



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
INSTITUTO DE GEOFÍSICA  
EXPLORACIÓN, AGUAS SUBTERRÁNEAS, MODELACIÓN Y  
PERCEPCIÓN REMOTA

ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES ROCA-FLUIDO MEDIANTE  
MODELOS DE RED DE POROS PARA LA SIMULACIÓN DE  
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
**MAESTRO EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

PRESENTA:

**Edgar Giovani Martínez Mendoza**

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Martín Alberto Díaz Viera  
*Instituto Mexicano del Petróleo*

COMITÉ TUTOR:

Dr. Manuel Coronado Gallardo  
*Instituto Mexicano del Petróleo*

Dr. Eric Morales Casique  
*Instituto de Geología*

Ciudad Universitaria, CDMX, Diciembre 2018



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES ROCA-FLUIDO MEDIANTE  
MODELOS DE RED DE POROS PARA LA SIMULACIÓN DE  
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

JURADO EXAMINADOR

Dr. Manuel Coronado Gallardo  
*Instituto Mexicano del Petróleo*

Dr. Martín Alberto Díaz Viera  
*Instituto Mexicano del Petróleo*

Dra. Ana Teresa Mendoza Rosas  
*CONACYT-Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial*

Dr. Eric Morales Casique  
*Instituto de Geología*

Dr. David Parra Guevara  
*Centro de Ciencias de la Atmósfera*



# Resumen

La motivación principal de este trabajo es la de estudiar el impacto de la inyección de agua de baja salinidad sobre las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa a escala de poro. La inyección de agua de baja salinidad es un método de recuperación mejorada de petróleo, también conocida como inyección inteligente de agua (*smartflooding* o *smart water*), el cual está retomando un gran auge en la industria debido a los resultados prometedores y a su relación costo-beneficio. Sin embargo, el estudio de este método de recuperación a escala de poro se encuentra en una etapa temprana y creciente. La micro o escala de poro conforma un marco de estudio para definir, y potencialmente parametrizar, procesos macroscópicos de tal forma que se tome en cuenta la influencia de la estructura del medio poroso. En este trabajo es considerado el enfoque de red de poros para describir la inyección de agua de baja salinidad a escala de poro.

Al inicio de la investigación, es realizada una amplia revisión de la literatura sobre los métodos actuales para la caracterización y modelación de medios porosos a escala de poro. En el estudio de inyección de agua de baja salinidad, un modelo desacoplado de flujo y transporte advectivo-difusivo para el enfoque de red de poros es formulado, implementado y validado con una solución semi-analítica. El modelo de flujo y transporte fue implementado en *OpenPNM*, un *framework* de código libre para la modelación de redes de poros. A partir de este modelo, son calculados los valores de concentración de sal efectiva en la red, lo cual establece el comportamiento de la salinidad a través del medio poroso discretizado. De esta información, se investiga el efecto de la salinidad sobre las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa. El ángulo de contacto es empleado para relacionar el efecto de la salinidad sobre las propiedades roca-fluido. Mediante una función lineal, son calculados los valores de ángulo de contacto en la red. Estos valores son empleados en un el algoritmo de drene primario, el cual considera el enfoque de percolación de invasión. Posteriormente, los resultados de este algoritmo son utilizados para estimar permeabilidades relativas a partir de un modelo de capilares.

Una metodología sistemática es propuesta para simular el proceso de inyección de agua de baja salinidad, la cual tiene base en técnicas fundamentales de la literatura. El objetivo de esta metodología es establecer una herramienta para evaluar el efecto de la salinidad sobre propiedades efectivas de flujo. Esta metodología es aplicada en dos casos de estudio en donde se investiga la inyección de agua de baja salinidad en una arenisca y en un carbonato. En el primer caso, a partir de una prueba experimental e información reportada en la literatura, es estimado el cambio de mojabilidad en un sistema arenisca-aceite-agua. En el segundo caso un sistema carbonato es establecido con base en información de libre acceso. En ambos análisis es observada una modificación del ángulo de contacto debido a los cambios de concentración de sal. Este efecto representa el cambio de mojabilidad en los sistemas roca-fluido y es confirmado en las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa. Por último, de los resultados obtenidos, se realiza un ajuste de curvas para ambas propiedades roca-fluido.



# Abstract

The objective of this research is to study the Low Salinity WaterFlooding (LSWF) impact on capillary pressure and relative permeability curves at pore scale. The LSWF is an Enhanced Oil Recovery (EOR) method, also known as smartflooding or smart water, which is taking a boom in the industry due to the promising results and its cost-benefit ratio. However, the pore-scale study of this EOR method is at an early and growing stage. The micro or pore scale comprises a framework to outline, and potentially parameterize, macroscopic processes considering the porous medium structure influence. In porous media, pore-scale modeling studies the structure, connectivity, and pore size impact on flow and transport properties, as well as on other dynamic characteristics. In this work, the pore network modeling is considered to describe the LSWF at pore scale.

An extensive literature review on current methods for characterization and modeling porous media at pore scale is conducted. In the LSWF study, a decoupled flow and advective-diffusive transport model for the pore network approach is developed, implemented and validated with a semi-analytical solution. Further, the flow and transport model is coded on *OpenPNM*, an open-source framework for pore-network modeling. From this model, effective concentration values in throats and pores are calculated, which establish the salinity behavior through the discretized porous medium. Then, the salinity effect on the capillary pressure and relative permeability curves is investigated. The contact angle is used to relate the salinity effect on rock-fluid properties. By means of a linear function, the throat contact angle values are computed. These values are employed in a primary drainage algorithm, which considers invasion percolation theory. The algorithm results are used in tandem with a capillary bundle model to estimate the relative permeability curves.

Therefore, a systematic methodology is proposed to simulate the LSWF process. This proposal is based on fundamental techniques from the literature. The methodology objective is to lay down a tool for investigating the salinity effect on effective flow properties. This methodology is applied in two case studies where the LSWF into a sandstone and a carbonate is studied. In the first case, from experimental and open access information, the wettability change in a sandstone-oil-water system is estimated. In the second case, a carbonate system is constituted based on information reported in the literature. As a result, the contact angle change due to the salinity concentration is observed in both cases. This effect represents a wettability alteration in the rock-fluid systems, and, subsequently, it is confirmed in the capillary pressure and relative permeability curves. Finally, curve fitting is performed for both rock-fluid properties.





# Índice general

	<b>Página</b>
<b>Portada</b>	<b>I</b>
<b>Resumen</b>	<b>V</b>
<b>Abstract</b>	<b>VII</b>
<b>Índice general</b>	<b>XI</b>
<b>Lista de figuras</b>	<b>XIV</b>
<b>Lista de tablas</b>	<b>XV</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>XVII</b>
<b>Introducción</b>	<b>XIX</b>
<b>1. Caracterización del espacio poroso a escala de poro</b>	<b>1</b>
1.1. Técnicas de imágenes . . . . .	1
1.2. Pruebas de laboratorio . . . . .	6
<b>2. Enfoques de estudio para flujo y transporte a escala de poro</b>	<b>11</b>
2.1. Método de lattice Boltzmann . . . . .	11
2.2. Hidrodinámica de partículas suavizadas . . . . .	12
2.3. Dinámica computacional de fluidos . . . . .	13
2.4. Modelo de red de poros . . . . .	13
<b>3. Modelo de red de poros</b>	<b>17</b>
3.1. Construcción de una red de poros . . . . .	17
3.2. Elementos que constituyen a un modelo de red de poros . . . . .	20
3.3. Modelos de red de poros cuasi-estáticas . . . . .	25
3.4. Modelos de red de poros dinámicas . . . . .	26

<b>4. Modelo de flujo y transporte para el enfoque de red de poros</b>	<b>27</b>
4.1. Modelo conceptual . . . . .	31
4.2. Modelo de flujo . . . . .	33
4.3. Modelo de transporte . . . . .	34
4.4. Modelo numérico . . . . .	39
4.5. Modelo computacional . . . . .	40
4.6. Validación del modelo . . . . .	41
<b>5. Inyección de agua de baja salinidad</b>	<b>45</b>
5.1. LSWF en areniscas . . . . .	45
5.2. LSWF en carbonatos . . . . .	48
<b>6. Metodología para el estudio de inyección de agua de baja salinidad</b>	<b>51</b>
6.1. Metodología sistemática basada en el enfoque de red de poros . . . . .	51
6.2. Flujo de trabajo . . . . .	53
<b>7. Caso de estudio 1: Arenisca</b>	<b>59</b>
7.1. Modelo de red de poros . . . . .	60
7.2. Fluidos . . . . .	62
7.3. Descripción de la simulación del proceso <i>LSWF</i> . . . . .	62
7.4. Presión capilar . . . . .	65
7.5. Permeabilidad relativa . . . . .	67
7.6. Análisis de resultados . . . . .	69
<b>8. Caso de estudio 2: Carbonato</b>	<b>71</b>
8.1. Modelo de red de poros . . . . .	72
8.2. Fluidos . . . . .	74
8.3. Descripción de la simulación del proceso <i>LSWF</i> . . . . .	75
8.4. Presión capilar . . . . .	80
8.5. Permeabilidad relativa . . . . .	82
8.6. Análisis de resultados . . . . .	84
<b>9. Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>87</b>
<b>A. Ecuaciones constitutivas</b>	<b>89</b>
A.1. Algunos conceptos . . . . .	89
A.2. Transformación de los datos de presión capilar aire-mercurio al sistema agua-aceite	90
A.3. Presión capilar . . . . .	90
A.4. Cálculo de permeabilidades relativas . . . . .	91
<b>B. Drene primario en redes de poro</b>	<b>95</b>
B.1. Ecuación de Young-Laplace . . . . .	95
B.2. Ciclos de desplazamiento de fluidos . . . . .	96
B.3. Algoritmo para simular drene primario en una red de poros . . . . .	97

<b>C. Efectos de la mojabilidad sobre presión capilar y permeabilidad relativa</b>	<b>101</b>
C.1. Influencia de la mojabilidad sobre la presión capilar . . . . .	102
C.2. Influencia de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa . . . . .	105
<b>D. Póster en congreso internacional</b>	<b>107</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>122</b>



# Índice de figuras

1.	Jerarquía de escalas para la modelación de fenómenos físicos en medios porosos. . .	XXI
1.1.	Principales métodos para determinar la porosidad y distribuciones de tamaños de poros . . . . .	2
3.1.	Elementos que constituyen a un modelo de red de poros . . . . .	20
3.2.	Relación nodo-conector en una red . . . . .	21
3.3.	Principales redes consideradas en un modelo de red de poros . . . . .	22
3.4.	Número de coordinación . . . . .	22
3.5.	Red de un medio poroso . . . . .	23
3.6.	Geometrías regulares de poros y gargantas . . . . .	23
3.7.	Intersección poro-garganta. . . . .	24
3.8.	Elementos de una red de poros. . . . .	26
4.1.	Esquema de poros (rojo) interconectados por gargantas (azul). . . . .	27
4.2.	Comparación de las soluciones semi-analítica y computacional del problema inyección de un escalón para diferentes pasos de tiempo $\Delta t$ . . . . .	42
6.1.	Metodología sistemática basada en el enfoque de red de poros . . . . .	54
6.2.	Flujo de trabajo considerado para el estudio de la inyección de agua de baja salinidad mediante el enfoque de red de poros. . . . .	56
6.3.	Esquema del ángulo de contacto . . . . .	57
7.1.	Modelo de red de poros empleado en el caso de estudio 1. . . . .	61
7.2.	Histograma de los diámetros de poro y garganta . . . . .	61
7.3.	Estado de concentraciones en poros y gargantas. . . . .	63
7.4.	Ángulos de contacto en las gargantas de la red de poros para el procesos de inyección de agua de baja salinidad. . . . .	64
7.5.	Histograma de los valores de ángulo de contacto al término del proceso de <i>LSWF</i> . . . . .	65
7.6.	Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad . . . . .	66
7.7.	Ajuste de curvas de presión capilar . . . . .	67
7.8.	Curvas de permeabilidad relativa . . . . .	68
7.9.	Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa . . . . .	68
8.1.	Modelo de red de poros empleado en el caso de estudio 2. . . . .	72

8.2. Histograma de los diámetros de poro y garganta . . . . .	74
8.3. Estado de concentraciones en poros y gargantas para la etapa HS . . . . .	76
8.4. Estado de concentraciones en poros y gargantas para la etapa LS . . . . .	77
8.5. Valores de conductancia hidráulica en la red . . . . .	78
8.6. Ángulos de contacto en las gargantas de la red para el procesos de inyección de agua de baja salinidad. . . . .	79
8.7. Histograma de los valores de ángulo de contacto al término del proceso de LSWF. . . . .	80
8.8. Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad. . . . .	81
8.9. Ajuste de curvas de presión capilar . . . . .	82
8.10. Curvas de permeabilidad relativa. . . . .	83
8.11. Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa . . . . .	84
B.1. Ciclo de desplazamiento de fluidos. . . . .	98
C.1. Ángulo de contacto. . . . .	101
C.2. Curva de presión capilar para un sistema aceite-agua en una arenisca fuertemente mojada por agua ( <a href="#">Anderson, 1987a</a> ). . . . .	103
C.3. Curva de presión capilar para un sistema agua-aceite en una arenisca preferentemente mojada por aceite ( <a href="#">Anderson, 1987a</a> ). . . . .	104

# Índice de tablas

3.1. Elementos que constituyen un modelo de red de poros . . . . .	21
4.1. Datos empleados en la validación. . . . .	42
4.2. Error [%] de la comparación de la solución semi-analítica y la computacional. . . . .	43
7.1. Principales propiedades del sistema . . . . .	59
7.2. Descripción del modelo de red de poros. . . . .	60
7.3. Distribuciones de probabilidad para diámetros de poro y garganta. . . . .	60
7.4. Propiedades de los fluidos considerados en la simulación del proceso <i>LSWF</i> . . . . .	62
7.5. Propiedades consideradas en el problema de transporte . . . . .	62
7.6. Estadígrafos del ángulo de contacto al término del proceso de <i>LSWF</i> . . . . .	65
7.7. Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey. . . . .	66
7.8. Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste. . . . .	69
8.1. Principales propiedades del sistema . . . . .	71
8.2. Descripción del modelo de red de poros . . . . .	73
8.3. Distribuciones de probabilidad para diámetros de poro y garganta. . . . .	73
8.4. Propiedades de los fluidos considerados en la simulación del proceso <i>LSWF</i> . . . . .	74
8.5. Análisis geoquímico de los fluidos . . . . .	75
8.6. Propiedades consideradas en el problema de transporte . . . . .	75
8.7. Estadígrafos del ángulo de contacto al término del proceso de <i>LSWF</i> . . . . .	80
8.8. Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey. . . . .	82
8.9. Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste. . . . .	84
C.1. Clasificación de la mojabilidad para un sistema aceite-agua (Zheng, 2016). . . . .	102
C.2. Reglas prácticas propuestas por Craig (1971) para determinar la mojabilidad. . . . .	105





# Nomenclatura

## Subíndices

- 0 .... Inicial
- a* .... Aire
- c* .... Capilar, presión
- e* .... Efectiva, saturación
- g* .... Parámetro de escalamiento
- Hg* .. Mercurio
- i* .... Índice de poro
- ij* ... Índice de garganta
- inlet* Entrada, frontera
- iny* .. Inyección
- j* .... Índice de poro
- nw* .. Fluido no mojante
- o* .... Aceite
- outlet* Salida, frontera
- p* .... Poro
- r* .... Residual, saturación
- rnw* . Relativa al fluido no mojante, permeabilidad
- rw* .. Relativa al fluido mojante, permeabilidad
- s* .... Solute
- t* .... Garganta; entrada, presión
- w* .... Fluido mojante

## Símbolos griegos

- $\alpha$  .... Parámetro de ajuste
- $\gamma$  .... Constante
- $\kappa$  .... Conductancia hidráulica
- $\lambda$  .... Índice que caracteriza la distribución del tamaño de poro
- $\mu$  .... Viscosidad
- $\phi$  .... Porosidad

$\sigma$  .... Tensión interfacial  
 $\theta$  .... Ángulo de contacto

### Símbolos

$\mathfrak{R}$  ... Resistencia eléctrica  
 $\underline{D}$  ... Tensor de dispersión hidrodinámica  
 $A$  .... Área de la sección transversal  
 $a$  .... Constante  
 $c$  .... Concentración masa  
 $D$  ... Difusividad  
 $HS$  .. Alta salinidad (*High Salinity*)  
 $I$  .... Conjunto de índices  
 $K$  ... Permeabilidad absoluta  
 $L$  .... Longitud del modelo de red de poros  
 $l$  .... Longitud de garganta  
 $LS$  .. Baja salinidad (*Low Salinity*)  
 $M$  ... Masa  
 $m$  ... Parámetro de ajuste  
 $N$  ... Dimensión de la red  
 $n$  .... Total de poros; párametro de ajuste  
 $Np$  .. Número de poros ubicados en el centro de un plano normal  
 $p$  .... Presión  
 $Q$  ... Gasto total  
 $q$  .... Flujo volumétrico  
 $r$  .... Radio  
 $s$  .... Saturación  
 $t$  .... Tiempo  
 $V$  ... Volumen  
 $v$  .... Velocidad

# Introducción

La inyección de agua de baja salinidad es una técnica de recuperación mejorada de petróleo en la que se moviliza el aceite al modificar y/o disminuir la composición iónica del agua de inyección (salmuera). La inyección de agua de baja salinidad es considerada como una técnica simple, fiable y económica. Este método de recuperación ha sido ampliamente empleado debido a la disponibilidad o al fácil acceso a las fuentes, las cuales son relativamente económicas, en comparación con los productos requeridos en otros métodos. El potencial de la inyección de agua de baja salinidad no fue reconocida hasta que Morrow y colaboradores observaron en sus trabajos experimentales que la recuperación de aceite dependía de la composición del agua de inyección ([Jadhunandan y Morrow, 1991](#)). Desde entonces, diversas pruebas en núcleos y en campo se han reportado en las que se muestra el efecto de la baja salinidad sobre la recuperación de aceite ([Tang y Morrow, 1997](#); [Yildiz y Morrow, 1996](#)). En la mayoría de los resultados se mostró que la recuperación de aceite se pudo incrementar cuando la salinidad del agua de inyección es mucho menor que la del agua de formación. Diferentes mecanismos han sido propuestos para explicar este efecto de baja salinidad. Sin embargo, no hay consenso sobre los mecanismos dominantes.

A la actualidad, varios autores han simulado el proceso de inyección de agua de baja salinidad a escala de laboratorio (milímetros hasta centímetros) ([Coronado-Gallardo \*et al.\*, 2018](#); [Dang \*et al.\*, 2013b](#); [Jerauld \*et al.\*, 2008](#); [Mahani \*et al.\*, 2011](#); [Omekeh \*et al.\*, 2012](#); [Wu y Bai, 2009](#)). Su enfoque general es modificar las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa en función de la salinidad [Sheng \(2014\)](#). Los modelos a esta escala de estudio consideran propiedades macroscópicas para la cuantificación de los mecanismos involucrados en la recuperación de aceite, y la mayoría de los simuladores toman en cuenta propiedades roca-fluido homogéneas espacialmente, tales como la tensión superficial y el ángulo de contacto. En este caso, estas propiedades afectan el comportamiento de la curva de presión capilar y de permeabilidad relativa, las cuales son parámetros de entrada en los simuladores a escala de laboratorio y de yacimiento. Una manera de mejorar la comprensión y el comportamiento de los mecanismos de cualquier técnica de recuperación mejorada es mediante la modelación a escala de poro.

Diferentes fenómenos en medios porosos (suelos, rocas, madera, etc.), así como matrices porosas artificiales (concretos, tejidos y fibras sintéticas), surgen en diversos campos de la ciencia y la tecnología, que van desde la agricultura, biomedicina, construcción, cerámica, química y la ingeniería petrolera, a ciencias de la alimentación y del suelo. En todos estos campos, los procesos son estudiados a diferentes escalas de tiempo y espacio. Cada escala incorpora variables que

intervienen en el estudio de los fenómenos físicos (Raouf y Hassanizadeh, 2010), de ahí que se necesiten metodologías de estudio para la estimación de propiedades del medio. Cualquier modelo para el estudio de fenómenos de interés en un medio poroso debe incluir, como primer elemento, una descripción realista del medio. Sin embargo, la selección del modelo dependerá del tipo de medio que se desee estudiar y el cálculo de propiedades, así como las limitaciones computacionales que se tengan. En general, los modelos deben ser lo suficientemente simples para la simulación computacional y contener las características esenciales del medio poroso. De acuerdo con la forma en la que se conceptualiza o discretiza el medio poroso, las principales escalas de estudio son: escala de poro, medio efectivo y del continuo. La Figura 1 muestra la jerarquía entre escalas para la modelación de fenómenos físicos en medios porosos.

- **Escala de poro.** Investigan los efectos de la estructura, conectividad y forma del medio poroso sobre las propiedades de flujo, transporte y otras características dinámicas del medio. El objetivo de estos modelos es encontrar una relación entre el medio poroso y los fenómenos bajo estudio.
- **Medio efectivo.** En esta escala, se determinan variables macroscópicas a través del promediado de valores microscópicos. Estas propiedades efectivas son definidas en un volumen que es suficientemente pequeño en comparación con el volumen del medio original, pero lo suficientemente grande para que la propiedad sea representativa del dominio. En términos generales, existen al menos tres clases diferentes de modelos: (i) los que están hechos de una distribución de formas sobre otro dominio uniforme, (ii) los que se basan en la teselación del espacio mediante funciones de correlación, y (iii) aquellos en los que se distribuyen objetos con una relación de aspecto o extensión determinadas.
- **Continuo.** En la modelación de fenómenos, las ecuaciones gobernantes, en conjunto con ecuaciones de estado y relaciones constitutivas, describen un sistema homogéneo equivalente. Además, estos modelos emplean el uso de técnicas y herramientas especiales, que en conjunto se conocen como geoestadística, para manipular propiedades experimentales que por lo general están incompletas o varían en gran medida sobre diferentes escalas de longitud. Estos modelos por lo general requieren técnicas estocásticas para describir las propiedades del medio en términos de cantidades estadísticas, y posteriormente desarrollar ecuaciones estocásticas de flujo y transporte.

Los fenómenos de flujo y transporte en medios porosos poseen un papel importante en muchos campos diversos de la ciencia y la tecnología; tales como el tratamiento de residuos radiactivos, la industria de la construcción, el transporte de agua subterránea, y la industria del gas y petróleo, entre otras. A pesar del rápido desarrollo de la modelación a escala de poro, aún persisten varios desafíos al estudiar flujo y transporte en medios porosos. En primer lugar, la complejidad de la estructura de poro hace que los procesos de flujo y transporte en medios porosos sean muy complejos. Otra dificultad de estudiar es la evolución o modificación de la estructura porosa durante el fenómeno (Blunt *et al.*, 2013; Xiong *et al.*, 2016).

Las simulaciones a escala de poro han mejorado la comprensión de fenómenos y aplicaciones geotécnicas a gran escala (escala de laboratorio a escala de yacimiento). Su importancia recae en que se puedan realizar predicciones de procesos locales de una manera precisa y, desde un punto de vista computacional, económica. Al mismo tiempo, la modelación a escala de poro permite

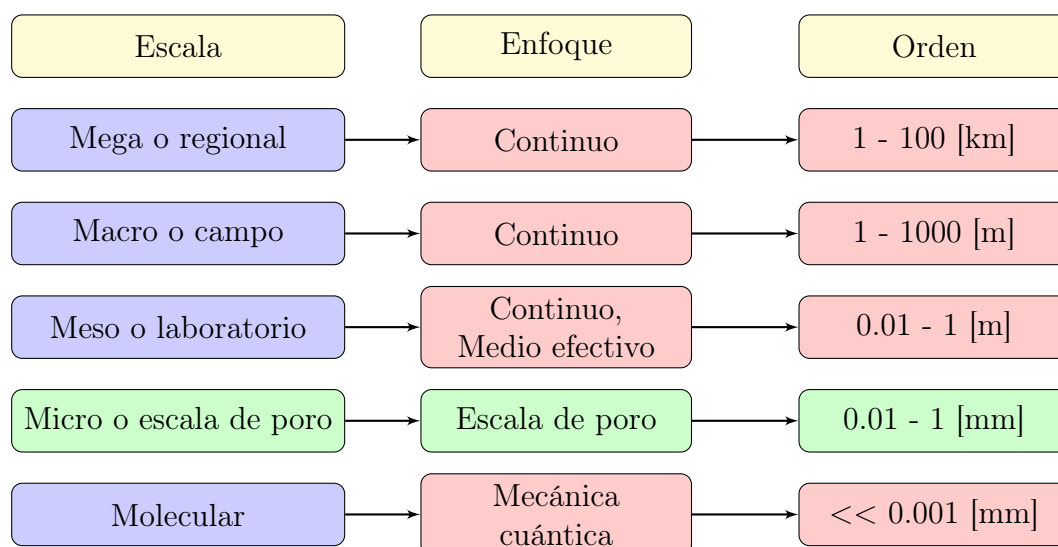


Figura 1: Jerarquía de escalas para la modelación de fenómenos físicos en medios porosos.

variaciones de los parámetros del sistema (geometrías del espacio poroso, propiedades del fluido y condiciones de frontera) para evaluar su impacto, lo cual es complejo de lograr en pruebas experimentales. Los modelos a escala de poro permiten mejorar las evaluaciones de propiedades macroscópicas tras modificar parámetros de la estructura del espacio poroso. Esto ofrece una alternativa para entender la dependencia de escala de parámetros. Tal dependencia de escala no puede capturarse mediante un enfoque de medio efectivo (Xiong *et al.*, 2016).

En las últimas dos décadas, la modelación a escala de poro de métodos de recuperación mejorada ha crecido y ha adquirido un gran interés. En principio, esto se debe a dos factores principales: el desarrollo computacional y la descripción con detalle de los sistemas roca-fluido involucrados. En la actualidad, existen supercomputadoras, e incluso equipos personales, que permiten resolver grandes sistemas de ecuaciones en un tiempo de cálculo mucho menor al de hace un par de décadas. Aunado a esto, existen tecnologías que permiten describir en alta resolución el espacio poroso de muestras de roca (de  $nm$  hasta decenas de  $\mu m$ ). Con una adecuada modelación físico-matemática, la escala de poro es capaz de capturar algunos mecanismos de los métodos de recuperación mejorada que aún no son comprendidos totalmente en escalas mayores; por ejemplo, el cambio de mojabilidad en sistemas roca-fluido. Bolandtaba y Skauge (2011) presentaron un modelo a escala de poro para estudiar la movilización de aceite residual mediante la inyección de un polímero, el cual considera los mecanismo de adsorción, entrapamiento por partículas de polímero, y fuerzas viscosas (Bolandtaba y Skauge, 2011). Armstrong y Wildenschild (2012a,b); Hammond y Unsal (2012); Qin y Hassanizadeh (2015) estudian diferentes mecanismos para la recuperación mejorada de aceite vía microbiana, los cuales se relacionan en la movilización del aceite y el cambio de la mojabilidad debido a la presencia de surfactantes en el sistema roca-fluido (Armstrong y Wildenschild, 2012a,b; Hammond y Unsal, 2012; Qin y Hassanizadeh, 2015). Lu y Yortsos (2001) desarrollaron un modelo para simular combustión in situ de filtración hacia adelante, en el cual estudiaron los efectos de las microestructuras porosas y la distribución de combustible sólido en la dinámica de la combustión de filtración (Lu y Yortsos, 2001; Xu *et al.*, 2018). Posteriormente, Xu *et al.* (2018) simularon múltiples problemas fisicoquímicos en el frente de combustión con el fin de

reducir riesgos potenciales en la aplicación práctica, como la alta temperatura de combustión y la baja tasa de oxígeno (Xu *et al.*, 2018).

