0.44, respecto a los estados inicial y final.

El modelo de Brooks-Corey fue considerado para ajustar la permeabilidad relativa del agua, mientras que un modelo Brooks-Corey modificado fue empleado para la permeabilidad relativa del aceite. Las curvas ajustadas se muestran en la [Figura 4.8](#).

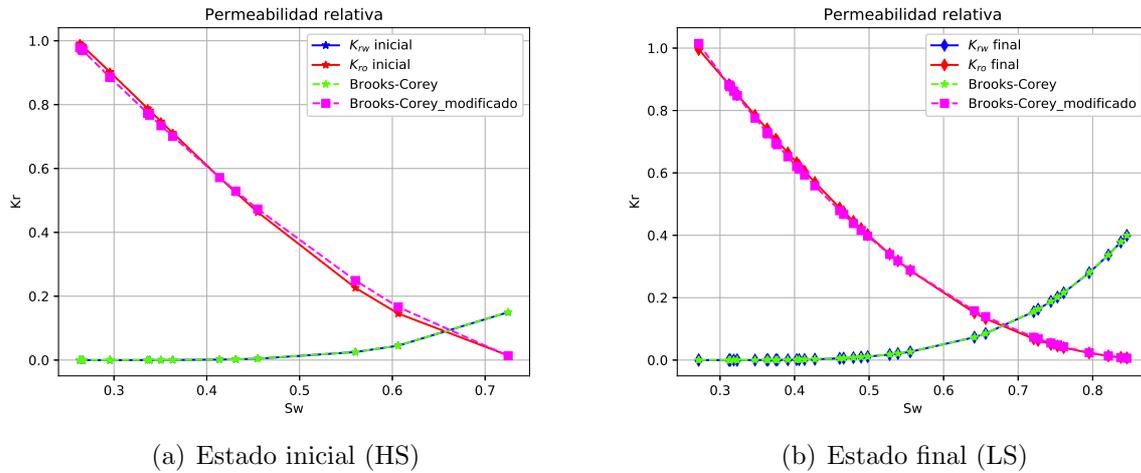


Figura 4.8: Ajustes de las curvas de permeabilidad relativa para el caso C2-Yousef. (a) En la etapa de alta salinidad se empleó un modelo Brooks-Corey; mientras que, (b) la etapa de baja salinidad consideró un modelo Brooks-Corey modificado.

En la [Tabla 4.11](#) se resumen los parámetros del ajuste de las curvas de permeabilidad relativa.

Tabla 4.11: Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste para el caso C2-Yousef.

Parámetro	HS	LS
Extremo del agua ( $k_{rw}^0$ )	0.18	0.56
Extremo del aceite ( $k_{ro}^0$ )	0.98	0.99
Exponente del agua ( $n_w$ )	4.00	3.87
Exponente del aceite ( $n_o$ )	1.45	2.00
Saturación residual de agua ( $s_{wr}$ )	0.26	0.27
Saturación residual de aceite ( $s_{or}$ )	0.25	0.1

#### 4.2.5. Análisis de resultados

A pesar de que la geometría de poros y gargantas contempla figuras elementales (esferas y cilindros), los resultados obtenidos son consistentes con trabajos reportados en la literatura. En general, la evaluación del impacto de la salinidad sobre los ángulos de contacto permite establecer que el proceso *LSWF* tiene una influencia sobre la mojabilidad de la red. Esto es de tal forma que, la mojabilidad mixta inicial pasa a un estado con mayor preferencia hacia el agua tras concluir la simulación. Esto se ve reflejado en los ángulos de contacto; en la inyección HS se alcanza un valor máximo de hasta  $92^\circ$ , mientras que en LS es de  $82^\circ$ . Además, los resultados de ángulo de contacto para cada garganta de la red revelan la existencia de la variabilidad espacial de esta propiedad durante todo el proceso de simulación. Esto último contrasta con las consideraciones de la mayoría de los estudios a escalas más grandes, donde el ángulo de contacto se contempla homogéneo para todo el dominio. Por último, la diferencia de valores de ángulo de contacto durante el proceso *LSWF* tiene un impacto sustancial sobre las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa [Martínez-Mendoza, 2018].