En relación con la inyección de agua de baja salinidad, Sorbie y Collins (2010) propusieron una teoría detallada, semicuantitativa, de como funciona el efecto de baja salinidad basado en consideraciones teóricas a escala de poro (Sorbie y Collins, 2010). Watson *et al.* (2011) abordan una evaluación de incertidumbre de uno de los mecanismos de la inyección de agua de baja salinidad con mayor discusión en la actualidad: el cambio de mojabilidad. El modelo a escala de poro que emplean les permite realizar una investigación sistemática del espacio de parámetros aceite-agua-roca, con el objetivo de identificar las características que pueden ser críticas para la recuperación de petróleo (Watson *et al.*, 2011). Fredriksen *et al.* (2016) estudian la movilización de aceite a nivel de poro debida a la difusión y ósmosis en la interfase aceite-agua durante la inyección de agua; para ello emplean micromodelos de areniscas (Fredriksen *et al.*, 2016). Bartels *et al.* (2016) realizan una observación directa a escala de poro de la reconfiguración de fluido impulsada por el cambio de mojabilidad, la cual es relacionada con una inyección de agua de baja salinidad realizada a una escala de un solo poro y la escala Darcy. Los autores investigaron el efecto de baja salinidad en tiempo real y en tres dimensiones, a través de tomografía computarizada de rayos X durante los experimentos de flujo (Bartels *et al.*, 2016). Boujelben *et al.* (2018) describen un modelo dinámico para investigar los efectos de la inyección de agua de baja salinidad en la recuperación de aceite bajo condiciones de flujo dinámico. Presentan una formulación en la cual la distribución espacial de la salinidad se rastrea de manera explícita durante el proceso de recuperación. La distribución de los fluidos se actualiza de acuerdo con el equilibrio relativo entre fuerzas capilares y viscosas. Los efectos capilares se correlacionan con la salinidad mediante una relación entre el ángulo de contacto y la concentración local del agua de inyección (Boujelben *et al.*, 2018).

Existen diversos trabajos que estudian los efectos de diferentes métodos de recuperación mejorada a escala de poro. Este trabajo de tesis se caracteriza por ser uno de los primeros que trata la inyección de agua de baja salinidad mediante redes de poros, el cual es un enfoque de modelación a escala de poro. El objetivo de este trabajo es la de establecer una metodología sistemática para simular el proceso de inyección de agua de baja salinidad. Esta metodología permitirá establecer una herramienta para observar los efectos de la salinidad sobre propiedades efectivas de flujo, tales como las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa.

El contenido de esta tesis se desarrolla en ocho capítulos. En el **Capítulo 1** se muestran las principales técnicas empleadas para caracterizar un medio poroso en escalas de micrómetros hasta milímetros. En general, estas técnicas ofrecen una amplia discretización de la geometría y la topología de un medio poroso, la cual es factor elemental en la modelación a escala de poro.

El **Capítulo 2** resume brevemente los principales enfoques de estudio a escala de poro que en la actualidad se emplean en medios porosos. Estos enfoques conforman una opción para definir, y potencialmente parametrizar, procesos macroscópicos y la influencia de la estructura del medio poroso sobre éstos. En esta sección se resumen las principales ventajas y desventajas de los enfoques, así como las principales aplicaciones de cada uno de ellos. De forma preliminar se introduce al enfoque de red de poros. En general, el **Capítulo 1** y **Capítulo 2** conforman una amplia revisión de la literatura para conocer las principales técnicas recientes para la caracterización y modelación

de medios porosos a escala de poro.

Una breve teoría de red de poros es desarrollada en el **Capítulo 3**. En este enfoque de modelación el espacio poroso de una roca es discretizado en rangos por debajo de milímetros, para conseguir un mayor acercamiento a la estructura original. Posteriormente, los modelos matemáticos y numéricos para simular fenómenos de interés son establecidos, con el fin de obtener predicciones de propiedades efectivas. En este capítulo, las principales propiedades que caracterizan a este enfoque, así como los principales elementos que lo constituyen, son definidos. Así mismo, se presentan las técnicas más comunes para generar una red de poros.

En el **Capítulo 4** se desarrolla un modelo de flujo y de transporte advectivo-difusivo para el enfoque de red de poros. Considerando el método sistemático para la formulación de modelos de sistemas continuos, se establecen las hipótesis generales y se formula el modelo matemático, numérico y computacional. El modelo de transporte se valida con una solución semi-analítica. En general, se establece que la salinidad efectiva, en el medio poroso discretizado, puede caracterizarse por el modelo de transporte propuesto. De forma breve, se da una revisión de los modelos de transporte para redes de poros, los cuales han sido reportados en la literatura.

El **Capítulo 5** presenta una revisión del método de inyección de agua de baja salinidad, mostrando los efectos y principios físicos que posee el método, y la relevancia que tienen en la recuperación de aceite. Así mismo, se enlistan los principales trabajos que describen el potencial y los mecanismos de recuperación, siendo estos últimos los que han contribuido al entendimiento del método. Esta revisión se divide en las aplicaciones realizadas para yacimientos de areniscas y de carbonatos.

En el **Capítulo 6** se propone una metodología sistemática para la evaluación de la inyección de agua de baja salinidad mediante el enfoque de red de poros, la cual tiene base en técnicas fundamentales de la literatura. La metodología permite observar los efectos de la inyección de agua de baja salinidad sobre propiedades efectivas de flujo. Esta propuesta tiene como ventaja un carácter general y flexible a la misma vez, ya que las etapas y la secuencia de trabajo no son restrictivas. Además, esta metodología puede emplearse en cualquier fenómeno de interés para medios porosos.

La metodología es empleada en el **Capítulo 7** y **Capítulo 8**, en dos casos de estudio, en donde se investiga la inyección de agua de baja salinidad en una arenisca y en un carbonato. En el primer caso de estudio, a partir de la información reportada en literatura, se estima el cambio de mojabilidad en un sistema arenisca-aceite-agua, efecto que se observa en las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa. Finalmente, en el segundo caso se considera una prueba experimental e información de libre acceso para establecer un estudio, similar al primer caso, para un carbonato.

Por último, en el **Capítulo 9** se presentan las conclusiones del trabajo y se plantean líneas de trabajo futuro. A partir de este trabajo, una base para la investigación a escala de poro de la inyección de agua de baja salinidad fue establecida, la cual fue empleada en el estudio del impacto de la salinidad sobre las propiedades efectivas de flujo.





# Caracterización del espacio poroso a escala de poro

En la actualidad, existen varias técnicas que ofrecen una noción de la geometría y topología de un medio poroso, las cuales se pueden agrupar respecto a la forma en que operan y tratan la información disponible. Una manera práctica de dividir estas técnicas es en: técnicas de imágenes y en pruebas de laboratorio. En el primer grupo se emplean herramientas de alta resolución para analizar la estructura porosa; en el segundo se deducen parámetros de la muestra a partir de pruebas experimentales y de los conceptos físicos que los gobiernan. De forma general, en las técnicas de imágenes se encuentran las técnicas directas, de reconstrucción estocástica y los basados en procesos geológicos. En las técnicas directas se generan modelos 3D a partir del escaneo de la estructura interna de la muestra original. En los dos últimos métodos, la reconstrucción estocástica y los basados en procesos geológicos, se realizan construcciones de modelos 3D a partir de secciones 2D de alta resolución. Finalmente, en el grupo de pruebas de laboratorio se encuentran la porosimetría de intrusión de mercurio y la adsorción de gas, los cuales obtienen la distribución del tamaño de los poros y el área superficial, pero no la conectividad completa. Esta clasificación se puede apreciar en [Anovitz y Cole \(2015\)](#), quienes presentan un conjunto de técnicas y análisis para caracterizar estructuras porosas en términos de la porosidad. De este estudio, resaltan los métodos para determinar la porosidad y los tamaños de poros (véase [Figura 1.1](#)) ([Anovitz y Cole, 2015](#)). A continuación se examinarán las principales técnicas para la caracterización del espacio poroso.

## 1.1. Técnicas de imágenes

En la última década, la reconstrucción digital de rocas ha sido un área de investigación muy activa y se han logrado avances significativos en modelos de digitalización ([Jiang \*et al.\*, 2007](#); [Knackstedt \*et al.\*, 2004](#); [Oren y Bakke, 2002, 2003](#); [Wu \*et al.\*, 2006](#)). Se ha reportado que, hasta un nivel de resolución de  $\sim 1$  [ $\mu m$ ], la roca original puede ser capturada con precisión ya que se conserva la información estadística de la imagen original ([Sorbie y Skauge, 2011](#)).

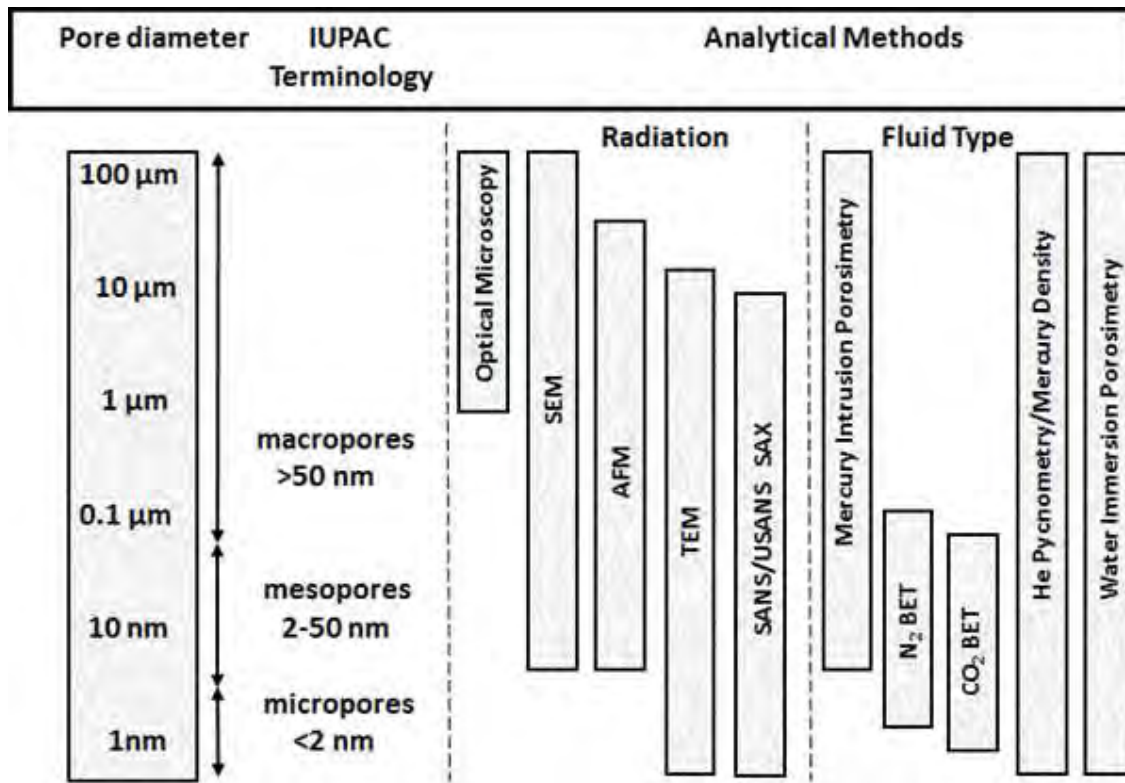


Figura 1.1: Principales métodos para determinar la porosidad y distribuciones de tamaños de poros. Tomada de Anovitz y Cole (2015).

### 1.1.1. Imágenes directas

En este enfoque, mediante herramientas de alta resolución, se realiza una representación visual de la estructura interior real de una muestra de roca. Las diferencias entre las variantes de imágenes directas recaen en la forma en que se trata la muestra de roca, el método físico que considera la herramienta para lograr la captura del espacio poroso, y la resolución de detalle alcanzada.

#### 1.1.1.1. Seccionamiento en serie

En el seccionamiento en serie se visualizan microestructuras 3D cuando se eliminan capas sucesivas del material bajo estudio y las superficies expuestas se visualizan en alta resolución. La imagen 3D del espacio poroso se obtiene apilando secciones en serie (Dong, 2007). Esta operación es delicada, laboriosa y limitada por la imposibilidad de preparar secciones transversales con un espaciamiento inferior a unos 10 [ $\mu\text{m}$ ]. Además, el análisis de seccionamiento en serie es incapaz de tomar en cuenta gargantas de pequeño tamaño y, por lo tanto, la predicción de las propiedades de flujo en el espacio reconstruido es cuestionable. Sin embargo, los avances recientes en los dispositivos, como el haz de iones focalizado (*FIB*, por sus siglas en inglés), permiten la reconstrucción de imágenes en escalas de submicrones. Además, estos dispositivos pueden proporcionar información geométrica y topológica en 3D (Okabe, 2004).

### 1.1.1.2. Haz de iones focalizados

El haz de iones focalizados (*Focused Ion Beams - FIB*) genera imágenes de una muestra después de escanear la superficie con un haz de iones. Los iones al interactuar con los átomos de la muestra emiten señales que albergan información sobre la superficie y la composición de la muestra. En general, un *FIB* se compone por un cañón de iones, lentes condensadora y objetiva, bobinas deflectoras, y detectores de iones. En el *FIB*, los iones salen del cañón y son enfocados mediante las lentes condensadora y objetiva, cuya función es reducir el haz de iones. Con las bobinas deflectoras se barre este fino haz de iones sobre la muestra. Cuando el haz incide sobre la muestra, se producen interacciones entre los iones del mismo haz y los átomos de la muestra; por ejemplo, iones reflejados tras colisionar con los átomos de la superficie. Estas señales son captadas por los detectores, los cuales la transforman en información morfológica y de composición química superficial de la muestra. Sin embargo, el *FIB* es una técnica destructiva para adquirir imágenes tridimensionales de alta resolución (Curtis *et al.*, 2010; Lemmens *et al.*, 2010; Tomutsa *et al.*, 2007; Xiong *et al.*, 2016). Esta técnica puede lograr una resolución menor a 1 [nm] ([www.fibics.com](http://www.fibics.com)). Aunque este método ofrece un gran potencial para la obtención de imágenes con mejor calidad, requiere mucho tiempo en la toma de información (Tomutsa *et al.*, 2007). Debido a esto, esta técnica sólo expone pequeñas áreas de observación y no proporciona un muestreo adecuado para la caracterización (Xiong *et al.*, 2016).

### 1.1.1.3. Microscopio electrónico de barrido

El microscopio electrónico de barrido (*Scanning Electron Microscopy - SEM*) es una técnica similar en operación al *FIB*, a excepción que el *SEM* emplea un haz de electrones. Esta técnica puede extraer imágenes bidimensionales, con resoluciones entre 1 y 20 [nm], pero no proporciona la tercer componente espacial, la cual es importante para determinar las regiones interconectadas, los volúmenes de poros, y las formas y tamaños de poro. (Blunt *et al.*, 2013; Curtis *et al.*, 2010; Lemmens *et al.*, 2010; Tomutsa *et al.*, 2007; Xiong *et al.*, 2016). Al igual que el *FIB*, el *SEM* es una técnica destructiva.

### 1.1.1.4. FIB-SEM

La combinación de *FIB* y *SEM* (*FIB-SEM*) permite trabajar con puntos focales acoplados del haz de electrones y de iones, lo que resulta en la optimización de la resolución de la imagen. Esta técnica adquiere imágenes tridimensionales de muy alta resolución de pequeñas muestras de roca (por lo general sólo unos pocos  $\mu\text{m}$ ) (Blunt *et al.*, 2013). El *FIB-SEM* permite observar finos macroporos y mesoporos dentro del medio (Keller y *et al.*, 2011; Tomutsa *et al.*, 2007). Este método típicamente puede alcanzar dimensiones de decenas de nanómetros, lo que permite analizar volúmenes de alrededor de  $(10 - 30)^3 [\mu\text{m}^3]$  en un tiempo de medición práctico (Xiong *et al.*, 2016).

### 1.1.1.5. Microscopio confocal de barrido láser

El microscopio confocal de barrido láser proporciona una resolución submicrónica,  $\sim 1 [\mu\text{m}]$ , pero se limita a un cierto espesor y a la resolución del espacio de poro aislado. Este método combina el microscopio de fluorescencia con la imagen electrónica y puntos de luz suministrados, lo cual

permite obtener imágenes en tres dimensiones sobre el objeto deseado. Este método consiste en impregnar la muestra con una mezcla de resina epóxica y fluorocromo, cuya longitud de onda de excitación a la fluorescencia es conocida. La partícula de colorante en la región focal bajo un rayo láser es excitada y detectada por un fotomultiplicador. La región detectada puede ser controlada con precisión desde un ordenador y desplazada a lo largo de la superficie o con una profundidad diferente. Por lo tanto, se graba una imagen 3D de la estructura porosa. Aunque esta tecnología proporciona una mejora en la resolución con una calidad de nivel óptico, generalmente es pseudo 3D cuando se escanean objetos gruesos y opacos (Dong, 2007).

#### 1.1.1.6. Microtomografía computarizada de rayos X

En la microtomografía computarizada de rayos X (*Micro-Computed Tomography* o *Micro-CT*) se emite un haz muy fino de rayos X que incide sobre la muestra bajo estudio, y parte de del haz la atraviesa. Posteriormente, los detectores reconocen la radiación que no ha sido absorbida por la muestra, referente a una sección axial de la muestra. Luego, el emisor del haz cambia su posición y vuelve a realizar el proceso anterior hasta barrer, en  $360^\circ$ , toda la muestra. Por último, un ordenador transforma todos los datos recogidos por los detectores en imágenes digitales. Debido a las tomas axiales, el *Micro-CT* es una técnica no destructiva y no invasiva que caracteriza el espacio de poro a resoluciones de alrededor de un micrón (Xiong *et al.*, 2016), o en un rango de 1-200 [ $\mu m$ ] (Dong, 2007). Sin embargo, esta resolución no es suficiente para visualizar los poros más pequeños presentes en carbonatos, los cuales actualmente pueden ser visualizados mediante técnicas 2D, tal como la microscopía electrónica de barrido (SEM). Además, el *micro-CT* tiene una capacidad limitada para penetrar materiales sólidos. A falta de imágenes 3D de mayor resolución, la única alternativa viable es realizar reconstrucciones a partir de imágenes 2D ya disponibles (Okabe, 2004).

En la actualidad, se utilizan tres tipos de sistemas de *micro-CT*: médico, industrial y de sincrotrón. Estas variantes se diferencian principalmente en la fuente de energía, la manipulación de muestras, y la geometría del detector. La resolución típica de los sistemas médicos es entre 200 y 500 [ $\mu m$ ], los sistemas industriales varían de 50 a 100 [ $\mu m$ ] y los sistemas de de sincrotrón pueden alcanzar de 1 a 50 [ $\mu m$ ] (Wildenschild *et al.*, 2002). Aunque la mejor resolución de imagen reportada en la literatura es la del sincrotrón, las muestras deben ser relativamente pequeñas para lograr estas resoluciones. Esto puede dar lugar a una estadística deficiente del material (Wildenschild *et al.*, 2002; Xiong *et al.*, 2016).

#### 1.1.1.7. Resonancia magnética nuclear

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) permite obtener la distribución espacial de un medio poroso a una escala con mayor resolución (Blümich *et al.*, 2009), de alrededor 2 [ $nm$ ]-1 [ $\mu m$ ] (Dong, 2007; Xiong *et al.*, 2016). Callaghan (1993) descubrió el fenómeno de la difracción de difusión cuando el gradiente de la longitud de onda se acerca al tamaño de poro característico. Dado que las moléculas de agua en el material poroso se movían aleatoriamente, Callaghan (1993) exploró la estructura de los poros. Esto influye en el tiempo de relajación transversal. Por lo tanto, la RMN puede proporcionar información sobre la distribución del tamaño de poros de un medio a través del tiempo de relajación transversal. La principal ventaja de la RMN en comparación con los métodos clásicos es el corto tiempo de medición. Sin embargo, determinar la distribución del tamaño de los poros tiene sus inconvenientes. En primer lugar, la presencia de campos magnéticos puede acortar

los tiempos de relajación transversal. En segundo lugar, la difusión en gradientes internos puede afectar la función de distribución multimodal del tiempo de relajación. En tercer lugar, obtener la distribución de probabilidad de tamaño de poro es un procedimiento de escala, el cual requiere determinar independiente la área superficial específica promedio. En cuarto lugar, la consideración de la distribución homogénea de poros y centros paramagnéticos conduce a una sobrestimación de los poros más grandes. Todas estas cuestiones, junto con la necesaria simplificación de la forma y geometría de los poros, pueden desviar la distribución calculada del tamaño de los poros de la real (Callaghan, 1993; Stingaciu y et al., 2010; Xiong et al., 2016).

### 1.1.2. Reconstrucción estocástica

En la reconstrucción estocástica se construyen representaciones tridimensionales a partir de imágenes 2D con alta resolución (Blunt et al., 2013). Propiedades geométricas como la porosidad y la función de correlación de dos puntos pueden ser medidos y utilizados para generar la imagen 3D, la cual mantendrá la misma información estadística de la muestra original. Ésto es una ventaja en general, ya que provee una variedad más amplia de medios porosos para ser estudiados. Un punto clave en este enfoque es identificar adecuadamente los descriptores de la morfología que reproducirán la microestructura del medio (Okabe, 2004).

#### 1.1.2.1. Gaussian random fields

Los métodos basados en un campo gaussiano aleatorio truncado (*truncated Gaussian random field*) se utilizan por lo regular con las propiedades geométricas del medio original para reconstruir imágenes 3D. Dentro de estas propiedades geométricas se encuentran la porosidad (también conocida como función de correlación de un punto) y la función de correlación de dos puntos (medición de la probabilidad de encontrar dos puntos separados por una cierta distancia dentro de la misma fase), los cuales son cantidades básicas para caracterizar las estructuras de poro. En general, la idea es generar una función aleatoria de fase del espacio  $Z(x)$ , que es igual a cero en la fase sólida y 1 en el espacio de poro.  $Z(x)$  debe de satisfacer las funciones de correlación de uno y dos puntos de la sección de la muestra que se está analizando. Sin embargo, las funciones de correlación de uno y dos puntos son insuficientes para reproducir la información topológica del medio (Dong, 2007).

#### 1.1.2.2. Simulated annealing algorithm

El algoritmo de recocido simulado (*simulated annealing algorithm*) es una técnica de optimización, que genera imágenes sujeta a diferentes restricciones estadísticas, y es por lo regular empleada para generar modelos geológicos a escala de campo. Este método de optimización se ha empleado en en la reconstrucción de medios porosos con descriptores morfológicos (Okabe, 2004).

#### 1.1.2.3. Multiple-point statistics

La estadística de puntos múltiples (*Multiple-point statistics*) fue propuesta hace más de diez años como una forma de extraer estadística de imágenes. Esta técnica reproduce la variabilidad cuando existen condiciones no lineales o conectividades de gran alcance, donde la estadística tradicional falla (Al-Kharuzi, 2007).

## 1.2. Pruebas de laboratorio

La mayoría de las veces no es posible contar con las herramientas necesarias para lograr la representación de la estructura interna de la muestra de roca, tal y como se logra con las técnicas de imágenes. A partir de ciertas propiedades o parámetros se puede denotar la naturaleza de la estructura interna del medio bajo estudio. Por ejemplo, si establecemos que la estructura interna se conforma por poros y gargantas, donde los poros son cuerpos que se conectan mediante gargantas o caminos más estrechos, basta con conocer propiedades geométricas y de conectividad de los poros y gargantas para poder representar e inferir la estructura interna. Las pruebas de laboratorio permiten deducir algunas propiedades geométricas para caracterizar un medio poroso a través de principios y fundamentos físicos. La principal ventaja de estas técnicas es que son más accesibles que las técnicas de imágenes.

### 1.2.1. Porosimetría de intrusión de mercurio

Las mediciones de presión capilar por intrusión de mercurio son el método estándar para la caracterización de estructuras porosas. Particularmente la distribución del tamaño de gargantas alcanza la escala de las micra y hasta la nanométrica (por debajo de 1 [ $\mu\text{m}$ ] y cerca a 3 [ $\text{nm}$ ]) (Anovitz y Cole, 2015). Este método cubre un rango de tamaño de poro más amplio, se basa en principios físico-químicos simples y es mucho más rápido en operación (Xiong *et al.*, 2016). El mercurio es considerado el mejor ejemplo de un fluido no mojante. El mercurio no entra en los poros por acción capilar y sólo puede acceder a poros interconectados. El volumen de mercurio que puede entrar al espacio de poros es limitado por la presión máxima alcanzada durante la prueba, la cual en varios instrumentos es de 60,000 [psi]. La presión de entrada es inversamente proporcional al tamaño de la garganta invadida (Anovitz y Cole, 2015).

Las aplicaciones de la porosimetría de intrusión de mercurio pueden dividirse en tres amplias categorías: 1) información obtenida empleando sólo mediciones de masa y volumen -volumen y densidad del material, volumen intersticial y porosidad-; 2) información obtenida de la ecuación de Washburn -distribución de volumen de poro, área de poro y número de poros-; e (3) información obtenida por métodos especiales o múltiples (Anovitz y Cole, 2015). Las limitaciones más importantes de la intrusión de mercurio es que considera que la matriz porosa es representada por un conjunto de poros cilíndricos. En la extracción de la distribución de tamaño de poro durante la intrusión, se considera que todos los poros son igualmente accesibles al mercurio exterior. Esta consideración solamente se puede alcanzar si la estructura de poro es representada por un conjunto de tubos capilares o si la conectividad del medio es muy alta (Xiong *et al.*, 2016).

En un experimento típico de porosimetría de intrusión de mercurio, se coloca una muestra limpia en un recipiente, para así eliminar gases y vapores contaminantes (generalmente agua). En este proceso, se permite que el mercurio llene el contenedor. Esto crea un sistema que consiste en un sólido, un fluido no mojante (mercurio), y vapor de mercurio. En el siguiente paso, la presión aumenta a la del ambiente. Esto provoca que el mercurio ingrese a los poros más grandes en la muestra, reflejándose como un cambio de volumen. El contenedor se coloca luego en un recipiente a presión y se conecta a un sistema de presurización que permite aumentar la presión del sistema hasta aproximadamente 60,000 [psi] (414 [kPa]) (un valor máximo típico para instrumentos co-

merciales). Independientemente de la geometría del poro y el modelo utilizado para cuantificarlo, el volumen forzado de mercurio en el poro (y otros espacios vacíos) aumenta a medida que lo hace la presión. Por lo tanto, al incrementar la presión sobre el mercurio que rodea la muestra porosa, se producen curvas de presión-volumen únicas. Estas curvas dependen de a) la distribución del tamaño de poro, b) el tipo de roca, y c) el historial de saturación (intrusión contra el proceso de extrusión).

De acuerdo con [Ramakrishnan \*et al.\* \(1998\)](#), pueden obtenerse razones de poro/garganta consistentes a partir de la histéresis medida entre las curvas de intrusión y extrusión. La curva de intrusión está controlada por las gargantas, mientras que la curva de extrusión está controlada por los tamaños de poro y la conectividad. El comportamiento de histéresis puede atribuirse a variaciones en el proceso de saturación, alteraciones debidas a los ángulos de contacto para avance y retroceso, y al mercurio atrapado en los poros ([Anovitz y Cole, 2015](#); [Ramakrishnan \*et al.\*, 1998](#)).

### 1.2.2. Adsorción de gas

En términos generales, este método conlleva poner en contacto un gas o vapor con un sólido donde parte del gas se absorbe en el material. Estas son técnicas de fisorción (es decir, adsorción física). En fisorción, hay una fuerza débil de Van der Waals entre el adsorbato y el sólido. En experimentos de adsorción a baja presión, el régimen de temperatura-presión está por debajo del punto crítico del fluido utilizado. Estos experimentos proporcionan información valiosa sobre las propiedades de textura del material poroso, como el área superficial y la estructura de los poros. Dado que el gas está por debajo de su punto crítico, la condensación capilar es importante en estos experimentos, lo cual proporciona información sobre el tamaño de poros. El  $N_2$  (a 77 [K]) es el gas más comúnmente utilizado para la caracterización del área superficial y de mesoporos, sin embargo, también se pueden usar gases como el criptón (a 77 [K]), el argón (a 87 [K]) y el dióxido de carbono (a 273 [K]).

En la mayoría de las aplicaciones, la cantidad de gas adsorbido se determina usando un método volumétrico estático discontinuo. Una muestra desgasificada se expone a  $N_2$  a la temperatura de  $N_2$  líquido. La cantidad de gas adsorbido en la superficie sólida se mide en pasos de presión discreta ( $p$ ) sobre el rango de presión de equilibrio relativa ( $p/p_0$ ) de 0.0075 a 0.995 a temperatura constante, donde  $p_0$  es la presión de condensación a la temperatura del experimento. El experimento aumenta sistemáticamente la presión hasta la presión de condensación (rama de adsorción) seguida de la reducción de presión desde  $p_0$  (rama de desorción) y los datos se informan como una isoterma de adsorción: cantidad de gas adsorbido por masa, expresado como moles o volumen en  $cm^3/g$  (a condiciones estándar), como una función de la presión de equilibrio relativa ( $p/p_0$ ). La forma de la isoterma y su patrón de histéresis proporcionan información útil sobre el mecanismo de fisorción, las interacciones de sólidos y gases, y pueden usarse para predecir cualitativamente los tipos de poros presentes en el medio. La Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (*IUPA*, *International Union of Pure and Applied Chemistry*) clasificó las isotermas de adsorción en seis tipos (Tipo I a VI), junto con cuatro tipos de patrones de histéresis (H1 a H4). Una descripción detallada de la clasificación de isotermas IUPAC se presenta en [Sing \(1985\)](#) y [Rouquerol \*et al.\* \(1999\)](#).

El comportamiento de la adsorción de materiales porosos está en función de sus características



microestructurales, tales como la área superficial, forma de los poros, topología del medio y el volumen de poro. La porosimetría de mercurio y la adsorción de gas están determinados por la tensión superficial, fuerzas capilares y de presión. La principal diferencia entre estos métodos es que en la porosimetría se determinan primero los poros de mayor tamaño, mientras que en la adsorción de gas se miden primero los poros más pequeños (Xiong *et al.*, 2016).

La adsorción de gas es una de las técnicas más populares para caracterizar el espacio de poros. Esta técnica sólo determina el volumen de poros accesibles. La ventaja de este método es que permite evaluar una amplia gama de tamaños de poros, cubriendo esencialmente la micro y la meso escala (Thommes, 2010). Uno de los inconvenientes de la técnica es que el proceso podría consumir mucho tiempo, pero el diámetro de poro determinado es de 0.3 a 300 [nm], un rango que no es completamente cubierto por la porosimetría de mercurio (Xiong *et al.*, 2016).

### 1.2.3. Saturación o Imbibición

En el método de saturación (o imbibición), una roca, limpia y seca, es pesada previamente a la saturación completa con un fluido mojante. Es común saturar la roca con una salmuera sintética de composición similar a la observada en el yacimiento de interés. Se determina el peso de la muestra saturada tras remover el exceso de salmuera de la superficie de la muestra. El volumen total en forma de un cilindro o cubo es obtenido a partir de medias geométricas y empleando un calibrador. También hay que conocer la densidad del fluido que satura o determinarla pesando un volumen conocido del fluido. Conociendo esta información, es posible cuantificar la porosidad y la densidad media de la muestra. Una limitación clave en este método es la dificultad para que el fluido que imbebe desplace al aire de los poros de tamaños más pequeños (Anovitz y Cole, 2015).

### 1.2.4. Flotación

El método de flotación es algo similar al de saturación, ya que se estima el peso de la muestra “seca” ( $W_{sec}$ ) y después se satura con un fluido mojante de densidad conocida  $\rho_f$ . Sin embargo, en este enfoque, la muestra saturada es suspendida en un recipiente que contiene el mismo fluido, determinando así el peso en suspensión  $W_{sus}$ . El peso de la charola  $W_{ch}$  empleada para suspender la muestra también es requerido, para que así el peso real de la muestra y de la charola suspendida en el fluido sea  $W_{sus} + W_{ch}$ . Es decir, el peso de la charola se puede contabilizar en el cálculo final de la porosidad  $\phi$ :

$$\phi = \frac{V_{total} - V_{matriz}}{V_{total}} = \frac{V_{total} - \frac{W_{sec} - (W_{sus} - W_{cha}) + W_{char}}{\rho_f}}{V_{total}} \quad (1.1)$$

No se recomiendan los métodos de saturación y flotación que emplean la saturación de fluidos para la evaluación de *mudstones* (arcillas) y carbonatos muy densos debido a sus bajas permeabilidades (Anovitz y Cole, 2015; Lemmens *et al.*, 2010).

### 1.2.5. Expansión de gas

Los métodos de expansión de gas que emplan la ley de Boyle, siendo el más notable la porosimetría de helio, son contemplados dentro de las técnicas más precisas para medir la porosidad

efectiva, en rocas de baja permeabilidad, así como también de litologías. El helio almacenado en una celda de referencia es expandido isotérmicamente en una celda de muestreo. Después de la expansión, se mide la presión de equilibrio resultante. El helio entonces penetra los poros de la muestra, de modo que, durante este proceso, la presión disminuirá a una nueva presión estable. Utilizando la ley de los gases ideales, se determina el volumen y a su vez la porosidad ([Anovitz y Cole, 2015](#)).



## Enfoques de estudio para flujo y transporte a escala de poro

La modelación a escala de poro (micrómetros hasta milímetros) proporciona un mecanismo para definir, y potencialmente parametrizar, procesos macroscópicos de una manera que se explique adecuadamente la naturaleza de los procesos y la influencia de la estructura del medio poroso. Las simulaciones a escala de poro se pueden usar para caracterizar propiedades macroscópicas de un medio poroso, como permeabilidad absoluta o dispersividad, simulando el flujo de fluido y el transporte en una muestra. También, estos enfoques poseen un gran potencial para la simulación de fenómenos dinámicos que dependen de la solución de flujos cercanos a la superficie. Las simulaciones a escala de poro deben tener suficiente precisión de cálculo en los espacios de poro discretizados, así como considerar una muestra de estudio suficientemente grande. Estos dos requisitos representan una compensación en términos de recursos computacionales (Maier y Bernard, 2010).

### 2.1. Método de lattice Boltzmann

El método de *lattice Boltzmann* (*LBM* por sus siglas en inglés) es uno de varios métodos basados en partículas. Las partículas, que representan las fases fluidas, se rastrean a través del dominio computacional (Yang *et al.*, 2013). Es posible permitir que estas partículas tengan propiedades promedio, como presión y densidad; el comportamiento promedio puede considerarse para aproximar la ecuación de Navier-Stokes gobernante (Blunt *et al.*, 2013). Las partículas efectivas pueden representar diferentes fases e interactuar entre ellas con una tensión interfacial equivalente. La principal desventaja del *LBM* es la eficiencia computacional, incluso con una implementación en paralelo. Debido a estas características, el método de *lattice Boltzmann* ofrece un enfoque prometedor para investigar fenómenos a escala de poro que involucran flujo reactivo y transporte de solutos en medios porosos. El método es capaz de capturar campos de velocidad y gradientes de concentración dentro de poros y gargantas. Como consecuencia, el *LBM* se puede utilizar para validar la formulación en la macroescala (continuo), donde la información sobre la heterogeneidad a escala de poro se pierde (Kang *et al.*, 2007).

El método de *lattice Boltzmann* recupera el comportamiento de Navier-Stokes en un límite de

Mach bajo, que es un régimen común en el flujo a escala de poro, y mediante un algoritmo numérico comparativamente simple, aunque no necesariamente menos complejo que un solucionador de flujo de Stokes explícito (Maier y Bernard, 2010). Esta simplicidad tiene tanto que ver con el uso de una malla regular y un paso de tiempo explícito, como con cualquier simplicidad intrínseca de las ecuaciones gobernantes. Las afirmaciones sobre una paralelización computacional excepcional tienen que ver más con la facilidad de la implementación en arquitecturas paralelizables que con cualquier propiedad especial del *LBM*. De hecho, el método posee un alto grado de referencia a memoria, lo que no favorece a una eficiencia alta en la paralelización (Maier y Bernard, 2010).

El método de *lattice Boltzmann* es un método de segundo orden de precisión para flujo total, o interior, lejos de las fronteras, similar a lo que se puede esperar de una implementación estándar de diferencias finitas para las ecuaciones de Navier-Stokes (Reider y Sterling, 1995). En aplicaciones para el flujo a escala de poro, las técnicas de frontera adquieren una importancia particular, ya que pueden mejorar o reducir la precisión del método de *lattice Boltzmann*.

## 2.2. Hidrodinámica de partículas suavizadas

El método de hidrodinámica de partículas suavizadas (*SPH* por sus siglas en inglés) es un método basado en partículas que es completamente lagrangiano y se caracteriza por no emplear una malla de simulación. En el método *SPH*, un dominio computacional se discretiza con un conjunto de puntos, y se usa un esquema de discretización sin malla para discretizar los campos escalares y/o vectoriales en términos de sus valores en estos puntos. De acuerdo con estas características, el *SPH* hace posible mover los puntos con la velocidad del fluido, incluso si el campo de velocidad es altamente no uniforme. Debido a esto, el *SPH* se puede usar fácilmente para resolver ecuaciones diferenciales parciales en un marco lagrangiano, lo cual tiene una serie de beneficios para resolver las ecuaciones de Navier-Stokes y de advección-difusión (Tartakovsky *et al.*, 2016). En contraste con el método *LB*, el *SPH* resuelve directamente las formas discretizadas de las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos y otras dinámicas en medios porosos (Yang *et al.*, 2013).

El método *SPH*, al ser un método totalmente lagrangiano, no sufre de efectos de dispersión numérica y no necesita esquemas complejos en el seguimiento de la interfase y de su dinámica. En un sistema de coordenadas lagrangiano, la ausencia del término de inercia no lineal en la ecuación de conservación de momento simplifica su solución. Para un campo de velocidad dado, la advección se trata exactamente, es decir, no hay dispersión numérica debido a la discretización del término advectivo en la ecuación de advección-difusión. En el método *SPH*, cada punto de discretización tiene un valor de masa y densidad asociados, y puede considerarse como el centro de una partícula de fluido. De lo anterior, el esquema de discretización reduce las ecuaciones de Navier-Stokes a un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias para dinámica de partículas newtonianas (Tartakovsky *et al.*, 2016). Además, debido a su isomorfismo con la dinámica molecular, con el *SPH* se puede estudiar el comportamiento de la mojabilidad dinámica con relativa facilidad. Tradicionalmente, en este método se imponen condiciones de frontera periódicas para la presión y la velocidad del fluido, y el flujo es impulsado por fuerzas de gravedad. En general, el flujo bifásico no es periódico y las condiciones de frontera periódicas no pueden emplearse para

describir el fenómeno con precisión (Bandara *et al.*, 2013).

El método *SPH* fue desarrollado originalmente para modelar flujos compresibles en el contexto de la astrofísica (Monaghan, 2005). En un modelo *SPH* para flujos compresibles, la densidad de la partícula (número de puntos de discretización por unidad de área) cambia automáticamente con la densidad del fluido. El método *SPH* también es adecuado para modelar flujo multifásico a medida que la interfase entre los fluidos se mueve con las partículas, sin necesidad de utilizar esquemas complejos de seguimiento frontal (*front tracking schemes*). Por ejemplo, el método *SPH* se ha utilizado ampliamente para modelar las ondas de rompimiento (Antuono *et al.*, 2010) y la dinámica de las capas de hielo (Pan *et al.*, 2013). Cuando se aplica al flujo y transporte subsuperficial, el método *SPH* se ha empleado para modelar flujos insaturados y multifásicos, transporte reactivo, precipitación mineral y crecimiento de biomasa. Una revisión detallada del método *SPH* y varias aplicaciones se pueden encontrar en Monaghan (2005, 2012).

## 2.3. Dinámica computacional de fluidos

El enfoque de dinámica computacional de fluidos (*CFD* por sus siglas en inglés, alternativamente denominado simulación numérica directa o *DNS*) es similar al *SPH* en que resuelve formas discretizadas de las ecuaciones diferenciales parciales, pero difiere en que lo hace en una malla asignada (volumen finito, elemento finito o diferencias finitas). Los métodos de *CFD* se han aplicado ampliamente a una serie de problemas de flujo de fluidos, y se usan de forma rutinaria en el diseño de aeronaves, automóviles, turbinas y otros sistemas de ingeniería. Su aplicación a la modelación de flujo a escala de poro es conceptualmente sencilla, pero requiere del desarrollo de mallas complejas para representar geometrías de poros irregulares (Yang *et al.*, 2013).

En el enfoque de *CFD* convencional, para aplicaciones a medios porosos, un dominio físico prescrito con interfase fluido-sólido existente se mapea en un dominio computacional, el cual luego se discretiza mediante una malla. Esto se puede convertir en una tarea difícil si se trabajan con cientos o miles de poros de formas irregulares (Liou y Kim, 2008). La discretización del medio poroso se obtiene por técnicas de imágenes, siendo la microtomografía computarizada la más común.

## 2.4. Modelo de red de poros

Los modelos de red de poros (*PNM* por sus siglas en inglés) aproximan la geometría del espacio poroso a través de poros y gargantas. En principio los poros son definidos como los espacios de la roca que son conectados por caminos más estrechos llamados gargantas (Blunt *et al.*, 2013). A los poros y gargantas se les asignan propiedades como volumen, radio inscrito y factor de forma. Este método conserva la topología del medio, pero no representa los detalles reales de la geometría intrínseca como los otros enfoques. Debido a que las ecuaciones diferenciales parciales para el modelo de red de poros se reduce a un conjunto de ecuaciones algebraicas para el flujo en cada elemento de la red, el *PNM* es el enfoque menos demandante desde un punto de vista computacional, por lo que se ha aplicado con éxito en un amplio rango de problemas (Yang *et al.*, 2013).

El pionero en la modelación con redes de poros fue [Fatt \(1956\)](#) al estudiar la importancia de las fuerzas capilares en procesos de flujo de fluidos ([Fatt, 1956](#)). Demostró que con el empleo de redes con geometrías simples, tal y como lo hizo con su modelo de tubos capilares, es posible modelar propiedades dinámicas de flujo y establecer una relación con los tamaños de los capilares ([Fatt, 1956](#); [Lenormand y Boris, 1980](#); [Silin y Patzek, 2009](#)). Una característica del modelo de [Fatt \(1956\)](#), y que aún prevalece en la mayoría de los trabajos recientes, es el de considerar al modelo como una red de resistores para la solución de los modelos matemáticos de flujo y transporte.

Dado el desarrollo computacional, los trabajos de las décadas siguientes se enfocaron en sistemas bidimensionales (redes 2D). [Lenormand y Boris \(1980\)](#) consideraron redes conformadas por ductos con intersecciones rectangulares, característica que les permitió estudiar el comportamiento de diferentes mecanismos de desplazamiento entre dos fluidos. Una cuestionante que se abordó, pero que aún prevalece, es la de describir el avance de un fluido en un medio y relacionar este evento con cualidades propias del sistema. Para estas condiciones, [Lenormand et al. \(1983\)](#) y [Chandler et al. \(1982\)](#) incorporaron conceptos de la teoría de percolación, la cual toma en cuenta discriminantes que rigen la ruta de los fluidos en procesos de desplazamiento inmisible (procesos de drene primario e imbibición) ([Berkowitz y Ewing, 1998](#); [Broadbent y Hammersley, 1957](#); [Dias y Wilkinson, 1986](#); [Hunt y Ewing, 2009](#)).

En la década de los noventa, los temas que emergieron en el ámbito de redes de poros fueron: 1) la estructura de poro y el papel de las correlaciones espaciales; 2) la influencia de diferentes mecanismos de imbibición y el papel de la película de la fase mojante; 3) procesos de desplazamiento miscibles; 4) sistemas de flujo trifásico; y 5) la identificación de estructuras porosas ([Celia y Reeves, 1995](#)).

Después de haber obtenido fuertes bases en la descripción los principales procesos que dominan al flujo y transporte, surgió la tarea de optimizar los respectivos modelos numéricos, y con ello la implementación computacional. Propuestas posteriores, como la de [Aker et al. \(1998\)](#), involucraban modelar la dinámica del flujo en procesos de drene, a través de cálculos para la evolución en tiempo de la presión. Esto permitió considerar fuerzas capilares y viscosas en los fenómenos sin aumentar, en términos de rendimiento de cómputo, la complejidad de la simulación. Este mismo interés se aplicó en la discretización del medio poroso; sin embargo, al depender los modelos matemáticos de la geometría de los elementos y la topología de la red, la solución de éstos se puede tornar más compleja si la geometría/topología es más detallada ([Larson et al., 1981](#); [Sahimi y Tsotsis, 1985](#)). La evolución de la discretización fue de lo más simple a lo más complejo; de un conjunto de capilares a formas regulares, las que a su vez pasarían a ser irregulares. El objetivo principal radicó en una representación lo más cercana posible al medio poroso real. Las investigaciones iniciales que contemplaban estas características asignaban valores geométricos a cada elemento de la red a partir de distribuciones obtenidas de estudios estadísticos, pero, manteniendo topologías regulares ([Ioannidis y Chatzis, 1993](#)).

Un gran avance en la discretización del medio poroso consistió en el desarrollo de métodos de reconstrucción de muestras de rocas, para después extraer redes con topologías irregulares. Esta vertiente de redes permitieron estudiar el cambio de mojabilidad en procesos de drene primario e inyección de agua, y así formular relaciones entre la estructura de poro, la mojabilidad y la

presión capilar (Blunt *et al.*, 2002; Oren *et al.*, 1998). Man y Jing (2000) presentaron un modelo de red de poros tridimensional para la predicción de propiedades petrofísicas de yacimientos de hidrocarburos (presión capilar, resistividad eléctrica, exponente de cementación y permeabilidad absoluta). Incorporaron atributos geométricos de los poros en su modelo, para simular la distribución de fluido y la conductividad eléctrica bajo el control de la presión capilar y alteraciones de mojabilidad (Man y Jing, 2000).

En años recientes, Silin y Patzek (2009) propusieron una técnica para la extracción de redes a partir de imágenes de alta resolución, denominada *maximal ball*, para poder albergar el método numérico de compresibilidad artificial. Las curvas de permeabilidades relativas que obtuvieron fueron muy cercanas a las realizadas en laboratorios (Silin y Patzek, 2009). Posteriormente, Dong y Blunt (2009) presentan una modificación a este método; desarrollaron un algoritmo eficiente para la extracción de redes de poros a partir microtomografía computarizada. Con este algoritmo se pueden establecer pequeñas gargantas de poro, aún cuando la resolución de la imagen es baja (Dong y Blunt, 2009).

En la actualidad, los modelos de red de poros contemplan varios campos de estudio, tales como geoestadística, técnicas de imagen, modelación matemática, entre otras; los cuales coadyuvan en la representación de los fenómenos deseados (Blunt *et al.*, 2013, 2002). La aplicación de los modelos de red de poros en otras áreas de estudio son: secuestro de CO<sub>2</sub> (Kim y Santamarina, 2015), producción de gas en hidratos de metano (Jang y Santamarina, 2014; Mahabadi y Jang, 2014; Mahabadi *et al.*, 2016a), migración de burbujas de gas durante la inyección de agua (Zhao y Ioannidis, 2011), curvas de retención de agua (Dai y Santamarina, 2013; Kang *et al.*, 2016; Mahabadi *et al.*, 2016b), procesos de secamiento de medios porosos (Yiotis *et al.*, 2001), y baterías de membrana de polímero electrolítico (Aghighi y Gostick, 2017; Gostick *et al.*, 2006, 2007; Tranter *et al.*, 2018).





## Modelo de red de poros

Un modelo de red de poros es un enfoque a escala de poro que permite el estudio de las fuerzas capilares y de la mojabilidad sobre parámetros de flujo y transporte. El modelo 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 (Blunt *et al.*, 2013). 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 (generalmente de cientos a decenas de miles de elementos, que abarcan desde algunos milímetros hasta varios centímetros), se pueden determinar propiedades macroscópicas de flujo del medio poroso, tales como la permeabilidad absoluta, la permeabilidad relativa, propiedades eléctricas, la presión capilar, entre otras.

En el enfoque de redes de poros, las simulaciones de los procesos físicos dependen tanto de la geometría como de la conectividad del medio. La capacidad y alcance de un modelo de red de poros, para describir un fenómeno deseado, dependen principalmente de las propiedades geométricas y físicas que le sean asignadas; entre más complejas sea la geometría y la conectividad, será mejor la representación del medio poroso. Sin embargo, la complejidad del modelo de red de poros complicará los modelos matemáticos, numéricos y computacionales del fenómeno. Por lo cual, en todo momento se debe de buscar una proporción entre éstos elementos.

### 3.1. Construcción de una red de poros

Las técnicas experimentales para la caracterización del espacio poroso conllevan diferentes limitaciones en la construcción de redes de poros representativas, las cuales son relacionadas con la escala de resolución. La necesidad de realizar un escalamiento a partir de la imágenes disponibles conlleva a la construcción de redes estadísticamente representativas. Esto requiere del análisis de la imagen con el fin de obtener distribuciones de probabilidad del tamaño de poro/garganta y de la conectividad entre los elementos. Sin embargo, si la información proviene de pruebas de laboratorio (como la porosimetría de intrusión de mercurio y la adsorción de gas, donde no todas las

características de espacio de poro están disponibles), el enfoque de construcción de red considera una conectividad regular.

En gran medida, el éxito de los modelos de red de poros depende de la forma en que representan el espacio de poro real en términos de sus características geométricas y topológicas. Existen tres formas de construir un modelo de red de poros (Xiong *et al.*, 2016). El primer método es crear una red estadísticamente equivalente a partir de las distribuciones de parámetros que describen la morfología del medio. En el segundo enfoque se extrae una estructura de red directamente de la información que caracteriza estructuralmente al medio (generalmente se emplean imágenes de alta resolución). La diferencia fundamental entre los dos métodos es que el mapeo directo proporciona una correspondencia espacial uno-a-uno entre la estructura del medio poroso y la estructura de red equivalente, mientras que la red del primer método es equivalente sólo en un sentido estadístico (Xiong *et al.*, 2016). El último método, el enfoque *grain-based*, se basa fuertemente en morfología matemática. Esta teoría involucra el análisis, tratamiento y generación de las estructuras geométricas. Por lo cual, las redes del tipo *grain-based* están fuertemente ligadas a imágenes en alta resolución, las cuales son capaces de capturar la estructura porosa de un medio.

### 3.1.1. Reconstrucción estadística

Por lo regular, las imágenes 2D están disponibles rutinariamente en alta resolución. Reconstrucciones 3D se pueden obtener a partir de métodos estadísticos y de la información proporcionada por las secciones 2D. Por ejemplo, los métodos basados en un campo aleatorio gaussiano truncado se usan a menudo junto con propiedades geométricas del medio original para reconstruir imágenes 3D. Estas propiedades geométricas incluyen la porosidad, también llamada función de correlación de un punto, y la función de correlación de dos puntos que mide la probabilidad de encontrar dos puntos separados por una cierta distancia dentro de la misma fase.

Las correlaciones de uno y dos puntos son insuficientes para replicar adecuadamente la topología del medio. Avances subsecuentes incorporan otros descriptores como la función de correlación de dos puntos y la distribución de la trayectoria lineal (Yeong y Torquato, 1998a,b), la distribución de porosidad local y la probabilidad de percolación local (Hilfer, 1991), y la longitud de cuerda (la longitud en el vacío entre dos vóxeles sólidos con una dirección dada) (Levitz, 1998; Roberts y Torquato, 1999). La combinación de las funciones de correlación de uno y dos puntos con estos descriptores geométricos mejoran la reconstrucción de la conectividad y las predicciones de propiedades macroscópicas, como la permeabilidad absoluta (Xiong *et al.*, 2016).

Los enfoques antes mencionados aún no son capaces de reproducir la conectividad de largo alcance del medio original. Para superar esta condición se han propuestos enfoques estocásticos y estadísticos de puntos múltiples (Okabe y Blunt, 2004; Yeong y Torquato, 1998a,b).

### 3.1.2. Enfoques *grain-based*

Las técnicas *grain-based* también son conocidas como técnicas basadas en reconstrucciones o *based reconstructions*. En general, los enfoques *grain-based* identifican, a través de la teoría de morfología matemática, las categorías que constituyen a un medio poroso. Principalmente,

éstas son la matriz sólida y el espacio vacío (porosidad). Además, los conceptos de morfología matemática permiten delimitar y representar el espacio vacío mediante objetos regulares, esto con el fin de reducir el cálculo computacional. Este enfoque tiene la ventaja de poder simular procesos relacionados con la diagénesis del medio. En general, con los enfoques *grain-based* se obtienen la representación 3D del espacio vacío de un medio (porosidad). Posteriormente, se identifica y extrae la red que sustenta a las estructuras de poros y gargantas. Con los enfoques *grain-based* se conservan matemáticamente la topología del espacio poroso; sin embargo, es difícil identificar los poros y gargantas sin ambigüedades (Xiong *et al.*, 2016).

### 3.1.3. Mapeo directo

El mapeo directo es un enfoque basado en imágenes de alta resolución. El mapeo directo de una muestra real producirá una red irregular. Dichas redes irregulares permiten validar suposiciones físicas para simulaciones de flujo. Dado que las simulaciones de flujo y transporte directas en la imagen reconstruida del espacio poroso es computacionalmente demandante, se extrae un esqueleto de la imagen tridimensional que transmite la información geométrica y topológica esencial en forma condensada. Los siguientes enfoques se han utilizado para construir modelos de redes de poro irregulares, con base en imágenes 3D.

- Algoritmos de teselación Delaunay: esta técnica se emplea cuando el medio del que hay que extraer una red es un empaque de esferas (Bryant *et al.*, 1993). Con la teselación, los poros y gargantas se definen por los vacíos formados entre las superficies de cuatro esferas contiguas. El conocer las coordenadas de la esferas permite el cálculo de las propiedades geométricas de poros y gargantas, tales como área y volumen. Las redes tipo Delaunay poseen un número máximo de coordinación igual a cuatro.
- Algoritmo *medial axis*: la red extraída corresponde a los ejes medios que se extienden a lo largo del centro geométrico del espacio vacío interconectado. Debido a que los ejes medios recorren todo el espacio vacío, comparten la conectividad del medio y por lo tanto su topología (Bagudu, 2015).
- Algoritmo *maximal ball*: esta técnica establece las esferas de mayor tamaño que pueden existir en el medio poroso. Éstas son centradas en cada vóxel y son consideradas como las esferas más grandes posibles que no invaden la región sólida del medio. Las esferas poseen centroides que definen el esqueleto de la estructura porosa, y por ende a la red. A pesar de la meticulosidad del algoritmo, no se han observado redes extraídas para estructuras geológicas con poros altamente angulares (Okabe, 2004).

### 3.1.4. Redes de poros regulares

Las redes de poros irregulares son específicas de una muestra y por lo común no son estadísticamente representativos del dominio macroscópico. La construcción directa de una red irregular es imposible sin la presencia de las técnicas actuales de imágenes. Debido a esto, se pueden plantear redes de conectividad (topología) regular que permitan capturar la estadística perteneciente a una serie de imágenes. La mayoría de las veces, una red regular está conformada por tubos interconectados, generalmente con secciones transversales cilíndricas. Por lo general, una red con retícula regular se describe a través dos parámetros: su número de coordinación (el número de

elementos que se reúnen en un punto común, una medida de conectividad) y una distribución de tamaño de poro y garganta. Si bien las simulaciones realizadas en redes así idealizadas pueden ofrecer información importante sobre la naturaleza de los fenómenos, a priori, es evidente que no caracterizan adecuadamente la complejidad de los medios porosos reales en términos de geometría y topología. Sin embargo, se puede establecer una red equivalente a un medio real al ajustar la distribución de probabilidad del número de coordinación de la red, tras eliminar ciertos poros de la red (Bagudu, 2015).