# Capítulo 5

## Conclusiones

Una alternativa para obtener curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa fue presentada en este trabajo. Esta alternativa tiene base en el enfoque de red de poros. En conjunto con una metodología considerada, los efectos de la salinidad sobre la presión capilar y la permeabilidad fueron estudiados; una opción para el estudio del método *LSWF* a escala de poro es establecida. Para ello, un modelo de flujo y transporte para redes de poros fue desarrollado, implementado y validado. La metodología presentada se aplicó en dos casos para el estudio del método de *LSWF* en carbonatos.

Mecanismos como el transporte de finos, el intercambio iónico multicomponente y la disolución mineral pueden ser abordados con el enfoque de red de poros, y así extender el presente estudio del proceso *LSWF* a escala de poro.

# Apéndice A

## Ecuaciones constitutivas

### A.1. Algunos conceptos

#### Saturación irreductible

La saturación irreductible (también conocida como intersticial o congénita) indica la fracción de fluido que está ligado a los granos minerales, ya sea mediante enlaces a la estructura atómica de los minerales o bien como una fina capa adherida a la superficie de los mismos. El adjetivo irreductible se usa para establecer que no puede ser removida durante la producción y/o procesos de desplazamiento [Arana et al., 2007], [Lake, 1983].

#### Saturación residual

Es la saturación de fluido que se tiene en un medio poroso después de un periodo de explotación y/o proceso de desplazamiento e indica el fluido remanente en el medio. Este valor de saturación es llamado saturación del fluido (por ejemplo agua, aceite) residual o remanente. El término residual es usualmente asociado con la fase no mojante.

#### Saturación crítica

La saturación mínima a la cual un fluido inicia su movimiento a través de un medio poroso bajo un gradiente de presión capilar. La saturación crítica puede ser mayor o igual que la saturación irreductible.

### A.2. Transformación de los datos de presión capilar aire-mercurio al sistema agua-aceite

La mayoría de las veces las curvas de presiones capilares se miden en laboratorio empleando fluidos diferentes a los fluidos existentes en un yacimiento. Para poder emplear la información disponible del sistema conocido, se puede realizar una conversión de los datos de laboratorio a condiciones de yacimiento (sistema objetivo). La conversión se realiza considerando que la permeabilidad, la porosidad y la presión capilar están correlacionados por la función  $J$  de Leveret [Díaz-Viera et al.,

2010].

$$J = \frac{p_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (\text{A.1})$$

donde  $k$  es permeabilidad,  $\phi$  es porosidad,  $\sigma$  es la tensión interfacial y  $\theta$  es el ángulo de contacto. Como las propiedades geométricas de la roca, la permeabilidad y la porosidad, no dependen del comportamiento de los fluidos, tenemos

$$\frac{p_c^{Hg-a}}{\sigma^{Hg-a} \cos \theta_{Hg-a}} = \frac{p_c^{w-o}}{\sigma^{w-o} \cos \theta_{w-o}} \quad (\text{A.2})$$

lo cual, resulta que

$$p_c^{w-o} = \frac{\sigma^{w-o} \cos \theta_{w-o}}{\sigma^{Hg-a} \cos \theta_{Hg-a}} p_c^{Hg-a} \quad (\text{A.3})$$

Esta expresión permite transformar los valores de presión capilar de un sistema conocido, mercurio-aire, a un sistema deseado, agua-aceite.

### A.3. Presión capilar

La presión capilar se define como la diferencia de presión que existe entre dos fluidos inmiscibles que se encuentran en contacto. La discontinuidad de presión entre los fluidos depende de la curvatura de la interfaz que separa a los fluidos. La presión en el lado cóncavo de la interfaz es mayor que la del lado convexo.