### 3.2. Elementos que constituyen a un modelo de red de poros

En general, las partes fundamentales de los modelos de red de poros son la estructura o discretización del medio y los modelos de fenómenos físicos acordes a la escala de estudio. El primer elemento es conocido comúnmente como geometría del modelo de red de poros, el cual consiste en expresar la conectividad del medio y la de representar geoméricamente los poros y gargantas. El segundo elemento, no son más que las expresiones matemáticas que describen el comportamiento de procesos físicos a través del medio poroso, tomando en cuenta la geometría del modelo de red de poros. El óptimo acoplamiento de estos elementos permitirá realizar estimaciones admisibles de los fenómenos bajo estudio. En el presente trabajo, se descomponen los dos elementos principales de un modelo de red de poros para tener un mejor entendimiento del modelo en general (véase [Tabla 3.1](#)). Los elementos que se producen son: (i) red, (ii) geometría, (iii) fases, (iv) física a escala de poro, y (v) métodos. De esta forma, en un modelo de red de poros la red expresa la conectividad del medio poroso y sustenta los poros y gargantas. Estos últimos, por lo general, son idealizados por geometrías regulares. La geometría en conjunto con ecuaciones constitutivas, que caracterizan las fases deseadas, conforman la física a escala de poro. Ésta es empleada por los métodos del modelo para describir os fenómenos bajo estudio (véase [Figura 3.1](#)). Es importante notar que, la extensión y capacidad de estos cinco elementos mejorará el alcance del modelo de red de poros, de ahí la importancia que existan líneas de estudio para cada uno de ellos.

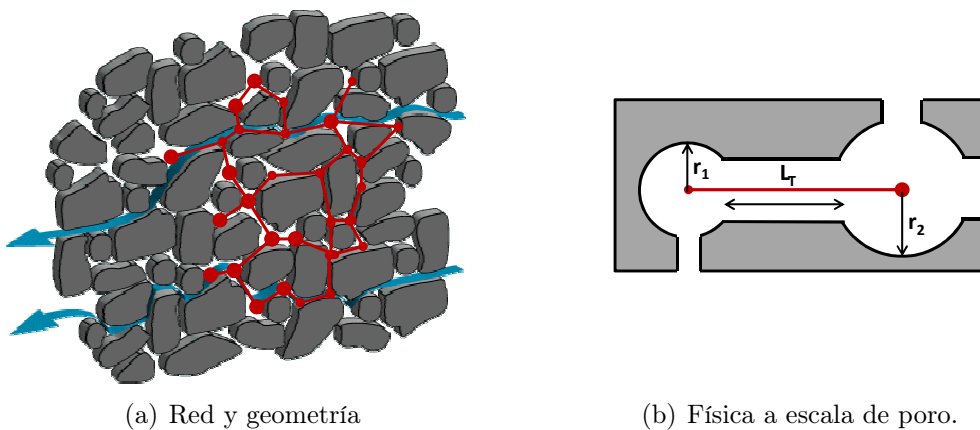


Figura 3.1: Elementos que constituyen a un modelo de red de poros. (a) En un modelo de red de poros la red (rojo) expresa la conectividad del medio poroso. Además, la red sustenta los poros y gargantas, los cuales son idealizados por geometrías regulares. (b) De acuerdo con la geometría asignada a poros y gargantas, se establece la física a escala de poro adecuada para describir el comportamiento del fenómeno bajo estudio. En esta imagen, los poros son representados por círculos, mientras que la garganta conectora por un rectángulo.

Tabla 3.1: Elementos que constituyen un modelo de red de poros

Geometría del modelo de red de poros	Modelos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Red <math>\rightarrow</math> conectividad</li> <li>• Geometría de poros y gargantas <math>\rightarrow</math> forma</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fases</li> <li>• Física a escala de poro</li> <li>• Métodos</li> </ul>

### 3.2.1. Red

Una red es el conjunto de sitios o nodos localizados en el espacio, los cuales se pueden entrelazar mediante conectores o enlaces (Raouf *et al.*, 2013). En esta abstracción, se consideran tres principios: el primero, dos nodos pueden comunicarse solamente por un enlace en sus extremos; el segundo, un enlace siempre se conecta a dos nodos, es decir, no existen enlaces aislados o conectados a un solo nodo; por último, no existen nodos aislados. Estos aspectos se muestran en la Figura 3.2. La red es el elemento del modelo que denota la conectividad del medio, sustenta la geometría del modelo y funge como malla de simulación.

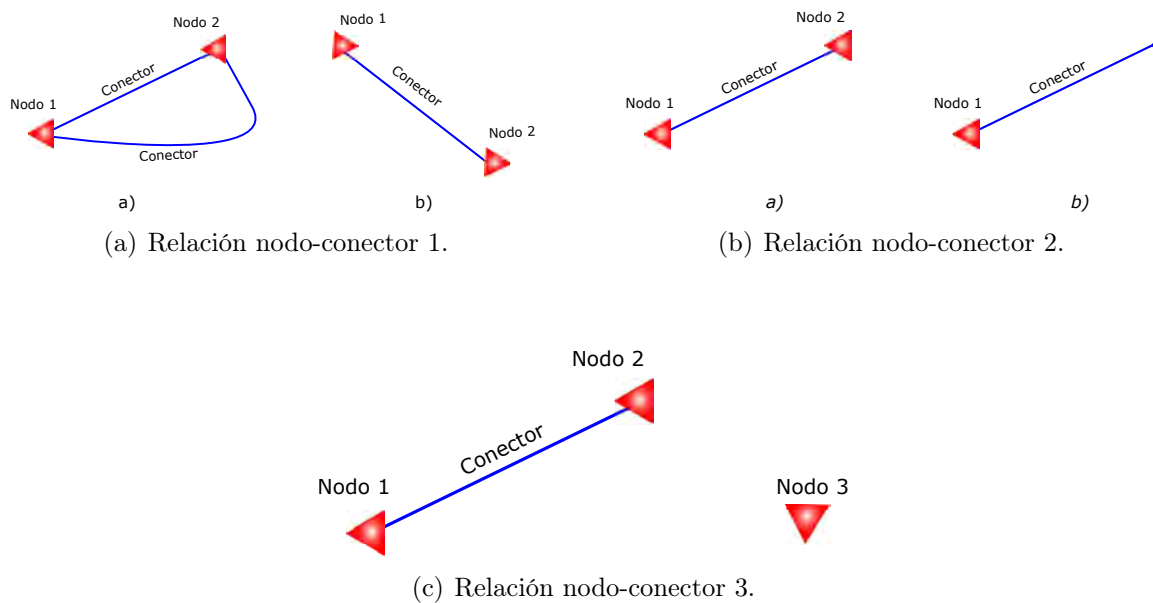


Figura 3.2: Relación nodo-conector en una red. Red en la que los nodos son representados por triángulos y los conectores por líneas azules. (a) Para establecer la conexión entre dos nodos, sólo se podrá hacer mediante un solo conector. (b) Los conectores siempre deberán unirse a dos nodos o sitios. (c) Nodos aislados o no comunicados con otros entes, serán eliminados de la red.

Las condiciones y características de conectividad entre nodos y enlaces ofrecen un patrón representativo de la red. El patrón de la red define a su vez la similitud con la cual se representa al medio poroso; pero, también es factor clave para la resolución de los modelos matemáticos del sistema. Las dos principales formas de clasificar las redes de los modelos de red de poros son como regulares e irregulares. Las redes regulares se caracterizan por tener un patrón definido y que se repite a lo largo de toda la red, ejemplos de estas redes tenemos las cúbicas, triangulares, hexagonales, entre otras. En las redes irregulares el patrón es indefinido, tales como las tipo

Delaunay. De acuerdo con la naturaleza de los medios porosos, las redes irregulares son las que garantizan una mejor recreación del medio; sin embargo, las redes regulares bajo ciertas reglas de conectividad pueden realizar la misma función.

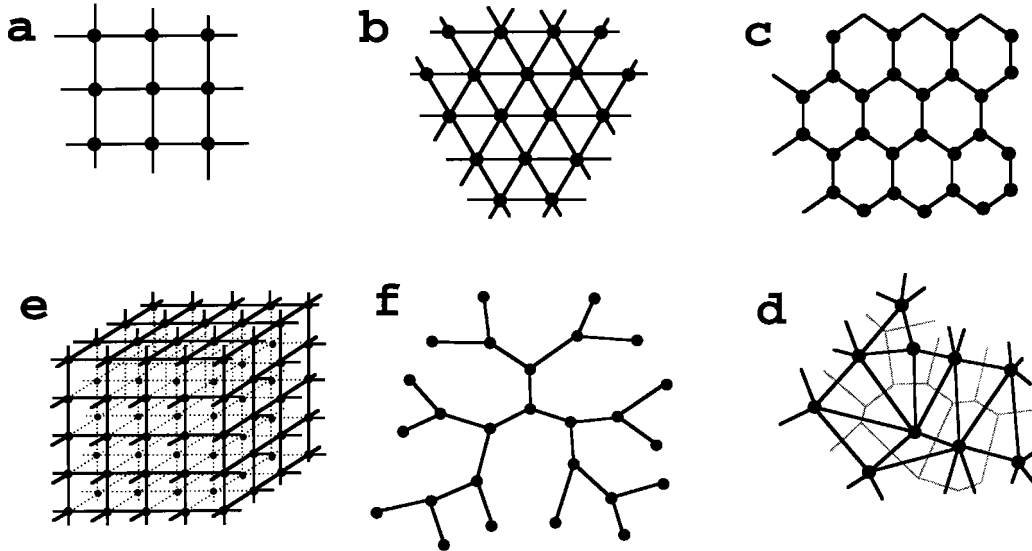


Figura 3.3: Principales redes consideradas en un modelo de red de poros.

La conectividad entre nodos y enlaces está descrita por el número de coordinación  $z$ , el cual describe el número de enlaces conectados a un nodo. Para la mayoría de las redes regulares, el número de coordinación es un valor entero; mientras que, para irregulares es un número fraccionario. Por ejemplo, si el número de coordinación para una red es de  $z = 8$ , significa que un nodo tendrá 8 enlaces y por ende estará conectado con 8 nodos diferentes. Esto último se visualiza en la imagen (a) de la [Figura 3.4](#). El número de coordinación es la principal propiedad repercusiva de la red sobre el modelo de red de poros, ya que denota los “caminos” formados en el medio ([Arns et al., 2004](#)). Por último, la dimensión  $N$  de una red regular describe el número de poros en cada uno de los ejes coordenados del marco de referencia. Por ejemplo, la [Figura 3.4](#), imagen (b), presenta una red con dimensión  $N_i = 3$ ,  $N_j = 3$ , y  $N_k = 3$ ; esta red posee un total de 27 poros.

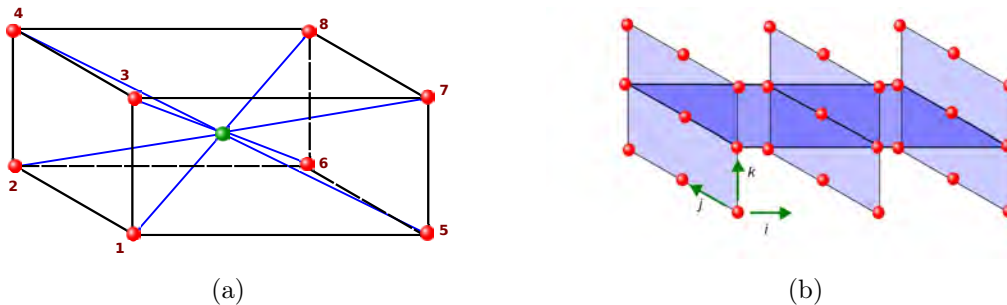


Figura 3.4: (a) Ejemplo de una red con  $z = 8$ , donde los nodos o sitios son representados por esferas y los conectores por líneas azules. El poro ubicado en el centro de la red (color verde), se conecta con 8 entes distintos. (b) Red con dimensión  $N_i = 3$ ,  $N_j = 3$  y  $N_k = 3$ .

### 3.2.2. Geometría

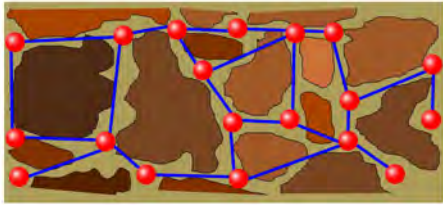


Figura 3.5: Red de un medio poroso. Una red de poros asigna nodos a los “cuerpos de poro” y enlaces a las “gargantas de poro” de una roca.

Una ventaja de los modelos de red de poros es la de tomar en cuenta la geometría de los medios porosos en los fenómenos físicos. Para ello, se emplean entes geométricos localizados en la red del modelo de red de poros. En medios porosos, los nodos sustentan elementos geométricos que representan a los cuerpos de poro; mientras que, en los enlaces existen elementos que representan a las gargantas de poro. De esta forma, se discretiza el espacio poroso de un medio, cuya semejanza con la del medio real dependerá de la complejidad geométrica de los poros y gargantas. Estos elementos pueden tener tanto formas

regulares como irregulares, siendo las primeras quienes ofrecen una facilidad para describir el comportamiento de los procesos físicos; pero, las formas irregulares permiten ampliar el campo de estudio sobre factores que en escalas mayores son despreciables. Por ejemplo, supongamos que un sistema poro-garganta-poro es representado por esferas y cilindros, y se desea el estudio de desplazamiento de una fase fluida por otra. Para estas condiciones existen leyes físicas que describen el fenómeno en las geometrías regulares asignadas. Si la representación del sistema poro-garganta-poro pasa a conformarse por elementos irregulares, las leyes físicas del fenómeno deben tomar ciertas modificaciones para regir sobre el nuevo dominio. Aunque la redefinición de leyes pueda complicarse, la ventaja que ofrecen los entes irregulares es la de contemplar factores inherentes a la escala de estudio; por ejemplo, la angularidad del medio.

La selección de elementos regulares o irregulares depende del enfoque y alcance de estudio que tendrá el modelo de red de poros. Independientemente del tipo de elementos seleccionados para la representación de los poros y gargantas, debe existir una amplia descripción geométrica de ellos, siendo las principales propiedades aquellas que la naturaleza del fenómeno demande.

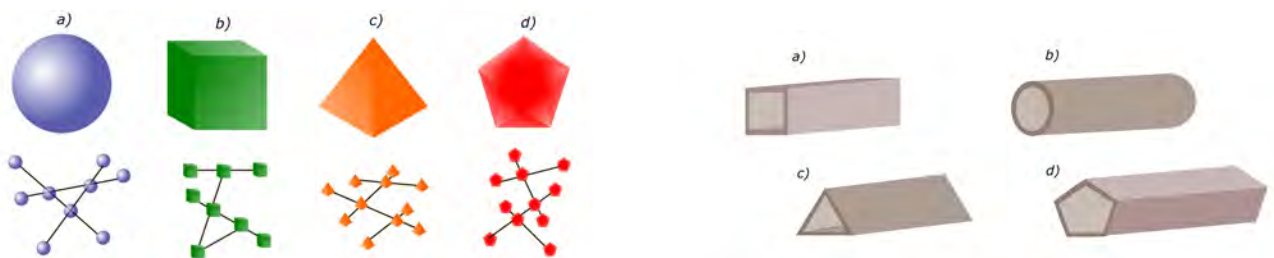


Figura 3.6: Principales geometrías regulares para la representación de poros y gargantas.

Las técnicas de imágenes es una línea de investigación que ofrece la reconstrucción tridimensional del espacio poroso de una muestra. Esta técnica discretiza a los poros y gargantas con figuras totalmente amorfas; como lo son en la naturaleza. Una vez obtenida la estructura interna de la muestra, existen métodos que permiten ajustar y extraer una red y geometría distintivas de la muestra. Sin embargo, una alternativa para evitar esta operación consiste en un análisis estadístico de las propiedades geométricas y así ajustar distribuciones, las cuales posteriormente pueden generar valores con un comportamiento similar al de la muestra.



Las propiedades geométricas que habitualmente se reportan son:

- **Área:** medida de la superficie del elemento.
- **Perímetro:** longitud del contorno en un corte seccional.
- **Diámetro inscrito:** diámetro de una máxima esfera contenida en el elemento.
- **Vértices:** punto que denota la unión de los lados.
- **Longitud:** mayor dimensión lineal en un corte longitudinal.
- **Ángulos internos:** ángulos formados por la unión de dos o más lados.
- **Volumen:** extensión en el espacio.
- **Intersección:** sección transversal que denota la unión entre el poro y la garganta.

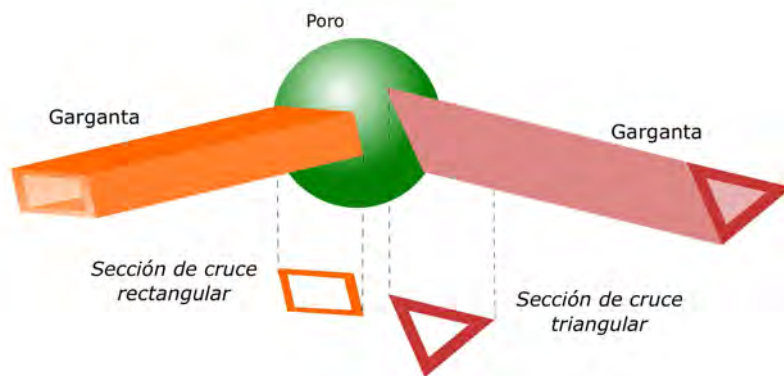


Figura 3.7: Intersección poro-garganta.

La red y la geometría de un modelo de red de poros representan la conectividad y la estructura interna del medio poroso, respectivamente. Aunque se decida generar estos elementos a partir de reconstrucción de imágenes o recreaciones basadas en distribuciones, la conectividad y la estructura son particulares a la muestra bajo estudio. Sin embargo, la muestra, la cual se encuentra a escala de poro, no es representativa de todo el medio. Por tanto, se recomiendan incorporar técnicas estocásticas para producir vertientes de red y geometría, y así generar una gama de modelos referentes a una sola muestra.

### 3.2.3. Fases

Las fases que se consideren en la red de poros, las cuales están relacionadas con el fenómeno bajo estudio, deben de ser caracterizadas física y químicamente. Para esto, se pueden emplear la información de pruebas experimentales, ecuaciones constitutivas y/o correlaciones. El modelo puede considerar tanto fases fluidas como sólidas; por consiguiente, el modelo de red de poros puede simular procesos en una fase y varias fases. Las propiedades que se recomiendan establecer son, entre otras, las siguientes:

- Densidad

- Viscosidad
- Tensión superficial
- Conductividad térmica
- Conductividad eléctrica
- Presión de vapor
- Masa molar

### 3.2.4. Física a escala de poro

Para establecer el comportamiento de las fases a escala de poro, se debe combinar la geometría de poros y gargantas con definiciones, leyes y ecuaciones físicas de las fases; de esta forma, se describen expresiones apropiadas para el modelo de red de poros. A esto último, se le conoce como física a escala de poro.

### 3.2.5. Métodos

Es la parte matemática del modelo de red de poros, en la que a partir de la física a escala de poro y las consideraciones generales del modelo, se establecen expresiones que denotan la naturaleza de los fenómenos deseados. Los fenómenos de interés para este trabajo son flujo, transporte y desplazamiento inmiscible, por lo que se derivan las ecuaciones que constituyen el modelo matemático para cada caso. De la misma manera se denotan las expresiones que permiten obtener las propiedades efectivas de flujo y desplazamiento inmiscible.

En general, esta vertiente, descrita en la [Figura 3.8](#), para identificar los elementos de una red de poros permite tener una mejor comprensión del enfoque. Además, el tener un mejor control de cada elemento ayudará a delinear y abordar adecuadamente el fenómeno de interés. No obstante, cada uno de los elementos puede requerir disciplinas o áreas de estudio particulares para la mejora del enfoque.

## 3.3. Modelos de red de poros cuasi-estáticas

Estos modelos consideran que el desplazamiento multifásico a nivel de poro está gobernado sólo por la presión capilar. Las fuerzas viscosas y gravitacionales no son consideradas, a veces por razones físicamente congruentes, como la simulación de desplazamiento paulatino a través de una red con extensión espacial limitada, que generalmente ocupa un volumen de unos  $mm^3$ . El desplazamiento inmiscible de un fluido por otro tiene lugar en una serie de etapas discretas de equilibrio, donde la presión de la fase invasora se incrementa sucesivamente mientras se mantiene constante la de la fase defensora.

Los modelos cuasi-estáticos son, hasta el momento, el enfoque más utilizado para estudiar eventos a nivel de poro y se han implementado en cada clase de redes, ya sea en redes extraídas, reconstruidas o construidas a partir de una retícula regular. Su independencia de una tasa de invasión ha llevado a describir modelos cuasi-estáticos como el de percolación de invasión, un



Figura 3.8: Elementos de una red de poros. En general, los elementos clave de los modelos de red de poros son la estructura del medio y el conjunto de ecuaciones que describen los fenómenos a escala de poro. En este trabajo, estos elementos principales se descomponen en: (i) red, (ii) geometría, (iii) fases, (iv) física a escala de poro, y (v) métodos. Los nuevos elementos permiten obtener una mejor comprensión general del fenómeno.

término usado para todas las clases de modelos de red basados en la teoría de percolación (Bagudu, 2015; Lenormand y Boris, 1980).

### 3.4. Modelos de red de poros dinámicas

En muchas situaciones de flujo multifásico, la consideración de fuerzas viscosas insignificantes se vuelve inadecuada para describir el desplazamiento de la interfaz fluido-fluido. Por lo tanto, se han desarrollado modelos de redes dinámicas para tomar en cuenta la contribución de la presión viscosa local al flujo multifásico. Un parámetro comúnmente utilizado para medir el impacto potencial de las fuerzas viscosas es el número capilar ( $C_a = q\mu/\sigma$ ), el cual refleja la relación entre las fuerzas viscosas y capilares.

Para un proceso de desplazamiento con un número capilar finito ( $C_a > 1 \times 10^{-7}$ ), la determinación de la posición de la interfaz implica la solución a problemas que involucran: (1) calcular el campo de presión viscosa considerando la conservación del flujo en el centro de cada poro, y (2) la evaluación de la conductividad y la posición de la interfaz en cada poro o garganta para la caída de presión (Bagudu, 2015).

## Modelo de flujo y transporte para el enfoque de red de poros

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 4.1](#) presenta un esquema de la conexión de poros mediante gargantas en un modelo de red de poros.

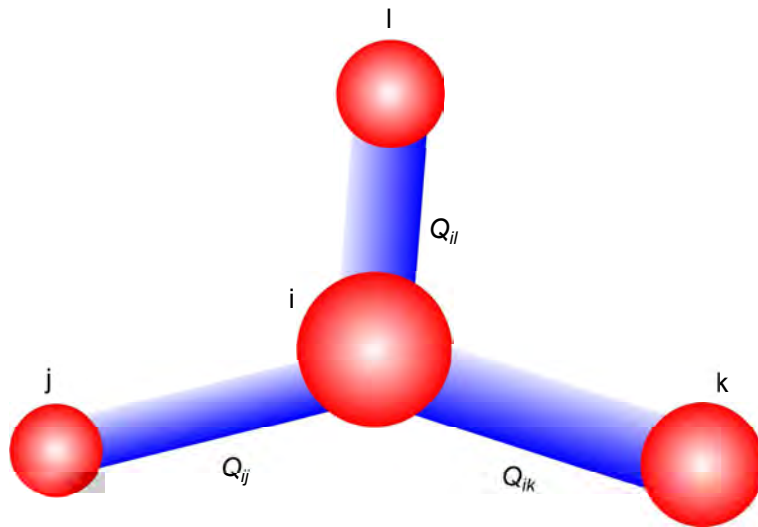


Figura 4.1: Esquema de poros (rojo) interconectados por gargantas (azul).

A continuación se presentan los principales modelos que abordan flujo y transporte para el enfoque de modelos de red de poros.

### Acharya(2004)

En este modelo el ensamble poro-garganta-poro se discretiza como una arquitectura convergente-divergente. El modelo asume que en los poros se presentan mezclas perfectas e ignoran la contribución de la difusión molecular ( $D_m$ ) al transporte, ya que se considera que la advección es

dominante. Simulaciones de seguimiento de partículas en la red de poros mostraron que esta consideración es apropiada para números de Peclet entre 10 y  $10^4$ . Por lo tanto, la ecuación del modelo para un poro dado es:

$$V_{PU} \frac{\partial c}{\partial t} + \nabla \cdot (\underline{q}c) = 0 \quad (4.1)$$

Donde  $t$  es tiempo,  $V_{PU}$  es el volumen de poro,  $c$  es la concentración volumen promedio de soluto en el poro. El símbolo  $\underline{q}$  expresa el vector de flujo a través de las gargantas (Acharya, 2004).

## Li(2007)

Este modelo fue empleado en el estudio de concentraciones promedio, un análogo matemático del campo de concentraciones promedio, para determinar las velocidades de reacción de minerales en medios porosos heterogéneos. Dentro de cada poro, el cambio de masa de las especies químicas se describe mediante ecuaciones de balance de masa, las cuales se desarrollan siguiendo la formulación sistemática de Lichtner (Li *et al.*, 2007; Lichtner, 1985). Las ecuaciones del balance de masa describen las tasas de cambio de masa debidas a la advección, la difusión entre los poros adyacentes y las reacciones. La forma general del modelo es:

$$V_i \frac{dc_i}{dt} = \sum_{j=1}^N q_{ij}c_j + \sum_{j=1}^N q_{ij}c_i + \sum_{j=1}^N D_{e,ij}A_{ij} \frac{c_j - c_i}{l_{ij}} + g_i \quad (4.2)$$

Donde  $V_i$  es el volumen del poro  $i$ ,  $c$  es la concentración del componente,  $j$  es el índice de los poros conectados al poro  $i$ ,  $D_{e,ij}$  es el coeficiente de difusión efectiva entre los poros  $i$  y  $j$ ,  $A$  es el área de la sección transversal de la garganta que conecta a los poros  $i$  y  $j$ ,  $l$  es la longitud de la garganta conectora, y  $g$  denota el término de reacción (Li *et al.*, 2007).

## Raof(2011)

El objetivo de este modelo es mejorar la comprensión y obtener relaciones cuantitativas entre los parámetros de adsorción a escala Darcy y los parámetros de flujo y adsorción a escala de poro. El transporte a través de la red se modela mediante ecuaciones de balance de masa para cada poro y garganta. La adsorción de solutos en las paredes de los poros se desprecia, mientras que la adsorción de solutos en las paredes de las gargantas se modela con una expresión lineal y bajo estado en equilibrio. Para un poro dado, el balance de masa es:

$$V_i \frac{dc_i}{dt} = \sum_{j=1}^{N_{in}} q_{ij}c_{ij} - Q_i c_i \quad (4.3)$$

Donde  $c_i$  es la concentración de masa promedio en el poro  $i$ ,  $c_{ij}$  es la concentración de masa promedio en la garganta  $ij$ ,  $Q_i$  es el flujo total de agua que sale del poro  $i$ ,  $V_i$  es el volumen del poro  $i$ , y  $N_{in}$  son todas las gargantas que fluyen hacia el poro  $i$ . Dado que el flujo total de agua que entra al poro es igual al flujo que sale, tenemos:

$$Q_i = \sum_{j=1}^N q_{ij} \quad (4.4)$$

La ecuación de transporte para una garganta dada  $ij$  es:

$$V_{ij} \frac{dc_{ij}}{dt} = |q_{ij}c_j| - |q_{ij}|c_{ij} - V_{ij}k_{att,ij}c_{ij} + V_{ij}k_{det,ij}s_{ij} \quad (4.5)$$

Donde  $V_{ij}$  es el volumen de la garganta  $ij$  y  $q_{ij}$  expresa el flujo volumétrico dentro de la garganta,  $k$  es el coeficiente de adsorción (*att*) y desorción (*det*), y  $s$  es la concentración promedio de solutos adsorbidos (Raouf, 2011).