#### Modelo de Brooks-Corey

Uno de los modelos más usados en la industria petrolera y en física e suelos es el de [Brooks and Corey \[1964\]](#). [Brooks and Corey \[1964\]](#), con base en varias mediciones de presiones capilares en medios consolidados, establecieron que las curvas de presión capilar para drene primario pueden ser representadas por funciones lineales de la forma

$$\log(p_c) = \frac{1}{\lambda} \log(s_e) + \log(p_t) \quad (\text{A.4})$$

Donde,  $p_c$  es presión capilar,  $p_t$  es la presión de entrada,  $\lambda$  es un índice que caracteriza la distribución de los tamaños de poros, y  $s_e$  es la saturación efectiva. La saturación efectiva es definida como

$$s_e = \frac{s_w - s_{wr}}{1 - s_{wr} - s_{nwr}} \quad (\text{A.5})$$

donde  $s_w$  es la saturación del fluido mojante (por ejemplo agua),  $s_{wr}$  y  $s_{nwr}$  son las saturaciones residuales de los fluido mojante y no mojante, respectivamente.

El parámetro constante  $p_t$  está dado por el valor de presión capilar en la intersección de la línea recta y  $s_e = 1$ . El parámetro  $\lambda$  se obtiene a partir del valor de la pendiente de la recta, y generalmente toma valores de 0.2 a 5 [[Szymkiewicz, 2013](#)]. Es de notar que valores grandes de  $\lambda$  ( $> 2$ ) indican una distribución del tamaño de poro más estrecha, mientras que valores pequeños de

$\lambda$  ( $< 2$ ) denotan una distribución del tamaño de poro más amplia. Si el medio poroso bajo estudio presenta un  $\lambda = \infty$ , el medio posee una distribución del tamaño de poro uniforme.

Las ecuaciones anteriores dan lugar a un modelo de presión capilar de la forma

$$p_c(s_w) = p_t(s_e)^{-1/\lambda} \quad (\text{A.6})$$

## Modelo de van Genuchten

El modelo de [Van Genuchten \[1980\]](#) es un modelo empírico que conserva la forma de la curva de presión capilar para altos valores de la saturación de la fase mojante. El modelo está dado por

$$s_e = \left[ \frac{1}{1 + (\alpha p_c)^n} \right]^m \quad (\text{A.7})$$

o, de otra forma

$$p_c = \frac{1}{\alpha} (s_e^{-1/m} - 1)^{1/n} \quad (\text{A.8})$$

donde  $\alpha$ ,  $n$  y  $m$  son los parámetros de ajuste. El coeficiente  $\alpha$  es relacionado con el tamaño promedio de poro. La saturación efectiva  $s_e$ , al igual que en el modelo de [Brooks and Corey \[1964\]](#), es

$$s_e = \frac{s_w - s_{wr}}{1 - s_{wr}} \quad (\text{A.9})$$

En algunas ocasiones, se puede encontrar  $p_g = 1/\alpha$ , el cual es un parámetro de escalamiento para la presión y denota la posición aproximada del punto de inflexión en la curva de presión capilar [[Szymkiewicz, 2013](#)]. Los exponentes  $m$  y  $n$  se relacionan con la distribución del tamaño de poro, los cuales se pueden considerar como  $m = 1 - 1/n$  o  $m = 1 - 2/n$ , con el fin de reducir el número de parámetros independientes, y desarrollar una expresión analítica de permeabilidades relativas. El modelo de van Genuchten no toma en cuenta explícitamente la presión de entrada, aunque para algunos valores de  $n$  y  $m$  se pueden obtener saturaciones muy cercanas a la unidad para un cierto rango de las presiones capilares por arriba de cero [[Szymkiewicz, 2013](#)].