## Raouf(2014)

En una extensión al modelo de Raouf (2011), esta nueva versión estudia los cambios de tamaños de poros y gargantas debidos a reacciones químicas, lo cual resulta en perturbaciones en la porosidad y la permeabilidad absoluta. Las reacciones consideradas son referentes al estudio de almacenamiento de dióxido de carbono. El transporte de solutos a través de la red de poros se describe para procesos de advección y de difusión. El modelo considera cada poro y garganta como un volumen de control. Para el poro  $i$ , el balance de masa para el  $k$ -ésimo componente es:

$$V_i \frac{dc_{k,i}}{dt} = \sum_{j=1}^{N_{in}} q_{ij}c_{k,ij} - Q_i c_{k,i} + \sum_{j=1}^{z_i} D_0 A_{ij} \frac{c_{k,ij} - c_{k,i}}{l_{ij}} - R_{k,i} \quad (4.6)$$

Donde  $V_i$ ,  $Q_i$  y  $c_i$  son el volumen, flujo volumétrico y concentración de soluto en el poro  $i$ , respectivamente.  $D_0$  es el coeficiente de difusión molecular y  $A_{ij}$  es la sección transversal del tubo  $ij$ .  $N_{in}$  es el número de gargantas que aportan flujo hacia el poro  $i$ , y  $z_i$  es el total de gargantas conectadas al poro  $i$ . El primer término del lado derecho de la ecuación representa el flujo másico en el poro  $i$ . El segundo término expresa la cantidad de materia que sale del poro  $i$ . El tercer término muestra el flujo difusivo entre el poro  $i$  y todas las gargantas conectadas a él. El último término,  $R$ , representa el cambio de concentración debido a la reacción de  $c_k$  con otros componentes dentro del poro  $i$ .

De la misma manera, el balance de masa para el  $k$ -ésimo componente en la garganta  $ij$ , teniendo en cuenta que del poro  $j$  proviene la dirección del flujo (aguas arriba *-upstream-*), es:

$$V_{ij} \frac{dc_{k,ij}}{dt} = q_{ij}c_{k,j} - q_{ij}c_{ij} + D_0 A_{ij} \frac{c_{k,j} - c_{k,ij}}{l_{ij}} + D_0 A_{ij} \frac{c_{k,i} - c_{k,ij}}{l_{ij}} - R_{k,ij} \quad (4.7)$$

Donde  $V_{ij}$ ,  $q_{ij}$  y  $c_{ij}$  son el volumen, flujo volumétrico y concentración de soluto en la garganta  $ij$ , respectivamente.  $R_{k,ij}$  representa el cambio de concentración debido a las reacciones con otros componentes dentro de la garganta (Raouf et al., 2014).

## Mehmani(2015)

El desarrollo de este modelo sigue el método de celda mixta (*mixed-cell method*, MCM), en el cual los balances de soluto se escriben para cada poro de la red. En este método, se considera que las gargantas no poseen volumen y el soluto dentro de los poros se encuentra en una mezcla

perfecta; es decir, un valor de concentración único es asignado a cada poro. Las tasas de flujo de soluto dentro de las gargantas se obtienen como la suma algebraica de un término de advección y un término de difusión linealmente variable. Esencialmente, el MCM puede considerarse como un método volumen finito de bajo orden para una malla no estructurada; es decir, la red de poros. La ventaja del MCM es que es muy eficiente computacionalmente y altamente adaptable a varios escenarios de transporte.

Sea el poro  $i$ , se tiene:

$$V_i \frac{dc_i}{dt} = \sum_{j=1}^{N, q < 0} q_{ij} c_i + \sum_{j=1}^{N, q > 0} q_{ij} c_j + \sum_{j=1}^N D_e A_{ij} \frac{\Delta c_{ij}}{l_{ij}} + R(c_i) \quad (4.8)$$

Donde  $c_i$  es la concentración en el poro  $i$ ,  $V_i$  es el volumen de poro.  $q_{ij}$ ,  $A_{ij}$  y  $l_{ij}$  son la tasa de flujo, el área de la sección transversal y la longitud de la garganta  $ij$ , respectivamente.  $R(c_i)$  es el término de reacción y  $N$  el número de poros en la red. Las desigualdades  $q < 0$  y  $q > 0$  expresan la dirección del flujo en el poro  $i$ ; en el primer escenario el flujo sale del poro, mientras que en el segundo el flujo entra al poro  $i$  a partir de sus poros vecinos  $j$  (Mehmani y Balhoff, 2015).

## Tansey(2016)

Este modelo fue empleado para estudiar la disolución de la matriz debido a transporte reactivo. El proceso de disolución se simula en cinco pasos. (1) El campo de presión para poros (y por lo tanto las tasas de flujo en las gargantas) se calcula para toda la red al imponer un balance de masa en cada poro. (2) Utilizando el campo de flujo obtenido, las especies pueden avanzar por advección y difusión. (3) El consumo de especies debido a reacciones de superficie se modela a través de un coeficiente de transferencia de masa propuesto. (4) Se calcula el volumen de grano disuelto para cada poro en función de una relación estequiométrica de la reacción. Los poros crecen, asumiendo una geometría estática, y las conductividades de la garganta se vuelven a calcular. (5) Finalmente, un criterio de unión/convergencia de poros determina si el crecimiento de los poros garantiza la representación de dos poros como un solo nodo.

Para los efectos de transporte de especies entre poros, se considera que la concentración en cada poro es uniforme (mezcla perfecta) y se refiere como el método de celda mixta (*mixed-cell method*, MCM). Esta consideración se emplea regularmente en modelos de transporte reactivo.

En el poro  $i$ , se tiene:

$$V_i \frac{dc_i}{dt} = \sum_{j=1}^N D_e A_{ij} \frac{\Delta c_{ij}}{l_{ij}} - \sum_i q_{ij} c_i \quad (4.9)$$

Donde  $V_i$  es el volumen del poro  $i$ ,  $c_i$  es la concentración en el poro  $i$ ,  $D_e$  es la difusividad efectiva,  $A_{ij}$  es el área de sección transversal de la garganta conectora  $ij$ , y  $l_{ij}$  es la longitud de garganta (Tansey y Balhoff, 2016).

## Xiong(2016)

Este modelo implica el desacoplamiento de la adsorción y el transporte en dos procesos separados mediante el uso de parámetros asociados con cada proceso. Primero, el problema de difusión se resuelve para obtener el campo de concentración y flujo. La expresión para transporte a través de la garganta que conecta a los poros  $i$  y  $j$  es:

$$V_{ij} \frac{dc_{ij}}{dt} = q_{ij}(c_i - c_j) + D_{ij} A_{ij} \frac{c_i - c_j}{l_{ij}} \quad (4.10)$$

Donde  $V_{ij}$ ,  $l_{ij}$ ,  $A_{ij}$  y  $q_{ij}$  es el volumen, la longitud, el área de la sección transversal y el flujo volumétrico de la garganta  $ij$ , respectivamente. Finalmente,  $c_i$  es la concentración en el poro  $i$ ,  $c_j$  es la concentración la garganta  $ij$ , y  $D_{ij}$  es el coeficiente de difusión de la garganta  $ij$ . Posteriormente, una isoterma de adsorción, que se asume que pertenece a una clase de funciones parametrizadas (Langmuir, Freundlich, Henry, etc.) con pocos parámetros de ajuste, se usa para describir la adsorción de especies en las paredes de los poros y gargantas. De esta forma, la adsorción modifica las geometrías y tamaños de los elementos de la red (Xiong *et al.*, 2016).

La ventaja que trae consigo el enfoque de red de poros sobre el problema de flujo y transporte es que el modelo se reduce a un sistema de ecuaciones del tipo  $A\mathbf{x} = \mathbf{b}$ , que por lo regular tiene un grado de libertad igual al total de poros en la red. El alcance del presente trabajo requiere evaluar el impacto de la salinidad sobre propiedades efectivas que dependen de los caminos conectores; es decir, de las gargantas. Por lo cual, se requiere un modelo de flujo y transporte que involucre a los poros y gargantas de la red. Debido a esto, acorde a la revisión de la literatura, se desarrollará un modelo de flujo y transporte del tipo Raouf (2011) y Raouf *et al.* (2014).

## 4.1. Modelo conceptual

En este trabajo, se establece un modelo general de flujo y transporte en medios porosos para el enfoque de modelos de red poros.

### 4.1.1. Hipótesis generales sobre el medio poroso

- El medio poroso está constituido por poros que son conectados por caminos más estrechos llamados gargantas.
- Una fase es una región del espacio en el que todas sus propiedades físicas son uniformes.
- Una fase se mueve con su propia velocidad.
- Una componente es una sustancia disuelta en la fase.
- Las componentes se mueven con la velocidad de la fase en que están disueltas.
- El material sólido o fase sólida que conforma al medio poroso se le denomina matriz sólida.
- La porosidad del medio es constante.
- Inicialmente, el medio poroso está completamente ocupado por una fase fluida.
- Pueden coexistir hasta dos fases fluidas dentro del medio.
- Cada fase contiene solo 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.

#### 4.1.2. 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.
- En la red, dos nodos pueden comunicarse solamente por un enlace en sus extremos, un enlace siempre se conecta a dos nodos y no existen nodos aislados.
- Los nodos sustentan a los poros, mientras que los enlaces a las gargantas.
- La red discretiza la topología del medio poroso.
- La red puede ser tanto de estructura regular como irregular.
- La conectividad entre nodos y enlaces está descrita por el número de coordinación  $z$ , el cual describe el número de enlaces conectados a un nodo.
- Los poros y gargantas se discretizan mediante cuerpos geométricos.
- Para caracterizar los tamaños de poro y garganta, se necesita definir propiedades del cuerpo geométrico seleccionado, tal que mantengan una estrecha relación con las propiedades de los poros y gargantas originales.
- La red y la geometría de poros y gargantas, en principio, son invariantes. Sin embargo, algunas propiedades de topología y geometría, bajo ciertos procesos y condiciones, pueden considerarse transitorias.

#### 4.1.3. Hipótesis generales para flujo

- El flujo a través de la red es bajo condiciones saturadas.
- El flujo es de tipo laminar, uniforme, 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.
- Las fronteras restantes y paralelas a la dirección del flujo son consideradas como fronteras de no flujo.
- El flujo volumétrico,  $q$ , a través de una garganta dada, se describe por la ecuación de Hagen-Poiseuille.
- Para el flujo incompresible en estado estacionario, la suma del flujo volumétrico de las gargantas conectadas a un poro debe ser cero.
- Para la estimación de permeabilidad absoluta de la red, se emplea la ley de Darcy.

#### 4.1.4. 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.
- Se realiza un balance de masa del componente para cada elemento de la red.
- Los efectos de advección, difusión y de reacción se consideran tanto en poros como en gargantas.
- La difusión es molecular.
- 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).
- El transporte no afecta al flujo de fluidos.

## 4.2. Modelo de flujo

El cálculo de flujo a través del Modelo de Red de Poros considera la relación de Hagen-Poiseuille:

$$q = -\frac{\pi r^4 \Delta p}{8\mu l} \quad (4.11)$$

Donde  $r$  es el radio y  $l$  la longitud de un conducto,  $\mu$  es la viscosidad del fluido y  $p$  presión. De esta expresión, se define la conductancia hidráulica  $\kappa$  de un fluido como:

$$\kappa = \frac{\pi r^4}{8\mu l} \quad (4.12)$$

Realizando un balance de masa para cada poro en la red, se tiene

$$\sum_{j=1}^n q_{ij} = 0 \quad (4.13)$$

Donde  $q_{ij}$  es el flujo entre los poros  $i$  y  $j$ .

Sustituyendo la relación Hagen-Poiseuille en el balance de masa:

$$\sum_{j=1}^n \kappa_{ij}(p_i - p_j) = 0 \quad (4.14)$$

Donde  $\kappa_{ij}$  es la conductancia hidráulica total de flujo que conecta a los poros  $i$  y  $j$ . Esta expresión denota el modelo de flujo tipo Stokes para un modelo de red de poros.

La conductancia hidráulica total es calculada como la conductancia hidráulica a través de la mitad del poro  $i$ , la garganta conectora, y la mitad del poro  $j$ . La conductancia hidráulica de

cada elemento es calculada empleando la **Ecuación 4.12**. La conductancia hidráulica total para el ensamble poro-garganta-poro se obtiene considerando la teoría de resistores, para resistores en serie:

$$\mathfrak{R} = \mathfrak{R}_i \frac{1}{2} + \mathfrak{R}_t + \mathfrak{R}_j \frac{1}{2} \quad (4.15)$$

Donde  $\mathfrak{R}$  es la resistencia eléctrica. Para conductancia hidráulica se tiene:

$$\frac{1}{\kappa_{ij}} = \frac{1}{2\kappa_i} + \frac{1}{\kappa_t} + \frac{1}{2\kappa_j} \quad (4.16)$$

#### 4.2.0.1. Permeabilidad absoluta

Esta propiedad describe la capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de una fase fluida a través de él, cuando es saturado completamente por la fase. La permeabilidad absoluta para el modelo de red de poros se obtiene mediante la Ley de Darcy.

$$K = \frac{\mu Q L}{A(p_{inlet} - p_{outlet})} \quad (4.17)$$

Donde  $Q$  es el gasto total de la fase a través de la red,  $A$  es el área de la sección transversal de la red,  $L$  en la longitud del modelo en la dirección del flujo,  $\mu$  la viscosidad del fluido,  $p_{inlet}$  es la presión en la entrada y  $p_{outlet}$  la presión en la salida.

Considerando el modelo de flujo para un modelo de red de poros (**Ecuación 4.14**), obtenemos:

$$K = \frac{\mu \sum \kappa_{ij} (p_i - p_j) L}{A(p_{inlet} - p_{outlet})} \quad (4.18)$$

Los subíndices  $i$  y  $j$  son los poros del modelo de red de poros. La sumatoria es sobre el número total de poros  $n$  en la red.

### 4.3. Modelo de transporte

A continuación se formula las ecuaciones de flujo y transporte para un modelo de red de poros. Las ecuaciones desarrolladas consideran el método sistemático para la formulación de modelos de sistemas continuos. En este desarrollo, la masa del componente contenido en un sistema poroso, constituido por la matriz sólida y el fluido, está definida como

$$M_c(t) = \int_{B(t)} c(\underline{x}, t) d\underline{x} \quad (4.19)$$

Donde  $M_c(t)$  es la masa del componente y  $c$  es la concentración del componente. De esta expresión se tiene que la propiedad extensiva es  $M_c(t)$  y que la propiedad intensiva asociada es  $\psi(\underline{x}, t) \equiv c(\underline{x}, t)$ .

La ecuación de balance global para la masa del componente es

$$\frac{dM_c(t)}{dt} = \int_{B(t)} g_c(\underline{x}, t) d\underline{x} + \int_{\delta B(t)} \underline{\tau}(\underline{x}, t) \cdot \underline{n}(\underline{x}, t) d\underline{x} + \int_{\Sigma(t)} g_{\Sigma}(\underline{x}, t) d\underline{x} \quad (4.20)$$

Donde  $g_c(\underline{x}, t)$  es lo que se genera o se destruye de la componente en el interior de  $B(t)$ ,  $\underline{\tau}(\underline{x}, t)$  es lo que entra o sale a través de la frontera de cuerpo  $\delta B(t)$ , y  $g_\Sigma(\underline{x}, t)$  es lo que se genera o se destruye en el interior del cuerpo  $\Sigma(t)$ . Además,  $\underline{n}(\underline{x}, t)$  es el vector normal unitario en  $\delta B(t)$  que apunta hacia el exterior del cuerpo  $B(t)$ .

Cuando el sistema no presenta discontinuidades  $\Sigma(t)$ , la ecuación de balance global es

$$\frac{dM_c(t)}{dt} = \int_{B(t)} g_c(\underline{x}, t) d\underline{x} + \int_{\delta B(t)} \underline{\tau}(\underline{x}, t) \cdot \underline{n}(\underline{x}, t) d\underline{x} \quad (4.21)$$

Considerando el teorema de Gauss se obtiene:

$$\frac{dM_c(t)}{dt} = \int_{B(t)} g_c(\underline{x}, t) d\underline{x} + \int_{B(t)} \nabla \cdot \underline{\tau}(\underline{x}, t) d\underline{x} \quad (4.22)$$

O de otra forma

$$\frac{dM_s(t)}{dt} = \int_{B(t)} [g_s(\underline{x}, t) + \nabla \cdot \underline{\tau}(\underline{x}, t)] d\underline{x} \quad (4.23)$$

Debido a que la propiedad extensiva  $E(t) = M_c(t)$  es la integral de la propiedad intensiva asociada  $\psi(\underline{x}, t) = c$ , se tiene:

$$\frac{dM_c(t)}{dt} = \int_{B(t)} \left[ \frac{\partial c}{\partial t} + \nabla \cdot (c\underline{v}) \right] d\underline{x} \quad (4.24)$$

Esta expresión no considera discontinuidades de salto  $\Sigma(t)$ . Si se resta la [Ecuación 4.24](#) y la [Ecuación 4.23](#), resulta:

$$\int_{B(t)} \left[ \frac{\partial c}{\partial t} + \nabla \cdot (c\underline{v}) \right] d\underline{x} - \int_{B(t)} [g_c(\underline{x}, t) + \nabla \cdot \underline{\tau}(\underline{x}, t)] d\underline{x} = 0 \quad (4.25)$$

O de otra forma:

$$\int_{B(t)} \left[ \frac{\partial c}{\partial t} + \nabla \cdot (c\underline{v}) - g_c(\underline{x}, t) - \nabla \cdot \underline{\tau}(\underline{x}, t) \right] d\underline{x} = 0 \quad (4.26)$$

Al aplicar el lema de duBois-Reymond, se obtiene:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \nabla \cdot (c\underline{v}) = g_c + \nabla \cdot \underline{\tau} \quad (4.27)$$

La [Ecuación 4.27](#) es la ecuación de balance local de la propiedad intensiva  $\psi(\underline{x}, t) = c$ . En esta expresión, el término de advección, asociado al movimiento del fluido, es cuantificado por la velocidad de las partículas macroscópicas  $\underline{v}$ . El término de difusión, asociado al movimiento de las partículas microscópicas, es cuantificado por  $\underline{\tau}$ . Por último,  $g_c$  representa las fuentes de masa de componente.

Considerando que el término  $\underline{\tau}$  se modela por la ley de Fick,  $\underline{\tau} = \underline{D} \cdot \nabla c$ , se obtiene:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \nabla \cdot (c\underline{v}) = g_c + \nabla \cdot (\underline{D} \cdot \nabla c) \quad (4.28)$$

Donde  $\underline{\underline{D}}$  es el tensor de dispersión hidrodinámica. Tomando en cuenta que para cada poro y garganta la concentración es un valor promedio, es decir, dentro de un poro/garganta, la concentración no depende de su posición.

$$c(t) \equiv \bar{c}(t) \equiv \frac{1}{V_i} \int_B c(\underline{x}, t) d\underline{x} \quad (4.29)$$

Por lo cual, la [Ecuación 4.28](#) adopta la siguiente forma:

$$\frac{dc}{dt} + \nabla \cdot (c\underline{v}) = g_c + \nabla \cdot (\underline{\underline{D}} \cdot \nabla c) \quad (4.30)$$

Las condiciones inicial y de frontera para esta expresión están dadas por:

$$c(\underline{x}, t_0) = c_0 \quad (4.31)$$

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

$$\left. \frac{dc}{d\underline{x}} \right|_{outlet, t \geq t_0} = 0$$

Donde *inlet* y *outlet* expresan las fronteras de entrada y salida, respectivamente. La variable  $t_0$  representa el tiempo inicial.

### 4.3.1. Modelo de transporte para poros

Al ser los poros elementos de volumen de control  $B_p$ , integrando la [Ecuación 4.30](#) resulta:

$$\int_{B_p} \frac{dc}{dt} d\underline{x} + \int_{B_p} \nabla \cdot (c\underline{v}) d\underline{x} = \int_{B_p} g_c d\underline{x} + \int_{B_p} \nabla \cdot (\underline{\underline{D}} \cdot \nabla c) d\underline{x} \quad (4.32)$$

Aplicando el teorema de Gauss, se obtiene:

$$\int_{B_p} \frac{dc}{dt} d\underline{x} + \int_{\delta B_p} (c\underline{v}) \cdot \underline{n} d\underline{x} = \int_{B_p} g_c d\underline{x} + \int_{\delta B_p} (\underline{\underline{D}} \cdot \nabla c) \cdot \underline{n} d\underline{x} \quad (4.33)$$

Ya que  $c$  no depende de su posición dentro del poro, se tiene:

$$\int_{B_p} \frac{dc}{dt} d\underline{x} + c \int_{\delta B_p} \underline{v} \cdot \underline{n} d\underline{x} = \int_{B_p} g_c d\underline{x} + \int_{\delta B_p} (\underline{\underline{D}} \cdot \nabla c) \cdot \underline{n} d\underline{x} \quad (4.34)$$

Donde  $\underline{n}$  es el vector normal a  $\delta B_p$ . Dado que el flujo  $Q$  se expresa como:

$$Q = \int_{\delta B_p} \underline{v} \cdot \underline{n} d\underline{x} \quad (4.35)$$

Además, se considera que el término de flujo total  $Q$  dentro del poro es igual al flujo que entra y sale por las fronteras del poro es decir:

$$Q = Q_{outlet} - Q_{inlet} \quad (4.36)$$

Sustituyendo [Ecuación 4.35](#) y [Ecuación 4.36](#) en [Ecuación 4.34](#), y tras realizar la integral en su forma discreta, el lado izquierdo de [Ecuación 4.34](#) es:

$$\int_{B_p} \frac{dc}{dt} d\underline{x} + c \int_{\delta B_p} \underline{v} \cdot \underline{n} d\underline{x} = V_i \frac{dc_i}{dt} + \sum_{j \in I_i}^{z_i} Q_{outlet} c_{outlet} - \sum_{j \in I_i}^{z_i} Q_{inlet} c_{inlet} \quad (4.37)$$

Donde  $z_i$  es el total de gargantas que están conectadas al poro  $i$  (número de coordinación) e  $I_i$  son los índices de los poros conectados al poro  $i$  a través de una garganta  $ij$ . El término  $Q_{inlet} c_{inlet}$  representa el transporte de la componente disuelta en la fase fluida que entra por la frontera del poro. Este término se puede determinar como el producto del flujo volumétrico que aporta cada garganta conectada al poro y la concentración de componente dentro de la garganta, es decir:

$$\sum_{j \in I_i}^{z_i} Q_{inlet} c_{inlet} = \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_{ij} \quad (4.38)$$

Así mismo, el término  $Q_{outlet} c_{outlet}$  representa el flujo y la concentración a la salida del poro. La concentración a la salida del poro es la misma que la concentración que existe dentro de este elemento ( $c_i$ ). Dado que el flujo de la fase fluida que entra en un poro es igual al flujo que sale,  $Q_{out} = \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij}$ , tenemos:

$$\sum_{j \in I_i}^{z_i} Q_{outlet} c_{outlet} = \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_i \quad (4.39)$$

Para el lado derecho de [Ecuación 4.34](#), considerando que el gradiente de concentración es lineal, uniforme y se modela como  $\nabla c = \frac{\Delta c}{l}$ , se tiene que:

$$\int_{B_p} g_c d\underline{x} + \int_{\delta B_p} (\underline{D} \cdot \nabla c) \cdot \underline{n} d\underline{x} = \sum_{j \in I_i}^{z_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij} - c_i}{l_{ij}} + R_i \quad (4.40)$$

Donde el término  $R_i$  representa las reacciones dentro del poro y es un término volumétrico. En este trabajo no se abordan los efectos de reacción-adsorción en los poros; es decir, se establece que  $R_i = 0$ . De esta manera, la ecuación que modela transporte de una componente dentro de un poro dado  $i$  es:

$$V_i \frac{dc_i}{dt} + \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_i - \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_{ij} = \sum_{j \in I_i}^{z_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij} - c_i}{l_{ij}}, \quad \forall i \in [1, N] \quad (4.41)$$

En esta expresión,  $V_i$  es el volumen del poro,  $c_i$  es la concentración de la componente dentro del poro  $i$ ,  $q_{ij}$  es el flujo volumétrico a lo largo de la garganta  $ij$ , y  $c_{ij}$  es la concentración de la componente 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  $ij$ .

### 4.3.2. Modelo de transporte para gargantas

La formulación del modelo de transporte para gargantas es similar al de los poros; se consideran procesos advectivos y difusivos para gargantas. Teniendo en cuenta que una garganta es un volumen de control  $B_t$  e integrando [Ecuación 4.30](#) resulta:

$$\int_{B_t} \frac{dc}{dt} d\mathbf{x} + \int_{B_t} \nabla \cdot (c\mathbf{v}) d\mathbf{x} = \int_{B_t} g_c d\mathbf{x} + \int_{B_t} \nabla \cdot (\underline{D} \cdot \nabla c) d\mathbf{x} \quad (4.42)$$

Aplicando el teorema de Gauss, se obtiene:

$$\int_{B_t} \frac{dc}{dt} d\mathbf{x} + \int_{\delta B_t} (c\mathbf{v}) \cdot \underline{n} d\mathbf{x} = \int_{B_t} g_c d\mathbf{x} + \int_{\delta B_t} (\underline{D} \cdot \nabla c) \cdot \underline{n} d\mathbf{x} \quad (4.43)$$

Dentro de las gargantas la concentración  $c$  no depende de su posición, por lo que obtenemos:

$$\int_{B_t} \frac{dc}{dt} d\mathbf{x} + c \int_{\delta B_t} \mathbf{v} \cdot \underline{n} d\mathbf{x} = \int_{B_t} g_c d\mathbf{x} + \int_{\delta B_t} (\underline{D} \cdot \nabla c) \cdot \underline{n} d\mathbf{x} \quad (4.44)$$

De forma análoga a los poros, la ecuación de transporte para gargantas toma en cuenta la [Ecuación 4.35](#) y [Ecuación 4.36](#). Además, se consideran que el gradiente de concentración es lineal, uniforme y se modela como  $\nabla c = \frac{\Delta c}{l}$ . Dado que una garganta sólo puede conectarse a dos poros, un poro en cada uno de sus extremos, la discretización de la integración de [Ecuación 4.44](#) para una garganta dada  $ij$  es:

$$V_{ij} \frac{dc_{ij}}{dt} + Q_{outlet} c_{outlet} - Q_{inlet} c_{inlet} = D_e A_{ij} \frac{c_i - c_{ij}}{l_{ij}} + D_e A_{ij} \frac{c_j - c_{ij}}{l_{ij}} + R_{ij} \quad (4.45)$$

En esta expresión se considera que el flujo que entra por la garganta es igual al flujo volumétrico que sale del poro  $j$ , el cual está conectado a la garganta. Este término se puede calcular como:

$$Q_{inlet} c_{inlet} = q_{ij} c_i + q_{ij} c_j \quad (4.46)$$

El flujo a la salida de la garganta se puede estimar como el flujo a través de la garganta por la concentración de la componente dentro de la misma garganta, es decir:

$$Q_{outlet} c_{outlet} = 2q_{ij} c_{ij} \quad (4.47)$$

Al igual que con poros, no se considera el término de reacción en gargantas ( $R_{ij} = 0$ ). Por lo tanto, la ecuación de transporte dentro de la garganta  $ij$  es:

$$V_{ij} \frac{dc_{ij}}{dt} + q_{ij} c_i + q_{ij} c_j - 2q_{ij} c_{ij} = D_e A_{ij} \frac{c_i - c_{ij}}{l_{ij}} + D_e A_{ij} \frac{c_j - c_{ij}}{l_{ij}}, \quad \forall i \in [1, N] \quad (4.48)$$

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 **Ecuación 4.41** y la **Ecuación 4.48** conforman el modelo matemático de transporte en un modelo de red de poros. Las condiciones inicial y de frontera para este modelo están dado por:

$$c(I, t_0) = c_0 \quad (4.49)$$

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

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

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.

## 4.4. Modelo numérico

El enfoque de red de poros conduce al modelo de flujo y transporte a un sistema de ecuaciones diferenciales totales. En la solución numérica, la aproximación de las derivada temporal es de primer orden, bajo una discretización en diferencias finitas hacia atrás. Debido a esto resulta un esquema totalmente implícito en el tiempo.

$$\frac{dc}{dt} = \frac{c_i^t - c_i^{t-1}}{\Delta t} \quad (4.50)$$

La ecuación de transporte dentro de un poro

$$V_i \frac{dc_i}{dt} = \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_{ij} - \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_i + \sum_{j \in I_i}^{z_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij} - c_i}{l_{ij}}, \quad \forall i \in [1, N] \quad (4.51)$$

Puede discretizarse como:

$$V_i \frac{c_i^t - c_i^{t-1}}{\Delta t} = \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_{ij}^t - \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_i^t + \sum_{j \in I_i}^{z_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij}^t - c_i^t}{l_{ij}} \quad (4.52)$$

Despejando el término  $c_i^{t-1}$ , obtenemos:

$$c_i^{t-1} = c_i^t - \frac{\Delta t}{V_i} \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_{ij}^t + \frac{\Delta t}{V_i} \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_i^t - \frac{\Delta t}{V_i} \sum_{j \in I_i}^{z_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij}^t - c_i^t}{l_{ij}} \quad (4.53)$$

O de otra forma:

$$c_i^{t-1} = c_i^t - \frac{\Delta t}{V_i} \left[ \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_{ij}^t - \sum_{j \in I_i}^{z_i} q_{ij} c_i^t + \sum_{j \in I_i}^{z_i} D_e A_{ij} \frac{c_{ij}^t - c_i^t}{l_{ij}} \right] \quad (4.54)$$

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

$$V_{ij} \frac{c_{ij}^t - c_{ij}^{t-1}}{\Delta t} = q_{ij} c_i^t + q_{ij} c_j^t - 2q_{ij} c_{ij}^t + D_e A_{ij} \frac{c_i^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} + D_e A_{ij} \frac{c_j^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} \quad (4.55)$$



Despejando el término  $c_{ij}^{t-1}$ :

$$c_{ij}^{t-1} = c_{ij}^t - \frac{\Delta t}{V_{ij}} q_{ij} c_i^t - \frac{\Delta t}{V_{ij}} q_{ij} c_j^t + \frac{\Delta t}{V_{ij}} 2q_{ij} c_{ij}^t - \frac{\Delta t}{V_{ij}} D_e A_{ij} \frac{c_i^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} - \frac{\Delta t}{V_{ij}} D_e A_{ij} \frac{c_j^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} \quad (4.56)$$

O de otra forma:

$$c_{ij}^{t-1} = c_{ij}^t - \frac{\Delta t}{V_{ij}} \left[ q_{ij} c_i^t + q_{ij} c_j^t - 2q_{ij} c_{ij}^t + D_e A_{ij} \frac{c_i^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} + D_e A_{ij} \frac{c_j^t - c_{ij}^t}{l_{ij}} \right] \quad (4.57)$$

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

$$\begin{aligned} c_i &= c_0, \quad \forall i \in I_p, \quad t = t_0 \\ c_{ij} &= c_0, \quad \forall ij \in I_t, \quad t = t_0 \\ c_i &= c_{inlet}, \quad \forall i \in I_{inlet}, \quad t \geq t_0 \\ \sum_{j \in I_{out}}^{z_i} \frac{c_{ij}^t - c_i^t}{l_{ij}} &= 0, \quad t \geq t_0 \end{aligned} \quad (4.58)$$

Donde,  $I_p$  e  $I_t$  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.

La combinación de la [Ecuación 4.54](#) y la [Ecuación 4.57](#) conduce a un sistema de ecuaciones lineales de la forma  $A\bar{x} = \bar{b}$ . El número de variables desconocidas es igual a  $N_p + N_t$  ( $N_t$  es número de gargantas y  $N_p$  es el número de poros). Para la precisión del esquema numérico, el mínimo intervalo de tiempo está determinado por el tiempo mínimo de residencia en una garganta:

$$\Delta t = \text{mín} \{ [V_{ij}] [q_{ij}^{-1}] \} = \text{mín} \{ T_{ij} \} \quad (4.59)$$

Donde  $T_{ij}$  expresa el tiempo que el fluido reside en la garganta  $ij$ . A determinados pasos de simulación, se promedian las concentraciones de los poros que pertenecen al plano normal a la dirección de la simulación. Para el promediado de las concentraciones, se emplea el flujo dentro de cada poro como factor de peso ([Raouf, 2011](#)).

$$\bar{c}(x, t) = \left[ \frac{\sum_i^{N_p} c_i(x, t) Q_i}{\sum_i^{N_p} Q_i} \right] \frac{1}{c_{inlet}} \quad (4.60)$$

Donde,  $c_{inlet}$  es la concentración de soluto en la frontera de entrada y  $N$  es el número de poros ubicados en el centro del plano normal a la dirección de la simulación.

## 4.5. Modelo computacional

El modelo de flujo y transporte ([Ecuación 4.41](#) y [Ecuación 4.48](#)) 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, la cual estudia las propiedades de conexión de un conjunto de nodos y enlaces (formalmente conocido como grafo). 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).

De esta manera, la implementación del modelo de flujo y transporte se acopló con algoritmos y métodos propios de *OpenPNM* 1.8, lo cual facilitó y mejoró el alcance del presente desarrollo. La implementación 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.

## 4.6. Validación del modelo

Van Genuchten y Alves (1982) presentan un conjunto de soluciones analíticas para la ecuación de transporte convectivo/dispersivo de soluto en una dimensión. En medios porosos, bajo ciertas condiciones, este problema es conocido como inyección de un escalón:

$$R \frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - V \frac{\partial c}{\partial x} \quad (4.61)$$

Sujeto a las condiciones inicial y de frontera:

$$\begin{aligned} c(x, 0) &= c_0 \\ c(0, t) &= \begin{cases} c_{iny} & 0 < t < t_{iny} \\ 0 & t > t_{iny} \end{cases} \\ \frac{\partial c(L, t)}{\partial x} &= 0 \end{aligned} \quad (4.62)$$

Donde  $c$  es la concentración del soluto,  $t_{iny}$  es el tiempo de inyección de la concentración  $c_{iny}$ ,  $c_0$  es la concentración inicial, y  $L$  es la longitud del dominio. La solución semi-analítica de la **Ecuación 4.61** es:

$$c(x, t) = \begin{cases} c_0 + (c_{iny} - c_0)A(x, t) & 0 < t < t_{iny} \\ c_0 + (c_{iny} - c_0)A(x, t) - c_{iny}A(x, t) & t > t_{iny} \end{cases} \quad (4.63)$$

Donde

$$A(x, t) = 1 - \sum_{m=1}^{\infty} \frac{2\beta_m \sin\left(\frac{\beta_m x}{L}\right) \exp\left[\frac{vx}{2D} - \frac{v^2 t}{4DR} - \frac{\beta_m^2 Dt}{L^2 R}\right]}{\left[\beta_m^2 + \left(\frac{vL}{2D}\right)^2 + \frac{vL}{2D}\right]} \quad (4.64)$$

Siendo que  $\beta_m$  son las raíces positivas de la siguiente ecuación

$$\beta_m \cot(\beta_m) + \frac{vL}{2D} = 0 \quad (4.65)$$

### 4.6.1. Datos empleados en la validación

Una red de poros de dimensión  $10 \times 1 \times 1$  (unidimensional) es considerada en la validación. Así mismo, se idealiza la inyección de agua a través de la red bajo tres diferentes pasos de tiempo:  $\Delta t = 1, 0.1, \text{ y } 0.01$  [s]. Ésto es con el fin de observar el impacto que tiene la selección de  $\Delta t$  sobre los resultados. En general, se establecen condiciones ideales para la validación. La [Tabla 4.1](#) resume las propiedades empleadas.

Tabla 4.1: 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 $t_{iny}$	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	

### 4.6.2. Resultados

Para comparar los resultados obtenidos, se grafica el valor de concentración en la frontera de salida en función del tiempo. En la [Figura 4.2](#) se puede apreciar la comparación de la simulación numérica y la solución semi-analítica para diferentes pasos de tiempo -(a) 1, (b) 0.1, y (c) 0.01 segundos-.

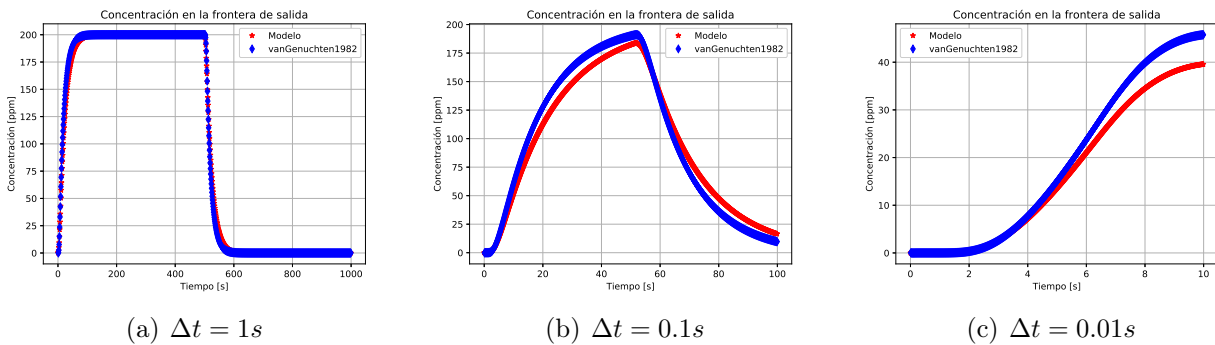


Figura 4.2: Comparación de las soluciones semi-analítica y computacional del problema inyección de un escalón para diferentes pasos de tiempo  $\Delta t$ .

Al disminuir el paso de tiempo, la solución del modelo propuesto se acerca aún más al valor de la solución semi-analítica. No obstante, en la [Figura 4.2](#) se observa que cuando  $\Delta t = 0.01$  [s] las gráficas comienzan a separarse en  $t \rightarrow 10$  [s]. Además, en este mismo escenario, (c) de la [Figura 4.2](#), no se aprecia el cambio tipo escalón  $c_{iny}(0, t > t_{iny}) = 0$ ; es decir, que las curvas comiencen a bajar después de  $t_{iny} = 5$  [s]. Esto es debido a que durante el tiempo de simulación ( $t_{sim} = 10$  [s]) los efectos advectivos y difusivos no logran acarrear por completo el soluto presente

en la frontera de salida, y así obtener valores de concentración igual a cero. En los tres casos para paso de tiempo  $\Delta t$ , es calculado el error entre la simulación numérica y la solución semi-analítica mediante la [Ecuación 4.66](#), [Ecuación 4.67](#), [Ecuación 4.68](#), y [Ecuación 4.69](#). En la [Tabla 4.2](#) se reportan los valores máximos de cada tipo de error calculado. De este análisis, se concluye que el modelo es validado, dado que se pueden obtener valores aproximados a los resultados obtenidos por la solución semi-analítica. Además, 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.

Tabla 4.2: 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	1	3
0.1	5	777	2	8
0.01	7	228	3	17

Error absoluto

$$error_{abs} = |u^m - U^{vg}| \quad (4.66)$$

Error Relativo

$$error_{rel} = \frac{|u^m - U^{vg}|}{U^{vg}} \quad (4.67)$$

Error absoluto medio

$$error_{am} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |u_i^m - U_i^{vg}| \quad (4.68)$$

Error cuadrático medio

$$error_{cm} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (u_i^m - U_i^{vg})^2 \quad (4.69)$$

Donde,  $u^m$  es el valor generado por la implementación de flujo y transporte,  $U^{vg}$  es el valor calculado mediante la solución semi-analítica de Van Genuchten, y  $n$  es el número de valores.



## Inyección de agua de baja salinidad

La inyección de agua de baja salinidad es un método de recuperación mejorada de petróleo, también conocida 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 la inyección de agua de baja salinidad o *LSWF* (*Low Salinity Waterflooding*), con concentraciones menores a 4000 ppm, cambia la mojabilidad del yacimiento a una mojabilidad más mojable por agua (Fredriksen *et al.*, 2016). En esta técnica se busca alterar el estado iónico del agua de inyección, a través de la modificación química del agua. En estudios con areniscas existe la alteración de la 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. Por su parte, en el caso de carbonatos los mecanismos y efectos predominantes de este método no han sido completamente establecidos. A continuación, son presentados algunos conceptos que rigen al proceso *LSWF*, tanto para yacimientos de areniscas como de carbonatos. También, son mencionados los principales mecanismos que gobiernan al método, los cuales han sido tomados de diversos trabajos experimentales y de revisiones literarias.

### 5.1. *LSWF* en areniscas

El potencial del método de inyección de agua de baja salinidad fue reconocido cuando Jadhunandan y Morrow (1991); Yildiz y Morrow (1996) estudiaron el efecto de la composición de diferentes salmueras sobre la recuperación de petróleo; las investigaciones mostraron que cambios en la composición de la salmuera inyectada mejoraba la recuperación (Jadhunandan y Morrow, 1991; Sheng, 2010b; Tang y Morrow, 1997; Yildiz y Morrow, 1996). Posteriormente, Tang y Morrow (1997, 1999) realizaron numerosos experimentos en areniscas que contenían arcilla (caolinita), con los cuales observaron respuestas positivas al *LSFW*. La presencia de finos potencialmente móviles tuvo un papel clave en la recuperación. Este fenómeno se ha relacionado con la reducción de la permeabilidad, ya que provoca que el agua inyectada tome rutas alternas y, por lo tanto, aumente la eficiencia del barrido (Ballah, 2017). Así mismo, numerosas evaluaciones en laboratorios y en campos han demostrado la posibilidad de alcanzar un mayor factor de recuperación mediante

*LSFW*. Sin embargo, los mecanismos subyacentes de la recuperación adicional de petróleo aún se siguen debatiendo (Dang *et al.*, 2013a). A pesar de las dificultades para establecer los mecanismos involucrados, la inyección de agua de baja salinidad posee un enorme potencial de implementación, ya que, en comparación con la inyección convencional de agua de formación, se han observado mayores factores de recuperación (Delgado-Valvas, 2016).

### 5.1.1. Mecanismos propuestos

De forma breve y general se presentan algunos de los mecanismos y procesos propuestos en literatura referentes a *LSFW*. Es importante notar que aún persiste controversia sobre algunos de los mecanismos involucrados en esta técnica; continúan siendo debatidos y siguen siendo pobremente entendidos (Delgado-Valvas, 2016).

## Migración de finos o reducción de permeabilidad

En principio, las arcillas presentes en las areniscas tienden a hidratarse y posteriormente a hincharse al contacto con agua “dulce”; este tipo de agua contiene sales en cantidades insuficientes para evitar el hinchamiento y la hidratación de la arcilla. De forma análoga, una solución de “baja” salinidad afecta la dispersión de los finos (arcillas y limos) en el medio poroso. Los finos, al dispersarse, se vuelven móviles y siguen las rutas que establece el flujo de agua predominante. Estas rutas conforman zonas de alta permeabilidad, y los finos tienden a alojarse en los poros más pequeños de estas zonas. Estas obstrucciones reducen el flujo de agua a través de los espacios de poro. La permeabilidad en estas zonas, donde los finos se acumulan, se reduce, y el agua se ve obligada a tomar otras rutas de flujo.

En el escenario anterior, las permeabilidades de estas zonas de la formación se vuelven más uniformes. Además, la reducción de la permeabilidad en las zonas más permeables mejora la relación de movilidad debida a la inyección de agua. 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 (Fredriksen *et al.*, 2016). Por lo tanto, se reduce la ruptura temprana del agua y se mejora la eficiencia de la inyección de agua.

## Efectos de pH

La reducción de la salinidad induce un aumento de pH y, subsecuentemente, propicia la generación de tensoactivos in-situ y saponificación. En general, estos efectos reducen la tensión interfacial y modifican la superficie de la roca, logrando así un cambio de mojabilidad a través del cambio en la solubilidad aceite-agua (Coronado-Gallardo *et al.*, 2015, 2016). Aunado a este efecto, se ha reportado que el incremento del pH amplía la liberación de finos y conduce a una drástica reducción de la permeabilidad absoluta (Sheng, 2014; Valdya y Fogler, 1992). Además, un pH alto puede inducir la migración de finos y la reducción o emulsificación de la tensión interfacial en invasiones alcalinas (McGuire *et al.*, 2005). Sin embargo, no existe una relación clara entre el pH efluente y la recuperación de petróleo (Sheng, 2014).

## Intercambio iónico multicomponente

Debido a las diferentes afinidades de los iones sobre la superficie de la roca, el resultado del intercambio iónico es tener iones multivalentes o divalentes (como  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ ) fuertemente adsorbidos en la superficie hasta que la roca esté completamente saturada. Los cationes multivalentes en las superficies de arcilla se unen a los compuestos polares presentes en la fase aceite (resinas y asfaltenos) formando complejos organometálicos y promoviendo la mojabilidad al aceite en la superficie de la roca. Mientras tanto, algunos compuestos polares orgánicos se adsorben directamente a la superficie del mineral, desplazando los cationes más débiles presentes en la superficie de la arcilla y mejorando la mojabilidad al aceite. Durante la inyección de agua de baja salinidad, se tendrá lugar el intercambio iónico, eliminando compuestos polares orgánicos y complejos organometálicos de la superficie y reemplazándolos por cationes no complejos (Lager *et al.*, 2008). En teoría, la desorción de compuestos polares de la superficie de la arcilla debería conducir a una superficie más mojada por agua, lo que daría como resultado un aumento en la recuperación de petróleo.

## Expansión de la doble capa eléctrica

La teoría de doble capa o la teoría DLVO (Derjaguin, Landau, Verwey y Overbeek) de estabilidad coloidal se basa en el equilibrio entre las fuerzas opuestas de repulsión electrostática y atracción tipo Van der Waals, y explica por qué algunos coloides se aglomeran, mientras que otros no lo hacen (Delgado-Valvas, 2016). Esta teoría combina los efectos de la atracción de Van der Waals y la repulsión electrostática debido a la llamada doble capa de contraiones. El agua de baja salinidad reduce la atracción arcilla-arcilla por la expansión de la doble capa eléctrica. La liberación limitada de partículas de arcilla puede depender de interacciones aceite-agua-roca que involucran la distribución de carga de plaquetas de caolinita individuales. El agua de baja salinidad hace que la película de agua sea más estable debido a la expansión de la doble capa, lo que resulta en superficies de arcillas más mojables por agua y la liberación de aceite (Sheng, 2010a).

### 5.1.2. Condiciones para lograr los efectos de *LSFW*

Las condiciones que deben existir en un yacimiento areno-arcilloso para aplicar el método de *LSFW* han sido establecidas a lo largo de los 20 años en los que se ha estudiado la implementación del método a nivel de laboratorio y a nivel de campo (Delgado-Valvas, 2016). Las principales condiciones que se enlistan a continuación son mayormente relacionados con los trabajos experimentales de Tang y Morrow (1999) (Austad *et al.*, 2010; Coronado-Gallardo *et al.*, 2015; Tang y Morrow, 1999).

- El medio poroso: en general las areniscas deben contener arcillas. El tipo de arcilla presente en la roca puede jugar un papel importante durante la recuperación.
- El aceite debe contener componentes polares (es decir, ácidos y bases). No se han observado efectos en aceites refinados libres de componentes polares.
- El agua de formación, o salmuera de formación, debe contener cationes divalentes ( $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ ). Además el agua de formación debe de estar presente al inicio del proceso *LSFW*. La eficiencia del método está relacionada con la saturación inicial de agua,  $s_{wi}$ .



- El agua de baja salinidad a inyectar usualmente posee una concentración efectiva entre 1000 y 2000 *ppm*, pero se han observado efectos con valores de hasta 5000 *ppm*. Se ha notado que la formación es sensible a la composición iónica.
- La temperatura del sistema no es limitación para el método. Sin embargo, la mayoría del trabajo experimental ha sido desarrollado en temperaturas por debajo de los 100°C.

En la literatura, se han observado efectos de baja salinidad tanto en la inyección en modo terciaria como secundaria. En la inyección modo terciaria, el núcleo primero se invade con agua de formación hasta que se alcanza la de producción de petróleo. A partir de entonces, el fluido inyectado se cambia por agua de baja salinidad diluyendo el agua de formación con agua destilada hasta que la salinidad esté en el rango de 1000 a 2000 *ppm*. Cuando se realiza una inyección en modo secundaria, el núcleo se restaura después de la inyección de agua de formación, y se realiza una nueva inyección con agua de baja solución salina (Austad *et al.*, 2010).

## 5.2. LSWF en carbonatos

Actualmente, los estudios sobre la recuperación de petróleo mediante la modificación química de la salmuera de inyección se están extendiendo a yacimientos de carbonatos. Se ha sugerido que el sulfato, que está presente abundantemente en el agua de mar, se adsorberá sobre los sitios cargados positivamente en la superficie de la caliza y de este modo se disminuirá la carga positiva superficial. Además, se plantea evidencia experimental significativa de que el sulfato podría actuar como un agente de alteración de la mojabilidad en carbonatos (Romanuka *et al.*, 2012). La posibilidad de usar sulfatos como principal ion de modificación de la mojabilidad para calizas fue mostrada por Strand *et al.* (2008) y Ligthelm *et al.* (2009) (Ligthelm *et al.*, 2009; Strand *et al.*, 2008). Del mismo modo, hay algunas pruebas experimentales que sugieren que la mojabilidad de la roca carbonato también puede verse alterada por una reducción de la fuerza iónica de la salmuera (Almehaideb *et al.*, 2004). El siguiente paso en la investigación del efecto de la salinidad y la composición iónica de la salmuera de inyección sobre la mojabilidad de carbonatos fue establecido por Yousef *et al.* (2011). Yousef *et al.* (2011) proponen que el mecanismo para la recuperación de aceite es la modificación de la mojabilidad, la cual es posiblemente debida a la alteración de la carga superficial del carbonato (Yousef *et al.*, 2011). Recientemente, se han realizado varios estudios en formaciones de carbonatos, de los cuales también se han obtenido resultados prometedores (Austad *et al.*, 2012; Austad, 2013; Chandrasekhar y Mohanty, 2013; Fathi *et al.*, 2010, 2011; Qiao *et al.*, 2016). La controversia del método *LSFW* es la misma tanto en formaciones de arenas y carbonatos. En ambos tipos de formaciones el mecanismo que predomina es el cambio de mojabilidad; sin embargo, los procesos que ocasionan este cambio son diferentes.

### 5.2.1. Mecanismos propuestos

La alteración de la mojabilidad es el principal mecanismo de *LSFW* en yacimientos carbonatados. En sistemas de carbonatos, las propiedades de la interfase aceite-agua están relativamente dictadas por las propiedades del aceite. Por lo tanto, la modificación de la mojabilidad debe tener lugar en la interfase agua-roca. Zhang *et al.* (2007) proponen un mecanismo químico para interacción entre cationes divalentes que desplaza los ácidos orgánicos de la superficie de la roca (Austad, 2013; Zhang *et al.*, 2007). Así mismo, dado que la presencia de compuestos ácidos en el

aceite son los principales factores de la mojabilidad en carbonatos, [Austad \*et al.\* \(2008\)](#) proponen que el cambio de mojabilidad se debe a los efectos del agua de baja salinidad sobre compuestos ácidos adheridos a la superficie de la roca. A condiciones iniciales, la interfase entre la roca y el agua de formación posee una carga positiva debido a la alta concentración de cationes divalentes; la interfase en el aceite y el agua de formación tiene una carga negativa debida a una disociación de compuestos ácidos. En consecuencia, la presión en la película de agua se vuelve negativa y el aceite se pone en contacto con la superficie de roca ([Austad \*et al.\*, 2008](#)). Al iniciar la inyección de baja salinidad, el sulfato presente en el agua de mar se adsorbe hacia regiones de la roca con cargas positivas, esto produce una reducción de la carga positiva de la superficie. Al disminuir la carga positiva de la superficie, se disminuye la repulsión electrostática y se tiene exceso de iones de calcio, los cuales tienden a ubicarse cerca de la superficie del carbonato. Debido a la cercanía de los iones de  $\text{Ca}^{2+}$ , éstos reaccionan con los grupos ácidos que se encuentran adsorbidos en la roca, para así liberar material orgánico, alterando de esta forma la mojabilidad de la roca hacia una preferencia por el agua ([Austad \*et al.\*, 2008](#); [Coronado-Gallardo \*et al.\*, 2018](#); [Delgado-Valvas, 2016](#)).

Otros mecanismos propuestos que causan el cambio de mojabilidad en carbonatos son ([Delgado-Valvas, 2016](#)):

- Migración de finos
- Aumento de pH y reducción de la tensión interfacial
- Intercambio iónico multicomponente
- Expansión de la doble capa eléctrica
- Disolución mineral
- Adsorción y desorción de grupos carboxílicos (ácidos)

En la actualidad, a pesar de los avances y el auge de *LSFW*, no se ha llegado a un consenso en los mecanismos dominantes en el método, en gran parte esto se debe a las diferentes variables involucradas y a la complejidad de las interacciones aceite-agua-roca [Coronado-Gallardo \*et al.\* \(2015, 2018\)](#).



## Metodología para el estudio de inyección de agua de baja salinidad

De la revisión de la literatura sobre modelos de red de poros se han reconocido técnicas y procedimientos recurrentes para fenómenos a escala de poro. Sin embargo, no se ha establecido una metodología concreta para el estudio de inyección de agua de baja salinidad a escala de poro. En este contexto, en este trabajo se propone una metodología sistemática para la evaluación de la inyección de agua de baja salinidad mediante el enfoque de red de poros, la cual tiene base en técnicas fundamentales de la literatura. El objetivo de esta metodología es el de poder establecer una herramienta para observar el efecto de la salinidad sobre propiedades efectivas de flujo. Si bien, los enfoques de modelación a escala de poro requieren una amplia descripción de la estructura porosa del medio bajo estudio, el enfoque de red de poros, aún con poseer propiedades geométricas elementales, cumple con los objetivos esperados: establecer una herramienta de consulta rápida, desde un punto de vista computacional (Martínez-Mendoza y Díaz-Viera, 2018).

### 6.1. Metodología sistemática basada en el enfoque de red de poros

Las etapas de la metodología propuesta demandan un trabajo multidisciplinario para garantizar la representación de los fenómenos bajo estudio. En general, la metodología permite conocer los factores que tienen mayor impacto sobre un modelo de red de poros y la representación de los fenómenos. El seguimiento y la buena práctica de esta metodología garantizan una reducción en la incertidumbre sobre el enfoque de red de poros. La metodología propuesta consiste de cinco etapas base, las cuales pueden dividirse en más disciplinas. Las etapas de la metodología son: adquisición de los datos, análisis estadístico de los datos, modelo de red de poros, validación de los resultados y evaluación de la incertidumbre, y aplicaciones. La **Figura 6.1** presenta esta metodología sistemática basada en el enfoque de red de poros.

### 6.1.1. Adquisición de los datos

En esta etapa se obtienen las propiedades que caracterizan al medio poroso, a los fluidos y las interacciones del medio poroso con los fluidos. Es crucial describir la forma y tamaño de los poros y de las gargantas, así como la forma en que se conectan estos elementos. Por lo cual, de la información a recolectar deben encontrarse las siguientes propiedades: ubicación espacial, número de coordinación, área, diámetro inscrito, perímetro, longitud total, volumen, sección transversal, factor de forma, entre otras. Para caracterizar el medio poroso existen técnicas de imágenes tales como el microscopio electrónico de barrido ( $1 - 20 [nm]$ ), el haz de iones focalizados ( $< 1 [nm]$ ), el microscopio confocal de barrido láser ( $\sim 1 [\mu m]$ ), la micro tomografía computarizada de rayos X ( $1 - 200 [\mu m]$ ), y la resonancia magnética nuclear ( $2 [nm] - 1 [\mu m]$ ) (Dong, 2007; Xiong *et al.*, 2016). Del procesamiento de las imágenes obtenidas por estas técnicas, se infieren los tamaños de poros y gargantas, las coordenadas de los nodos de la red y sus conexiones con otros nodos. Finalmente, para caracterizar a los fluidos y al sistema roca-fluido se realizan pruebas de laboratorio para medir la densidad, viscosidad, tensión interfacial, ángulo de contacto, entre otras propiedades.