## A.4. Cálculo de permeabilidades relativas a partir de curvas de presiones capilares

Para un medio poroso que se representa por un conjunto de tubos capilares, se puede estimar la permeabilidad absoluta del medio a partir de la curva de presión capilar. Para un medio que se encuentra totalmente saturado por un fluido, la permeabilidad absoluta es

$$k = \frac{(2\sigma \cos \theta)^{2+\gamma}}{8a} \phi \int_0^1 \frac{ds_w}{p_c^{2+\gamma}} \quad (\text{A.10})$$

donde  $\sigma$  es la tensión interfacial del fluido que satura al medio,  $\theta$  es el ángulo de contacto,  $\phi$  es la porosidad del medio,  $a$  y  $\gamma$  son valores constantes. De esta expresión, se obtiene la permeabilidad efectiva del fluido mojante como

$$k = \frac{(2\sigma \cos \theta)^{2+\gamma}}{8a} \phi \int_0^{s_w} \frac{ds_w}{p_c^{2+\gamma}} \quad (\text{A.11})$$

Teniendo una estimación de permeabilidad absoluta y permeabilidad efectiva, se puede calcular la permeabilidad al fluido mojannte,  $k_{rel} = k_w/k$ , como

$$k_{rw} = \frac{\int_0^{s_w} \frac{ds_w}{p_c^{2+\gamma}}}{\int_0^1 \frac{ds_w}{p_c^{2+\gamma}}} \quad (\text{A.12})$$

La permeabilidad al fluido no-mojante está dado por

$$k_{rnw} = \frac{\int_{s_w}^1 \frac{ds_w}{p_c^{2+\gamma}}}{\int_0^1 \frac{ds_w}{p_c^{2+\gamma}}} \quad (\text{A.13})$$

Si tomamos en cuenta que  $\gamma = 0$ , obtenemos

$$k_{rw} = \frac{\int_0^{s_w} \frac{ds_w}{p_c^2}}{\int_0^1 \frac{ds_w}{p_c^2}} \quad (\text{A.14})$$

y

$$k_{rnw} = \frac{\int_{s_w}^1 \frac{ds_w}{p_c^2}}{\int_0^1 \frac{ds_w}{p_c^2}} \quad (\text{A.15})$$

La principal desventaja de estas expresiones para permeabilidades relativas es que cumplen que  $k_{rw} + k_{rnw} = 1$ , siendo que en las mediciones experimentales se observa  $k_{rw} + k_{rnw} < 1$ . este contraste es debido aque en el modelo no se considera la tortuosidad del medio. Además, las expresiones no son válidas para las saturaciones residuales de los fluidos.

## Modelo de Burdine(1953)

[Burdine \[1953\]](#) propuso un modelo normalizado de permeabilidades relativas para procesos de drene. Este modelo considera el área de la sección transversal del conjunto de capilares y la tortuosidad del medio como propiedades dependientes de la saturación del fluido mojannte. Con estas consideraciones, el modelo es válido para las saturaciones residuales de los fluidos y cumple con  $k_{wr} + k_{nwr} < 1$ . el modelo de permeabilidades relativas es

$$\bar{k}_{rw}(s_e) = (s_e)^2 \frac{\int_0^{s_e} \frac{1}{p_c^2} ds_e}{\int_0^1 \frac{1}{p_c^2} ds_e} \quad (\text{A.16})$$

Para el fluido no-mojante, tenemos

$$\bar{k}_{rnw}(s_e) = (1 - s_e)^2 \frac{\int_{s_e}^1 \frac{1}{p_c^2} ds_e}{\int_0^1 \frac{1}{p_c^2} ds_e} \quad (\text{A.17})$$

donde  $s_e$  es la saturación efectiva o normalizada.

$$s_e = \frac{s_w - s_{wr}}{1 - s_{wr}}$$

En el modelo de [Burdine \[1953\]](#), la relación de términos integrales refleja los cambios del área de la sección transversal debdidos a la saturación. Los términos  $(s_e)^2$  y  $(1 - s_e)^2$  expresan los cambios de tortuosidad ocasionados por la saturación.