### 6.1.2. Análisis estadístico de los datos

Esta etapa comprende realizar análisis estadísticos de las principales propiedades de la estructura del medio (tamaños de gargantas y poros, número de coordinación, entre otras) para ajustar funciones de distribución de probabilidad. Las funciones de distribución de probabilidad generarán posteriormente las propiedades seleccionadas para medios análogos al original. Además, se recomienda ampliamente realizar análisis estadísticos espaciales de los nodos de la red para inferir las propiedades de conectividad y de percolación de la misma, y con éstas construir un modelo estocástico espacial, a partir del cual se pueden obtener diferentes realizaciones del modelo de red de poros. La mayoría de las veces sólo se cuenta con una muestra física de la roca para el estudio de los fenómenos deseados. Esta misma muestra es empleada para la adquisición de los datos, por ejemplo, mediante técnicas de imágenes o por pruebas de laboratorio. En general, la caracterización de la muestra fuente no puede ser considerada como representativa de la familia, o de un dominio más grande, de la roca bajo estudio. Debido a esto, el análisis estadístico en conjunto con técnicas estocásticas permitirían realizar varias simulaciones de modelos que son estadísticamente análogos a la muestra objetivo. De esta forma, se establecería un conjunto de medios porosos para generar los modelos de red de poros.

### 6.1.3. Modelo de red de poros

A partir de las etapas anteriores se conforma un marco óptimo para establecer los elementos fundamentales de una red de poros: red, geometría, fases, física a escala de poro y métodos. La complejidad y detalle con que se representen la red y geometría será punto de partida para establecer la física a escala de poro, y por consecuencia el alcance de los métodos. En principio, un modelo de red de poros se puede obtener a partir de una reconstrucción tridimensional de la muestra, mediante la extracción de la red y la geometría de poros y gargantas. Aunque esta forma de trabajo es una de las más frecuentes, no siempre se puede contar con la información y/o herramientas necesarias. Además, si se trabaja con una única red extraída, nuestra ventana de estudio será estrecha, y hasta posiblemente no representativa. Por lo cual, realizar el análisis estadístico de los datos ofrece la ventaja de generar diferentes realizaciones de los elementos de red

y geometría, y por consecuencia diferentes realizaciones de modelos de red de poros. Los resultados de las simulaciones obtenidos con estos modelos conformarán una ventana de confiabilidad, la cual describe un rango de valores que pueden tomar las propiedades objetivo para el medio bajo estudio (por ejemplo permeabilidad absoluta, presión capilar y permeabilidad relativa).

#### 6.1.4. Validación de los resultados y evaluación de la incertidumbre

La validación de los resultados de las estimaciones de propiedades, como porosidad, permeabilidad absoluta, presión capilar y permeabilidades relativas, se realiza mediante la comparación contra datos de pruebas de laboratorio correspondientes, esto con el fin de verificar, ajustar y garantizar que la implementación del modelo de red de poros sea representativa de la naturaleza de los fenómenos. Pero además, se realizan múltiples simulaciones explorando el espacio de los parámetros del modelo de red de poros (diferentes realizaciones de la red y de las distribuciones de gargantas y poros) con lo que se obtiene una evaluación de la incertidumbre (valor esperado, varianza, etc).

#### 6.1.5. Aplicaciones

Finalmente, los valores de las propiedades objetivo (porosidad, permeabilidad absoluta, presión capilar, y/o permeabilidades relativas) pueden emplearse en análisis o estudios posteriores, tales como ajuste de curvas, modelos de flujo multifásico, simulaciones a escalas más grandes, estudios multiescala, entre otros.

## 6.2. Flujo de trabajo

En este trabajo, el estudio de la inyección de agua de baja salinidad conlleva evaluar el impacto que tiene 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. Sin embargo, en estos escenarios, la flexibilidad de la metodología propuesta permite manejar condiciones adversas y establecer líneas de trabajo auxiliares para el estudio. Es importante establecer que en todo momento la metodología de trabajo debe cumplir una consistencia y formalidad característicos de los métodos de investigación. El flujo de trabajo para el estudio de procesos *LSWF* mediante redes de poros, la cual se muestra en la [Figura 6.2](#), está descrito por los siguientes puntos:

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

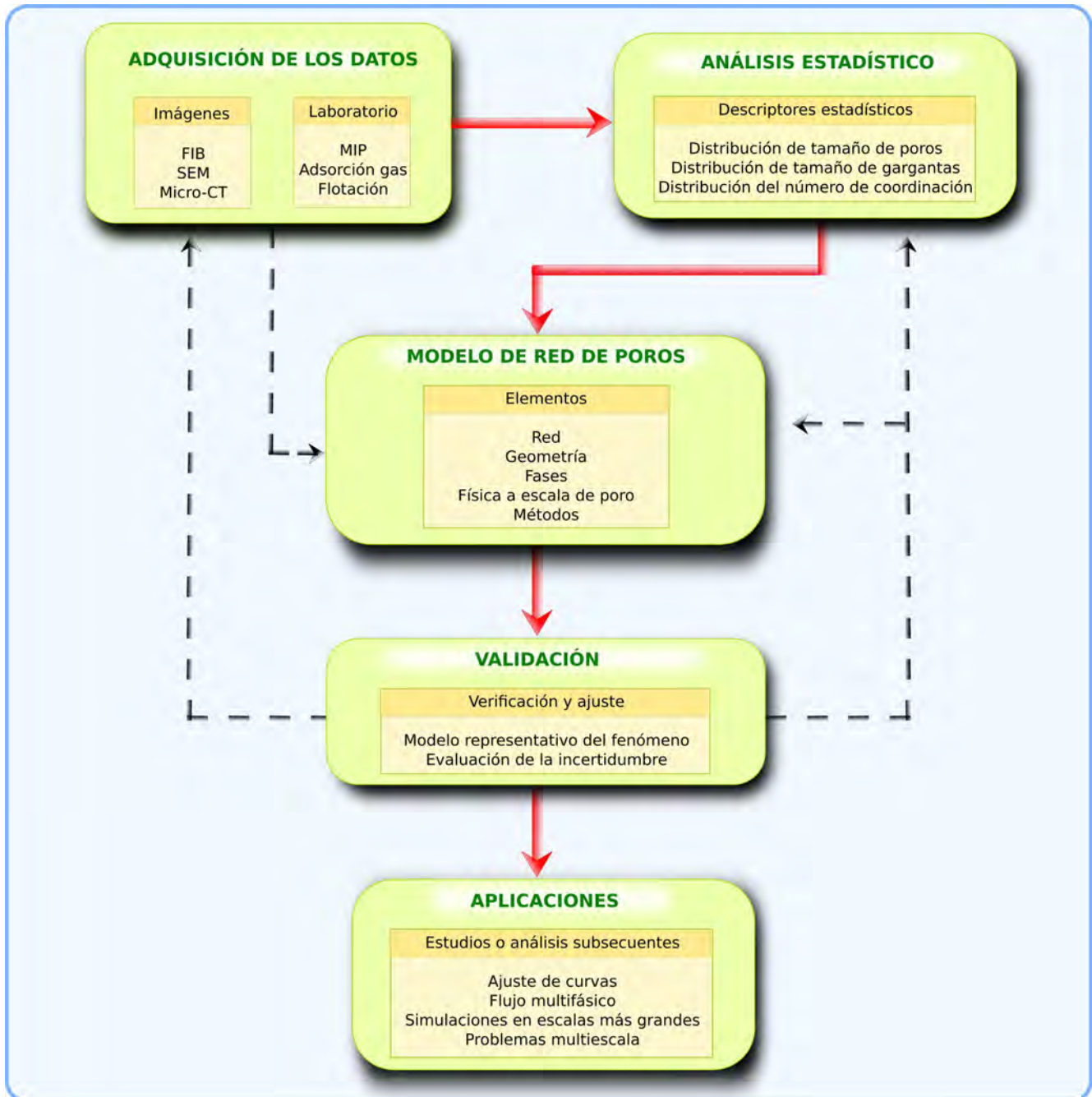


Figura 6.1: Metodología sistemática basada en el enfoque de red de poros, la cual se conforma de cinco etapas principales: adquisición de los datos, análisis estadístico de los datos, modelo de red de poros, validación de los resultados y evaluación de la incertidumbre, y aplicaciones. La línea gruesa de color rojo indica el seguimiento sugerido de la metodología. Sin embargo, dependiendo de la etapa en la que uno se encuentre, pueden realizarse desviaciones del flujo sugerido (línea negra punteada).

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 sólo 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 de una fase a través de la red. Para el proceso *LSWF*, se considera el flujo secuencial de dos fluidos, los cuales representan a los fluidos inyectados en el método de recuperación. Primero se resuelve el problema para un fluido de alta salinidad, durante un tiempo de simulación establecido. Posteriormente, fluye un fluido con menor salinidad (fluido de baja salinidad). Tras resolver ambos problema de flujo, se obtiene un campo de presión en la red, para diferentes tiempos de simulación. Esto permite conocer el valor de presión en cada poro y, por consecuente, las tasas de flujo en las gargantas de la red.
5. **Transporte de sal a través de la red:** empleando el campo de presión calculado y las tasas de flujo en las gargantas, se resuelve el problema de transporte de sal en la red, el cual está desacoplado del problema de flujo. Para ello, son consideradas dos etapas secuenciales en la simulación; una para alta salinidad y otra para baja salinidad. Inicialmente, se simula la inyección del fluido de alta salinidad tras fijar una concentración de sal dada en una cara de la red (concentración de inyección). Al término de esta etapa, se establece una nueva concentración de sal, la cual es menor a la inicial, para así representar la inyección de agua de baja salinidad. Como resultado, se obtiene un campo de concentración de sal, para diferentes tiempos de simulación, en donde se especifica un valor para cada poro y garganta. Dado que no se considera que el transporte afecte al flujo, el campo de presión (problema de flujo) es calculado sólo una vez.
6. **Estimación de ángulos de contacto:** para evaluar el efecto de la salinidad sobre la mojabilidad, en cada paso de tiempo, se calcula el ángulo de contacto de cada garganta mediante una relación lineal. Esta expresión vincula el valor de concentración de sal con el ángulo de contacto. Además, la relación lineal está delimitada por los valores experimentales de ángulo de contacto y de concentración que poseen los fluidos de alta y de baja salinidad, respectivamente.
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. Este algoritmo está desacoplado tanto del problema de transporte como de flujo. En drene primario, es considerado un aceite de interés como el fluido invasor y no mojante. Además, de acuerdo con la etapa en que se encuentre la simulación (alta o baja salinidad), el agua de inyección es considerada como el fluido defensor y mojante. Al determinar la secuencia de invasión, son determinados los poros y gargantas invadidos, y por ende las saturaciones (véase el [Apéndice B](#)). De esta forma, son estimadas las curvas de presión capilar.
8. **Curva de permeabilidad relativa:** se calculan las curvas de permeabilidades relativas



a partir de la secuencia de invasión, descrita en drenaje primario, y de un modelo para un conjunto de capilares. El modelo de capilares emplea los valores de presión-saturación para estimar la permeabilidad relativa de las fases mojanante y no mojanante, respectivamente (véase el Apéndice A).

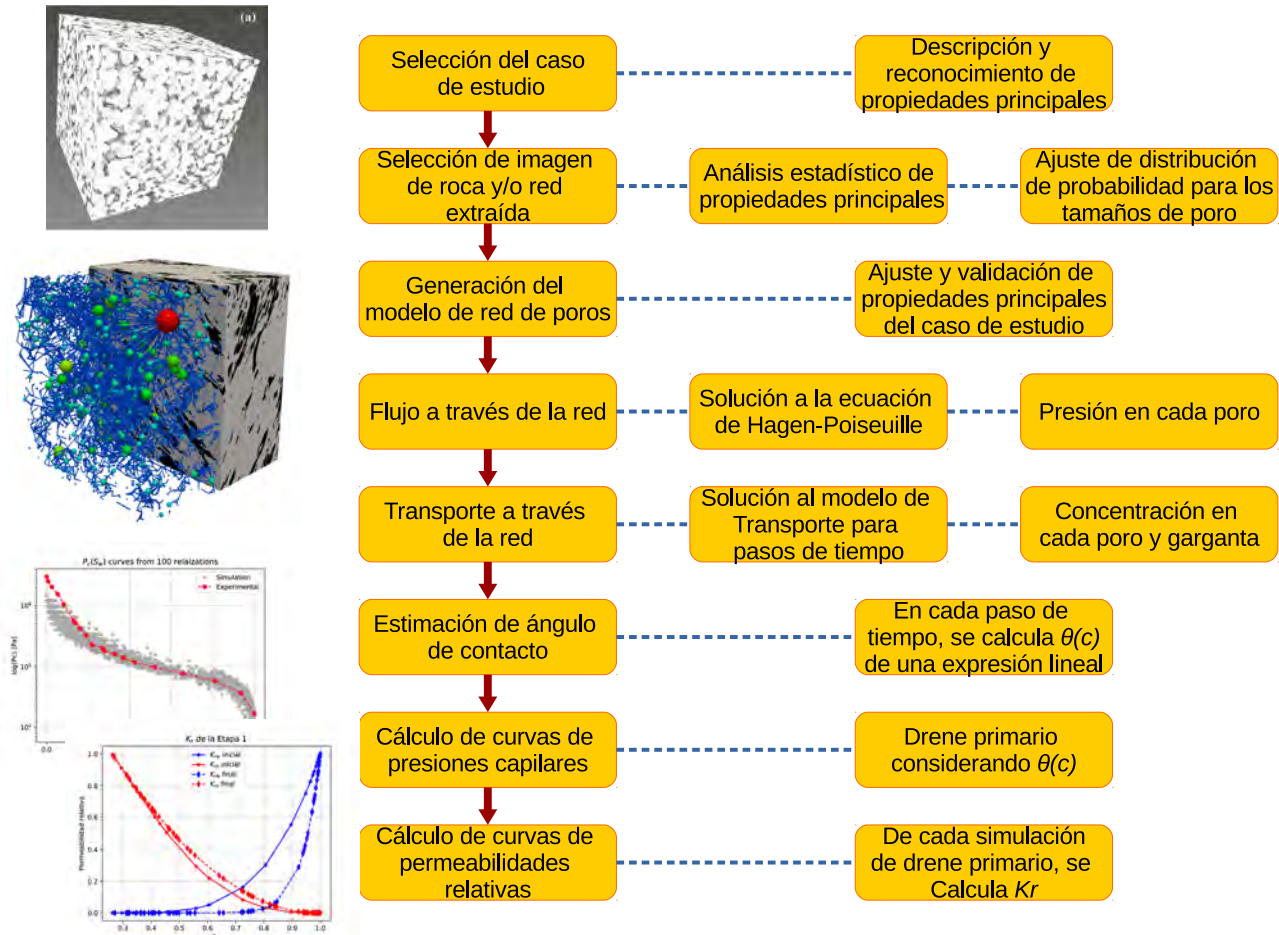


Figura 6.2: Flujo de trabajo considerado para el estudio de la inyección de agua de baja salinidad mediante el enfoque de red de poros.

### 6.2.1. Efecto de la salinidad sobre el ángulo de contacto

La mojabilidad es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido. Un parámetro que refleja tal preferencia es el ángulo de contacto  $\theta$ . La Figura 6.3 esquematiza el ángulo de contacto en un sistema roca-fluido. La mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. En general, si la roca es mojable por agua, la permeabilidad relativa al aceite es muy superior al caso en el que la roca sea mojable por aceite. Esto es debido a que la fase mojanante (en este caso el agua) está adherida a la roca, disminuyendo de esta manera su movilidad.

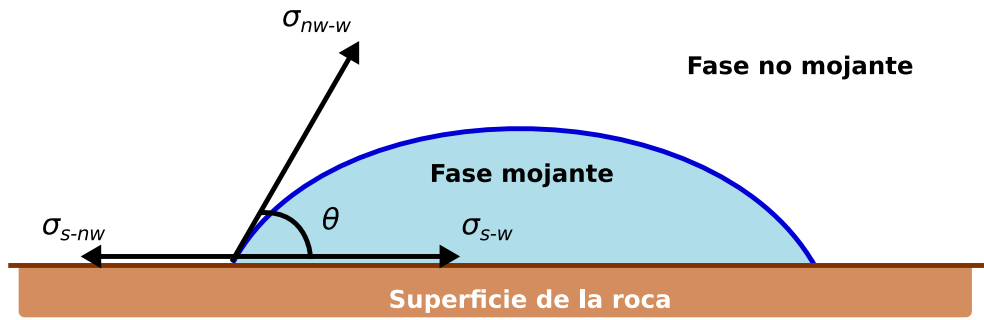


Figura 6.3: Esquema del ángulo de contacto. El ángulo de contacto es un parámetro que refleja el grado de mojabilidad.

En la escala de poro, existen varios mecanismos propuestos para el comportamiento de la mojabilidad. En este trabajo se considera que el cambio de la mojabilidad, y por ende el del ángulo de contacto, es una consecuencia global de efectos químicos y otros efectos *LSWF* subyacentes. Esto sucede cuando el ángulo de contacto inicial en las gargantas de la red cambia cuando se pone en contacto con el agua de baja salinidad. Si el cambio del ángulo de contacto modifica la mojabilidad hacia un sistema menos mojado por aceite, se esperaría una reducción de las fuerzas capilares, lo que podría afectar la recuperación de aceite (Boujelben *et al.*, 2018). En general, se considera que el ángulo de contacto cambia de acuerdo con una relación lineal, que toma en cuenta la concentración efectiva. Esta expresión muestra que un decremento en la concentración puede alterar favorablemente la mojabilidad (Aladasani *et al.*, 2014):

$$\theta(c) = \theta^{HS} - \frac{c - c^{HS}}{c^{HS} - c^{LS}} (\theta^{HS} - \theta^{LS}) \quad (6.1)$$

Donde,  $\theta^{HS}$  es el ángulo de contacto para concentraciones de alta salinidad,  $c^{HS}$ , y  $\theta^{LS}$  es el ángulo de contacto para condiciones de baja salinidad,  $c^{LS}$ .



## Caso de estudio 1: Arenisca

El método de *LSWF* ha tenido éxito en algunas aplicaciones en yacimientos de areniscas (Sheng, 2010b). Este caso de estudio evaluará el impacto de la salinidad en la presión capilar y la permeabilidad relativa para una arenisca. Por lo cual, una prueba experimental en una arenisca e información de acceso libre de una muestra arenisca, de un yacimiento en Medio Oriente (Dong y Blunt, 2009; Dong, 2007), son consideradas para establecer el caso de estudio. De acuerdo con la prueba experimental, realizada a escala de laboratorio, es evaluada la recuperación adicional de aceite por la inyección secuencial de agua de formación y agua de formación diluida 100 veces. En contra parte, la muestra de referencia pertenece a un catálogo de muestras de rocas creado por el *Imperial College Consortium on Pore-scale Modelling*. Esta información de libre acceso es empleada para generar un modelo de red de poros, y es complementada con la información de la prueba experimental, la cual caracteriza y define los fluidos involucrados en el proceso *LSWF*. Sin embargo, al no contar con los resultados experimentales y/o mediciones de las propiedades efectivas (presión capilar y permeabilidad relativa), los resultados aquí presentados establecen un análisis exploratorio sobre valores esperados. Las principales características de la prueba experimental, en la que se basa el modelo de red de poros, se resumen en la [Tabla 7.1](#).

Tabla 7.1: Principales propiedades de una prueba experimental que son consideradas para establecer el sistema.

Propiedad	Valor	Unidad
Longitud ( $L$ )	0.049	$m$
Diámetro ( $d$ )	0.038	$m$
Porosidad ( $\phi$ )	0.18	$m^3/m^3$
Permeabilidad absoluta ( $k$ )	6.46E-14	$m^2$
Temperatura ( $T$ )	363.15	$K$
Presión ( $p$ )	17.2	$MPa$
Aceite original en el núcleo (OOIC)	0.77	$m^3/m^3$
Agua original en el núcleo	0.23	$m^3/m^3$
Área transversal ( $A$ )	1.14E-03	$m^2$
Volumen total ( $V$ )	5.71E-05	$m^3$
Volumen de poros ( $PV$ )	1.05E-05	$m^3$
Coefficiente de difusión/dispersión	2.15E-09	$m^2/s$

## 7.1. Modelo de red de poros

De trabajos reportados en la literatura, por parte del *Imperial College Consortium on Pore-scale Modelling*, se seleccionó la información de libre acceso de una arenisca denominada S1 (ICL, 2014b). Dong (2007) discretizó la estructura interna de un conjunto de muestras arenisca provenientes de yacimientos árabes mediante microtomografía computarizada, la cual empleó para la red y los tamaños de poros pertinentes a la muestra (Dong, 2007). La selección de la arenisca S1 se basó en las propiedades de porosidad y de permeabilidad absoluta. En principio, la arenisca S1 posee valores de porosidad y permeabilidad absoluta cercanos a la de la muestra empleada en la prueba experimental. De esta forma, para generar en esta sección el modelo de red de poros, fueron considerados tanto los tamaños de poros y gargantas reportados por (Dong, 2007), así como la topología de la muestra S1. La **Tabla 7.2** muestra un resumen de la propiedades de la red de poros.

Tabla 7.2: Descripción del modelo de red de poros.

Arenisca S1	
Red	Red irregular
	1717 poros
	2824 gargantas
	Volumen = $1.76\text{E-}8 [m^3]$
	Porosidad = 14.35 (%)
	Permeabilidad = $1.53\text{E-}12 [m^2]$
Geometría	Poros: esferas
	Gargantas: cilindros
	Sección transversal: circular
	Diámetros reportados por Dong (2007)
Física	Presión capilar: Young-Laplace
	Conductividad hidráulica
	Para esferas y cilindros

En el modelo establecido, los poros son representados por esferas, mientras que las gargantas por cilindros regulares. En total existen 4541 en la red; 1717 poros y 2824 gargantas. Cabe señalar que, para generar la red de poros, se descartaron los poros aislados y los no conectados a otros elementos. El modelo de  $2.6\text{E-}3 [m]$  de longitud posee una porosidad de 14.35 % y una permeabilidad absoluta igual a  $1.53\text{E-}12 [m^2]$ . La **Figura 7.1** muestra la red de poros para la muestra S1.

Tabla 7.3: Distribuciones de probabilidad para diámetros de poro y garganta.

Propiedad	Distribución	Forma	Localización	Escala
Poros S1	Weibull	0.3	2	3
Gargantas S1	Lognormal	0.5	-7	27

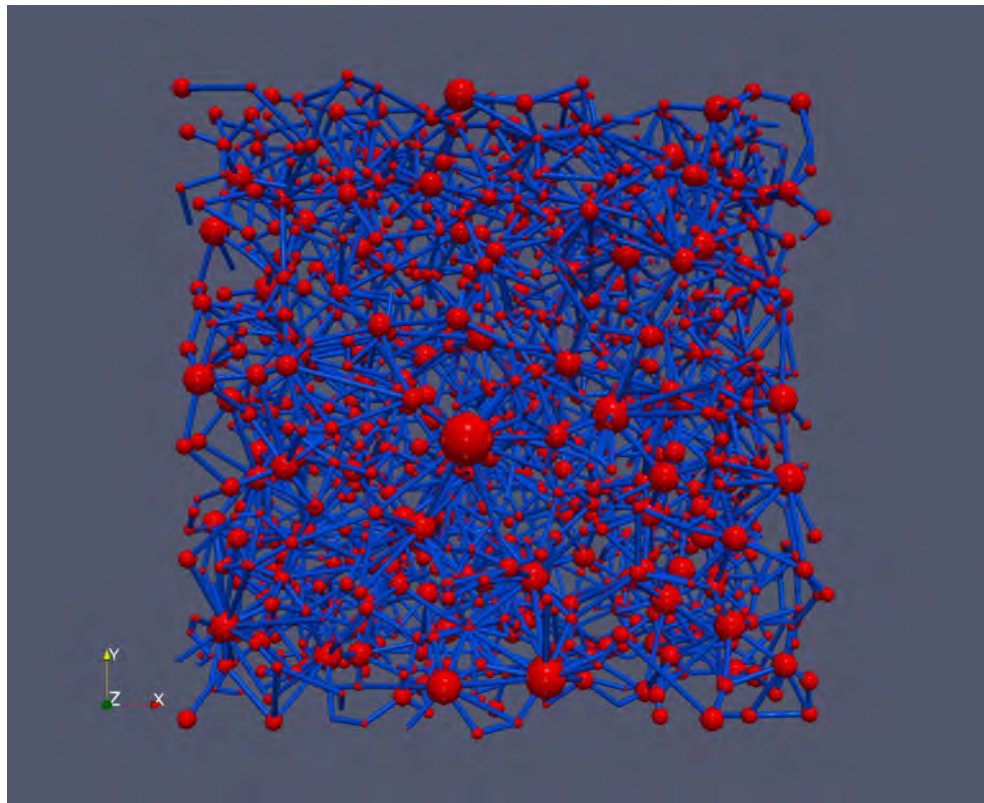


Figura 7.1: Modelo de red de poros empleado en el caso de estudio 1. Para generar este modelo se consideró la información de una arenisca genérica.

La [Figura 7.2](#) muestra la frecuencia de los valores de diámetro de poro y garganta en la arenisca S1. Para este análisis se tomó la información original de la arenisca S1. El gráfico (a) es el histograma de los diámetros de poro, mientras que (b) es el histograma de los diámetros de garganta. Por su parte, la [Tabla 7.3](#) resume las distribuciones de probabilidad que recrean los valores de diámetro de poro y garganta.

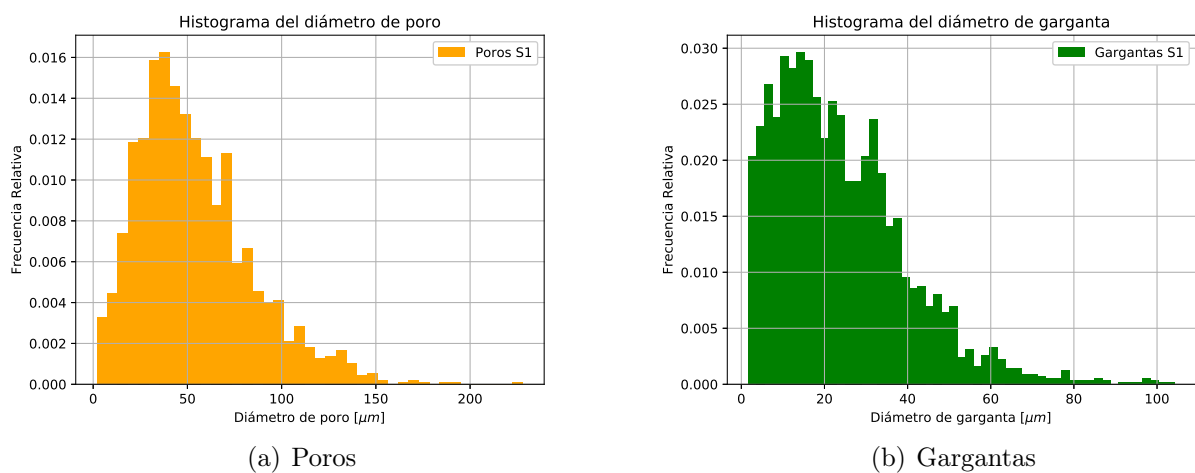


Figura 7.2: Histograma de los diámetros de poro y garganta. En (a) se observa la distribución de tamaños de poro de la arenisca S1, mientras que (b) es para los tamaños de gargantas.

## 7.2. Fluidos

La simulación de la etapa de recuperación considera dos fluidos que son inyectados secuencialmente en la red de poros. Al igual que en la prueba experimental, agua de formación y agua de formación diluida 100 veces son los fluidos considerados para el proceso *LSWF*. 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 100 veces. Las propiedades que caracterizan a los fluidos considerados son tomados de una prueba experimental. De forma complementaria, los valores de ángulos de contacto límite, para alta y baja salinidad, son empleados de [Moustafa et al. \(2015\)](#). [Moustafa et al. \(2015\)](#) investigan el efecto de varios nanomateriales sobre el ángulo de contacto para un yacimiento de arenisca ([Moustafa et al., 2015](#)). La [Tabla 7.4](#) presenta las principales propiedades de los fluidos considerados.

Tabla 7.4: Propiedades de los fluidos considerados en la simulación del proceso *LSWF*.