## Modelo de Rodríguez y Teyssier(1973)

Con base en un modelo conceptual de tubos capilares para reproducir el desplazamiento un fluido mojante por uno no mojante en un medio poroso, [Rodríguez and Teyssier, 1973] establecen las siguientes expresiones de las permeabilidades relativas a partir de los valores experimentales de la presión capilar:

$$j = \frac{\log \left( \int_{s_{wi}}^{s_w} \frac{ds_w}{p_c^2} / \int_{w_i}^1 \frac{ds_w}{p_c^2} \right)}{\log \left( \frac{s_w - s_{wi}}{1 - s_{wi}} \right)} \quad (\text{A.18})$$

$$k_{rw} = \left( \frac{s_w - s_{wi}}{1 - s_{wi}} \right)^{2+j} \quad (\text{A.19})$$

$$k_{rnw} = \left[ 1 - \frac{s_w - s_{wi}}{1 - s_{wi}} \right]^2 \left[ 1 - \left( \frac{s_w - s_{wi}}{1 - s_{wi} - s_{nwi}} \right)^j \right] \quad (\text{A.20})$$

Donde  $s_w$  es la saturación del fluido mojante,  $s_{wi}$  y  $s_{nwi}$  son las saturaciones inmóviles de las fases mojante y no mojante, respectivamente;  $k_{rw}$  y  $k_{rnw}$  las permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante, respectivamente.

# Bibliografía

- Aladasani, A., Bai, B., Wu, Y.-S., and Salehi, S. (2014). Studying low-salinity waterflooding recovery effects in sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120(1):39–51. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.03.008>. 10
- Arana, V., Trujillo, D., and Sánchez, J. (2007). *Apuntes de simulación numérica de yacimientos*. Facultad de Ingeniería, UNAM. 31
- Blunt, M., Bijeljic, B., Dong, H., Gharbi, O., Iglauer, S., and Mostaghimi, P. (2013). Pore-scale imaging and modeling. *Advances in Water Resources*, 51(1):197–216. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003>. 8
- Brooks, R. and Corey, A. (1964). Hydraulic properties of porous media. *Hydrology Paper No. 3, Colorado State University*, pages 1–37. 13, 21, 32, 33
- Burdine, N. (1953). Relative permeability calculations from pore size distribution data. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 5(3):71–78. 34
- Díaz-Viera, M., Ortíz-Tapia, A., and Hernández-Pérez, J. (2010). Modelo matemático, numérico y computacional para la simulación de pruebas de laboratorio del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos vía microbiana (meor). *Instituto Nacional del Derecho de Autor*, No.(03-2008-071111030100-01):202. 31
- Dong, H. (2007). Micro-ct imaging and pore network extraction. *Imperial College London*, (Doctor of Philosophy):1–213. 19
- Ebrahimi, A. N., Jamshidi, S., Iglauer, S., and Boozarjomehry, R. B. (2013). Genetic algorithm-based pore network extraction from micro-computed tomography images. *Chemical Engineering Science*, 92(1):157–166. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2013.01.045>. 8
- Fazeli, M., Hinebaugh, J., and Bazylak, A. (2016). Incorporating embedded microporous layers into topologically equivalent pore network models for oxygen diffusivity calculations in polymer electrolyte membrane fuel cell gas diffusion layers. *Electrochimica Acta*, 216(1):364–375. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2016.08.126>. 5
- Fredriksen, S. B., Rognmo, A. U., and Fernø, M. A. (2016). Pore-Scale Mechanisms During Low Salinity Waterflooding : Water Diffusion and Osmosis for Oil Mobilization. *Society of Petroleum Engineers*, (SPE-180060-MS). 1

- Gostick, J. (2017). Versatile and efficient pore network extraction method using marker-based watershed segmentation. *Physical Review E*, 96(2):1–15. DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.96.023307>. 8
- Gostick, J., Aghighi, M., Hinebaugh, J., Tranter, T., Hoeh, M. A., Day, H., Spellacy, B., Sharqawy, M. H., Bazylak, A., Burns, A., Lehnert, W., and Putz, A. (2016). Openpnm: A pore network modeling package. *Computing in Science and Engineering*, 18(4):60–74. DOI: <https://doi.org/10.1109/MCSE.2016.49>. 5
- ICL (2014). Imperial college consortium on pore-scale modelling: C2 carbonate. DOI: [https://figshare.com/articles/C2\\_carbonate/1189258](https://figshare.com/articles/C2_carbonate/1189258). 19, 24
- Lake, L. (1983). *Fundamentals of Reservoir Engineering*, volume 8 of *Developments in Petroleum Science*. Elsevier Science. 31
- Martínez-Mendoza, E. G. (2016). Modelos de red de poros para la obtención de propiedades efectivas de flujo y transporte en yacimientos petroleros. *Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería(Licenciatura)*:103. 1
- Martínez-Mendoza, E. G. (2018). Estimación de propiedades roca-fluido mediante modelos de red de poros para la simulación de procesos de inyección de agua de baja salinidad. *Universidad Nacional Autónoma de México, Posgrado en Ciencias de la Tierra(Maestría)*. 6, 7, 8, 24, 29
- Rabbani, A., Jamshidi, S., and Salehi, S. (2014). An automated simple algorithm for realistic pore network extraction from micro-tomography images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 123(1):164–171. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.020>. 8
- Rodríguez, F. and Teyssier, J. (1973). Permeabilidades relativas en función de la presión capilar y las saturaciones efectivas. *Subdirección de Tecnología de Explotación del Instituto Mexicano del Petróleo*, Publicación 73 BH/121 del proyecto 2185. 22, 27, 35
- Sadeghi, M., Aghighi, M., Barralet, J., and Gostick, J. (2017). Pore network modeling of reaction-diffusion in hierarchical porous particles: The effects of microstructure. *Chemical Engineering Journal*, 330(1):1002–1011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2017.07.139>. 5
- Song, R., Liu, J., and Cui, M. (2016). Single- and two-phase flow simulation based on equivalent pore network extracted from micro-ct images of sandstone core. *SpringerPlus*, 5(817):1–10. DOI: <https://doi.org/10.1186/s40064-016-2424-x>. 8
- Szymkiewicz, A. (2013). *Modelling Water Flow in Unsaturated Porous Media*. Geo-Planet: Earth and Planetary Sciences. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-23559-7>. 32, 33
- Tranter, T., Gostick, J., Burns, A., and Gale, W. (2016). Pore network modeling of compressed fuel cell components with openpnm. *Fuel Cells*, 16(4):504–515. DOI: <https://doi.org/10.1002/face.201500168>. 5
- Van Genuchten, M. (1980). A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils. *Soil Science Society of America Journal*, 44(5):892–898. 13, 33

- Van Genuchten, M. and Alves, W. (1982). Analytical solutions of the one-dimensional convective-dispersive solute transport equation. *United States Department of Agriculture, Economic Research Service*, Technical Bulletin(1661):1–152. 6
- Yi, Z., Lin, M., Jiang, W., Zhang, Z., Li, H., and Gao, J. (2017). Pore network extraction from pore space images of various porous media systems. *Water Resources Research*, 53(1):3424–3445. DOI: <https://doi.org/10.1002/2016WR019272>. 8
- Yousef, A. A., Al-Saleh, S. H., Al-Kaabi, A., and Al-Jawfi, M. S. (2011). Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 14(5):1–16. DOI: <https://doi.org/10.2118/137634-PA>. IV, 24, 25