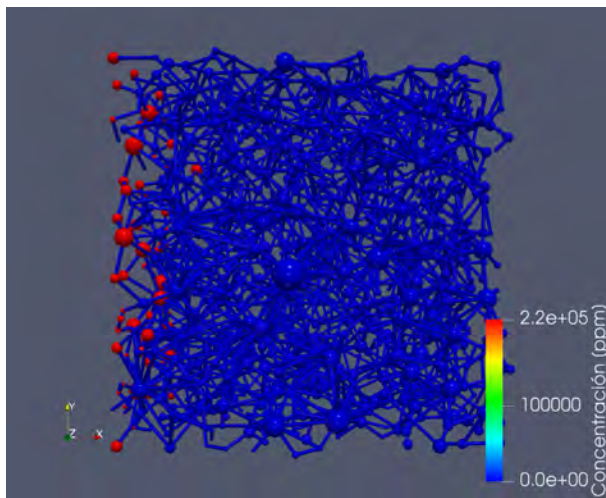
Propiedad	Aceite	Agua de formación	Agua de formación diluida 100x	Unidad	Fuente
Densidad	881.6	1,130.0	1,013.8	$kg/m^3$	Prueba experimental
Viscosidad	1.08E-02	3.0E-04	4.85E-04	$Pa.s$	Prueba experimental
Tensión interfacial	—	0.0234	0.0172	$N/m$	Prueba experimental
Ángulo de contacto	—	72	65	(°)	<a href="#">Moustafa et al. (2015)</a>
Concentración	—	216,000	2,160	$ppm$	Prueba experimental

## 7.3. Descripción de la simulación del proceso *LSWF*

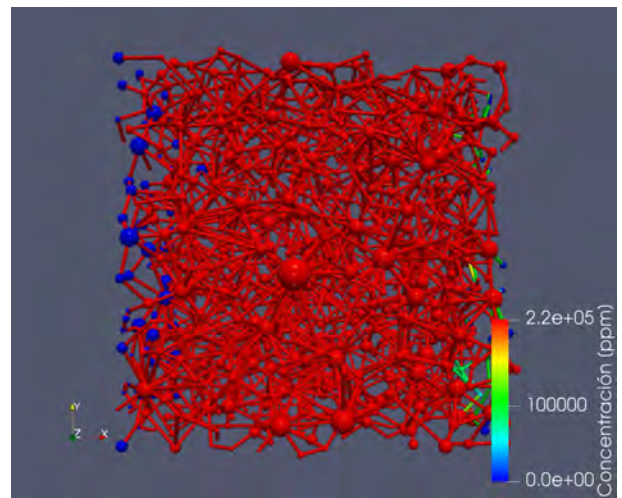
El problema de flujo y transporte se resuelve de forma desacoplada; primero se simula flujo en la red, y con el campo de presión resultante se resuelve el transporte de sal. El proceso de inyección de agua de baja salinidad comienza con la saturación de la red con agua de formación. Para ello, previamente se define el conjunto de poros entrada, es decir, los poros por donde ingresarán los fluidos. Posteriormente, tras un tiempo de inyección  $t_{sim}$  seleccionado, se inicia la etapa de recuperación por inyección de agua de formación diluida 100 veces. De esta forma, se establece un proceso *LSWF* al simular la inyección secuencial de un fluido de alta salinidad y de baja salinidad. La [Tabla 7.5](#) presenta las principales propiedades empleadas en el problema de transporte.

Tabla 7.5: Propiedades consideradas en el problema de transporte para el caso 1.

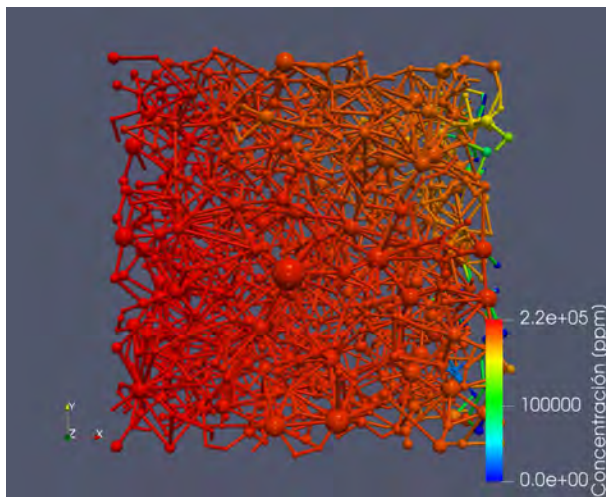
Propiedad	HS	LS	Unidad
Tiempo de simulación ( $t_{sim}$ )	7,000	7,000	$s$
Paso de tiempo ( $\Delta t$ )	1	1	$s$
Concentración inicial en la red ( $c_0$ )	0	$c_{final}^{HS}$	$ppm$
Condición de frontera de entrada ( $c_{in}$ )	216,000	2,160	$ppm$
Condición tipo Neumann en la salida	0	0	$ppm/m$



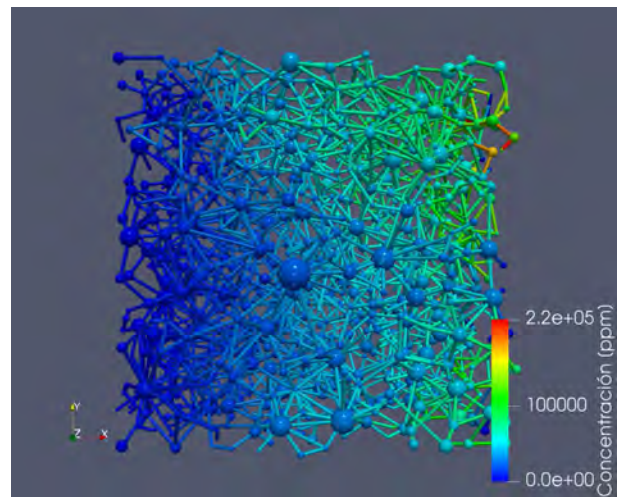
(a) HS: concentración @ 0 segundos.



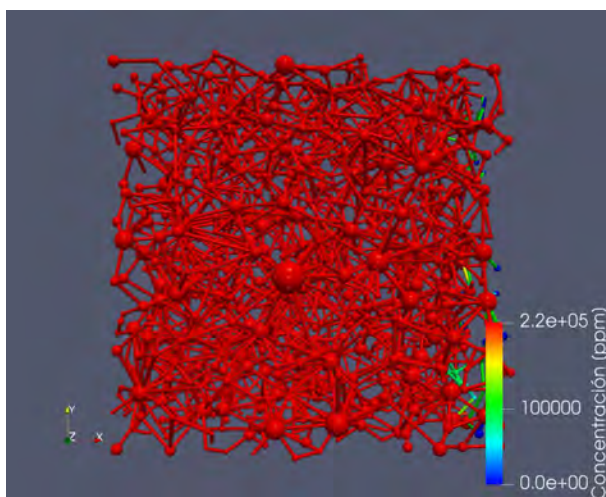
(b) LS: concentración @ 0 segundos.



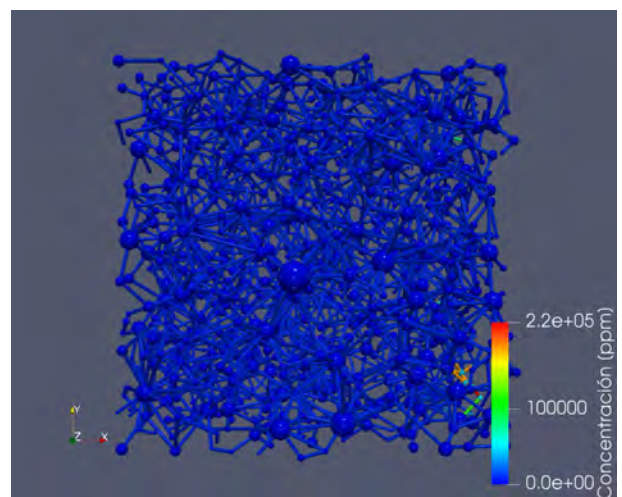
(c) HS: concentración @ 700 segundos.



(d) LS: concentración @ 700 segundos.



(e) HS: concentración @ 7000 segundos.



(f) LS: concentración @ 7000 segundos.

Figura 7.3: Estado de concentraciones en poros y gargantas de la red para el proceso de inyección de agua de baja salinidad. La dirección de la inyección fue de izquierda a derecha. Las imágenes (a), (c) y (e), de la columna derecha, son para la etapa de alta salinidad en los tiempos de simulación 0, 700 y 7000 segundos, respectivamente. Por su parte, los gráficos (b), (d) y (f) pertenecen a la etapa de baja de salinidad.



En la simulación de transporte de sal, se impone una condición de frontera tipo Neumann en los poros de salida, los cuales se localizan en una cara de la red opuesta a los poros de entrada. Desde un punto de vista físico, esta condición indica que no existe flujo advectivo ni difusivo fuera del dominio de la red, en la dirección de la inyección. Al término de la simulación de flujo y transporte diferentes estados de concentración para cada iteración o paso de simulación son obtenidos; se conocen valores de concentración efectiva en cada poro y garganta de la red. En general, la concentración en la red se incrementa hasta alcanzar la condición de alta salinidad, la cual está sujeta al tiempo de simulación  $t_{sim}$ . Al iniciar la inyección de baja salinidad, la concentración de sal en la red tiende a disminuir; para este caso, la mayoría de los elementos de la red alcanzan el estado LS. La **Figura 7.3** muestra diferentes estados de concentración efectiva de sal en la red, para diferentes tiempos de simulación de las etapa de alta y de baja salinidad (0, 700 y 7000 [s]). La dirección de la simulación fue a lo largo del eje  $x$  de la red (de izquierda a derecha en la **Figura 7.3**).

Los valores de concentración efectiva en poros y gargantas se emplean para calcular el ángulo de contacto en cada elemento. Este cálculo se realiza a través de la **Ecuación 6.1**, la cual muestra que conforme disminuye la salinidad, el ángulo de contacto también disminuye. En general, si el cambio de ángulo de contacto modifica la mojabilidad de la red hacia una configuración menos mojable por aceite, se esperaría un decremento de las fuerzas capilares, factor que podría afectar la recuperación de aceite. La **Figura 7.4** muestra el valor de ángulo de contacto en la red al término de la etapa de (a) alta y de (b) baja salinidad.

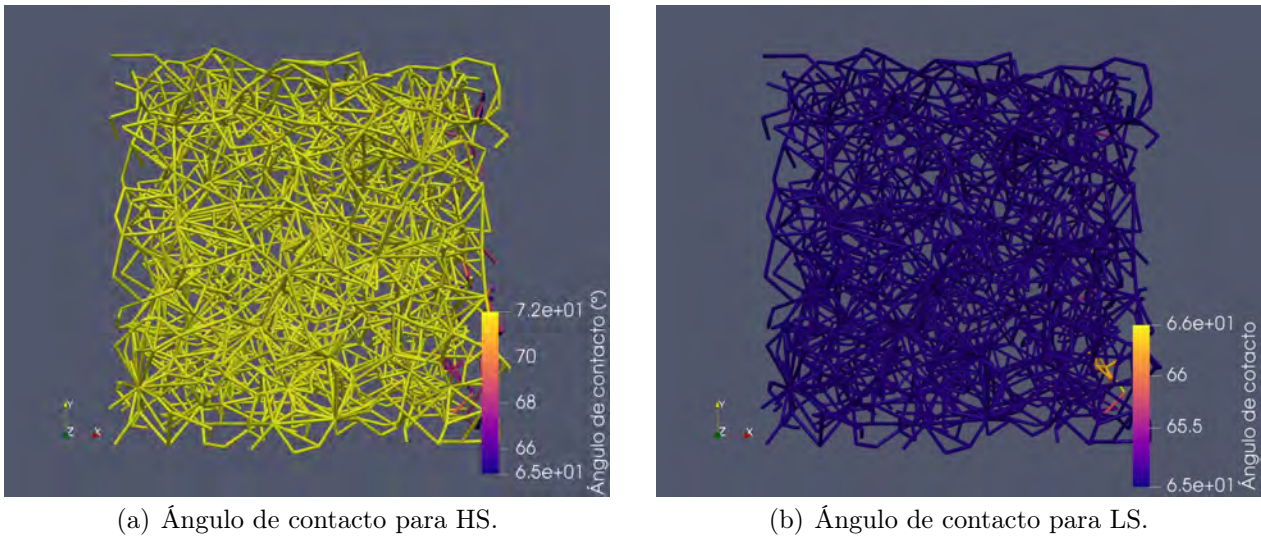


Figura 7.4: Ángulos de contacto en las gargantas de la red de poros para el procesos de inyección de agua de baja salinidad. (a) Muestra los valores de ángulo de contacto al término de la inyección de agua de alta salinidad (HS), mientras que, (b) es el estado al concluir la inyección de agua de baja salinidad (LS).

En la **Figura 7.4**, al término de los procesos de inyección de HS y LS, la red presenta un comportamiento homogéneo para el ángulo de contacto  $\theta$ . En general, no existen cambios abruptos de  $\theta$  entre las gargantas. En el proceso de alta salinidad se alcanza un valor de  $72^\circ$ , mientras que en baja salinidad el valor es de  $65^\circ$ . Al considerar que el ángulo de contacto como parámetro que expresa el grado de mojabilidad, se puede establecer que la mojabilidad en la arenisca, para HS y LS, es homogénea. Esto último puede favorecer en el desplazamiento de aceite residual, y con

ello incrementar el factor de recuperación de aceite. El histograma de los valores de ángulo de contacto al término del proceso de *LSWF* se muestra en la [Figura 7.5](#). El histograma muestra que la mayoría de los valores de ángulo de contacto se encuentran cercanos a la mediana, cuyo valor es igual a  $65^\circ$ . No obstante, hay presencia de valores atípicos en la red (puntos aislados en la parte superior de la [Figura 7.5](#)), los cuales están numéricamente distantes al resto de los datos. Como buena práctica, es realizado un análisis exploratorio de los valores de ángulo de contacto  $\theta$ ; los principales estadígrafos se presentan en la [Tabla 7.6](#). En general, al término del proceso *LSWF*, el ángulo de contacto es homogéneo en la red. Ésto se sustenta con el valor de rango, de la [Tabla 7.6](#), el cual es de 1.55. El rango indica la diferencia que existe entre el valor máximo y mínimo de ángulo de contacto. Es importante notar que, el análisis exploratorio coadyuva y sustenta la información mostrada en el histograma ([Díaz-Viera, 2002](#)).

Tabla 7.6: Estadígrafos del ángulo de contacto al término del proceso de *LSWF*

Estadígrafo	$\theta$
N	2824
Mínimo	64.92
Primer cuartil	65.00
Mediana	65.00
Media	65.01
Tercer cuartil	65.00
Máximo	66.48
Rango	1.55
Rango Intercuartil	5E-03
Varianza	7.5E-03
Desviación estándar	0.08
Asimetría	13.63
Curtosis	191.10

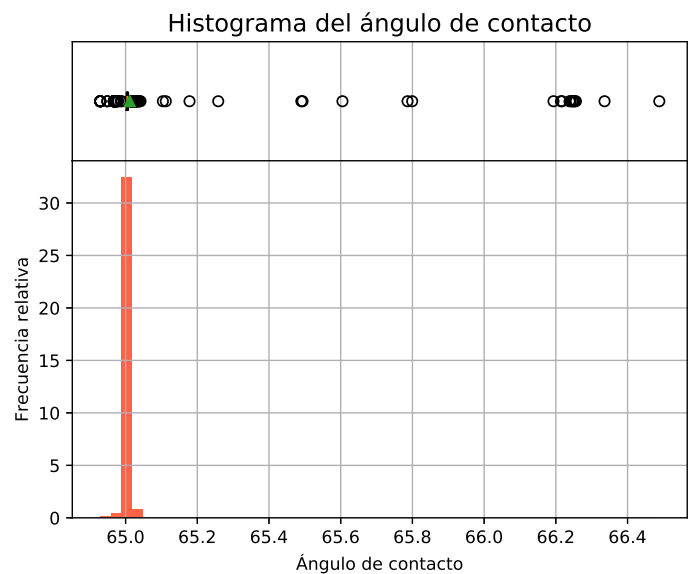


Figura 7.5: Histograma de los valores de ángulo de contacto al término del proceso de *LSWF*. Estos valores se calcularon a partir de la [Ecuación 6.1](#) y fueron empleados para el algoritmo de drene primario.

## 7.4. Presión capilar

Desacoplado al problema de flujo y transporte, es resuelto un algoritmo de drene primario para cada tiempo de simulación. Para esto, el aceite de interés es considerado como el fluido no mojante, mientras que el agua de inyección es el fluido mojante. En principio, drene primario es un proceso donde la saturación de la fase mojante se disminuye en un medio poroso. En el [Apéndice B](#) se describe más a detalle el algoritmo de drene primario para el enfoque de red de poros. De acuerdo al valor de ángulo de contacto para el fluido de alta y baja salinidad ( $72^\circ$  y  $65^\circ$ , respectivamente), el sistema es ligeramente de mojabilidad neutra o intermedia cuando está presente el agua de formación. Al invadir la red con agua de formación diluida existe un cambio de mojabilidad hacia un sistema con preferencia al agua. Al término de la inyección del fluido de alta salinidad el valor de ángulo de contacto predominante en la red es de  $72^\circ$ . Por lo cual, el sistema posee una mojabilidad intermedia. Posteriormente, al finalizar el proceso de baja salinidad, el sistema posee una mayor

afinidad al agua. El gráfico (a) de la [Figura 7.6](#) muestra un conjunto de curvas de presión capilar para la etapa de baja salinidad, las cuales corresponden a diferentes tiempos de simulación (el tiempo de simulación para cada curva está descrito como  $t = \text{número de curva} \times 2 \times 70$  [s]). En la [Figura 7.6](#), la curva de color rojo en (b) es para la condición inicial de la etapa de LS, donde los valores de presión capilar van desde 0.2 hasta 12 [kPa]. Al inicio y término del proceso de LS, la saturación de agua irreducible es casi el mismo, con un valor igual a 7%. Sin embargo, la curva de color azul en (b) requiere mayor presión para desplazar al aceite de la red. El proceso de *LSWF* produce una ligera modificación de la mojabilidad; existe un incremento en la preferencia hacia el agua.

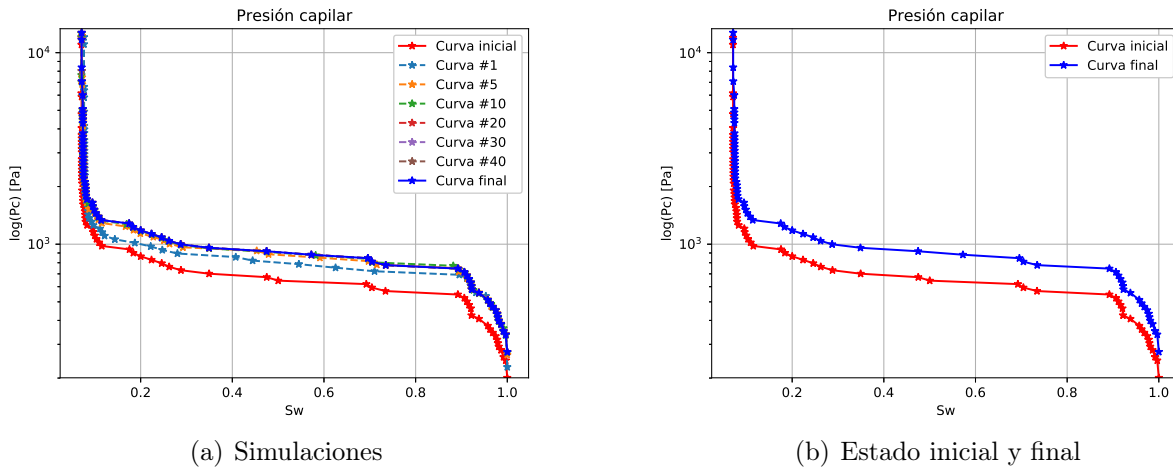


Figura 7.6: Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad para la etapa de baja salinidad. (a) Curvas que corresponden a diferentes tiempos de simulación (el tiempo de simulación para cada curva está descrito como  $t = \text{número de curva} \times 2 \times 70$  [s]). (b) La curva roja es para el comienzo de la inyección de agua de baja salinidad, mientras que la curva azul es para el término del proceso *LSWF*.

A la familia de curvas de presión capilar en la [Figura 7.6](#) se les ajustó un modelo  $p_c(s_w)$ . El modelo de [Brooks y Corey \(1964\)](#) fue seleccionado, dado que es capaz de recrear escenarios de mojabilidad mixta. La principal ventaja de obtener un modelo de presión capilar particular de nuestro sistema es que puede emplearse en simuladores a mayores escalas. Dado que el modelo de [Brooks y Corey \(1964\)](#) no es capaz de reproducir el comportamiento de la presión cuando  $s_w \rightarrow 1$ , el modelo  $p_c(s_w)$  ajustado es para el rango  $s_w \in [0, 0.9]$ . Las curvas de ajuste se presentan en la [Figura 7.7](#), donde el gráfico (a) y (b) es para el inicio y término de la etapa de baja salinidad, respectivamente. La [Tabla 7.7](#) muestra los parámetros de ajuste de la curva de presión capilar para el estado inicial y final de la simulación de de baja salinidad.

Tabla 7.7: Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey.

Parámetros de ajuste	HS	LS
Exponente $\lambda$	4.05	3.62
Coefficiente $p_t$	536	683
Saturación residual de agua ( $s_{wr}$ )	0.07	0.07
Saturación residual de aceite ( $s_{or}$ )	0.25	0.1

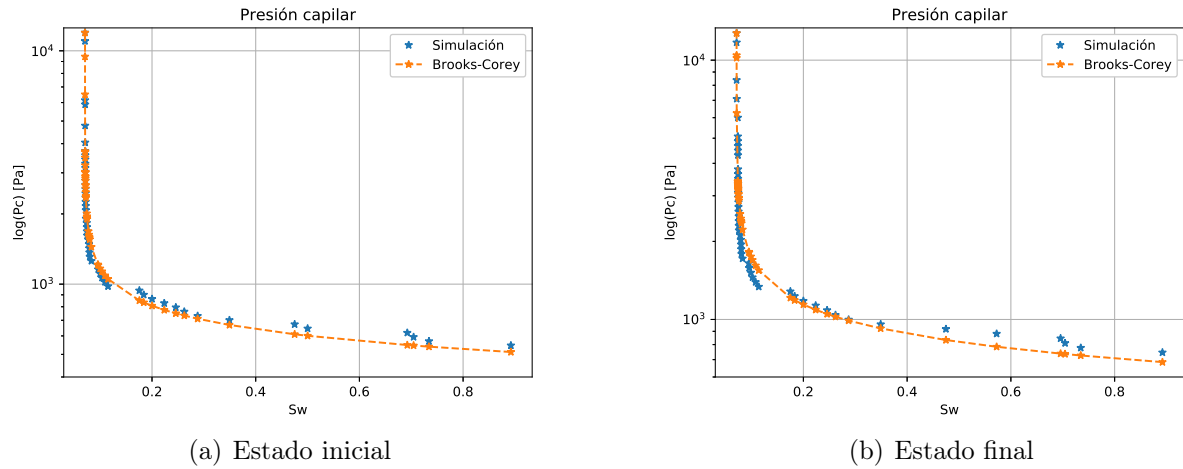


Figura 7.7: Ajuste de curvas de presión capilar para el (a) inicio y (b) final de la etapa de recuperación mejorada de aceite. Los puntos en color azul representan los valores calculados en el algoritmo de drenaje primario. Los puntos de color naranja son obtenidos con el modelo  $p_c(s_w)$  ajustado; la línea naranja punteada muestra la tendencia de la curva.

## 7.5. Permeabilidad relativa

A partir de los datos de presión capilar-saturación, para cada curva de presión capilar, se estiman las curvas de permeabilidades relativas mediante un modelo de capilares. El modelo de Rodríguez y Teyssier (1974) es considerado en esta sección, el cual es un modelo conceptual de tubos capilares para reproducir el desplazamiento un fluido mojante por uno no mojante en un medio poroso (Rodríguez y Teyssier, 1974). En el Apéndice A se explica a mayor detalle el modelo empleado. La Figura 7.8 muestra las curvas de permeabilidad relativa al agua  $k_{rw}$  y al aceite  $k_{ro}$  para la etapa de baja salinidad. En este gráfico, la línea continua es para el inicio de la etapa LS, mientras que la línea punteada es para el término. Al término de la inyección de agua de alta salinidad, 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 0.53, en la que  $k_{ro}^{s_w^{cross}} = k_{rw}^{s_w^{cross}} = 0.11$ . El extremo final de la curva de permeabilidad relativa del agua es de 0.32, mientras que la del aceite es de 0.97. Para valores  $s_w < 0.4$ , los valores de  $k_{rw}$  son casi cero, lo cual es un indicativo de un sistema con mojabilidad mixta. Estas características sufren mínimos cambios al concluir la inyección de agua de baja salinidad. El valor de  $s_{or}$  se reduce hasta 0.1, lo que es igual a un decremento de 0.15. El cruce de las curvas se produce a una saturación  $s_w^{cross} = 0.57$ , con un valor igual a 0.11 para la permeabilidad relativa. Al finalizar el proceso *LSWF*, los extremos de las curvas pasan a 0.96 y 0.65, para el aceite y el agua, respectivamente.

El siguiente paso del estudio es ajustar modelos del tipo  $k_r(s_w)$  a las curvas inicial y final de la simulación. Las curvas de permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de agua que se obtienen del ajuste se muestran en la Figura 7.9. En este análisis, el modelo de Brooks-Corey fue empleado para la permeabilidad relativa del agua, mientras que un modelo Brooks-Corey modificado fue usado para la permeabilidad relativa del aceite. En el gráfico (a), de la Figura 7.9, se presenta el ajuste para la etapa de alta salinidad. Por su parte, en (b) se observa

el ajuste de  $k_r(s_w)$  para la etapa de baja salinidad.

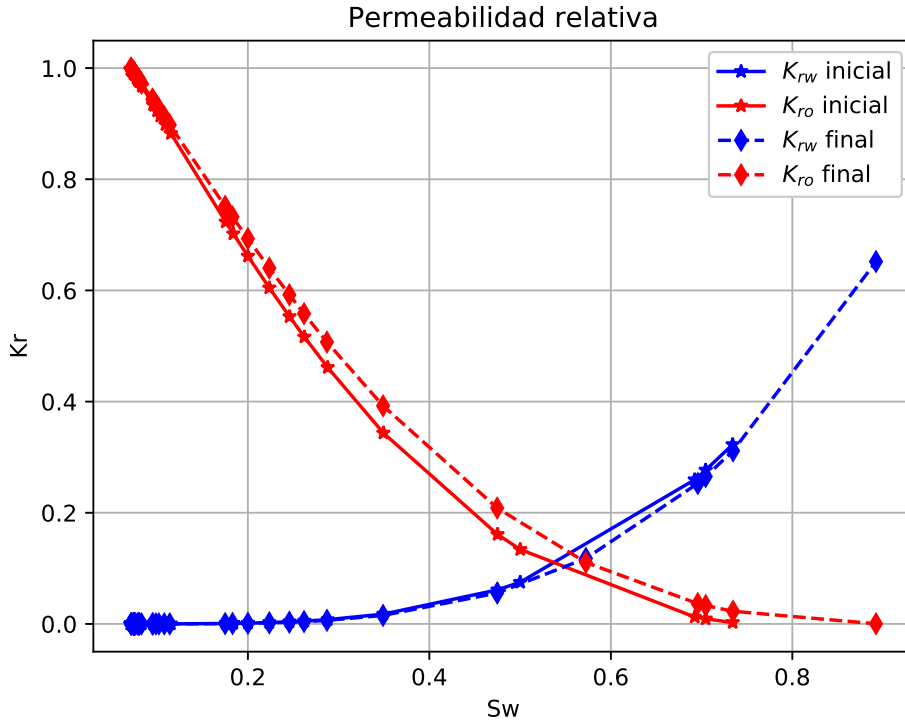
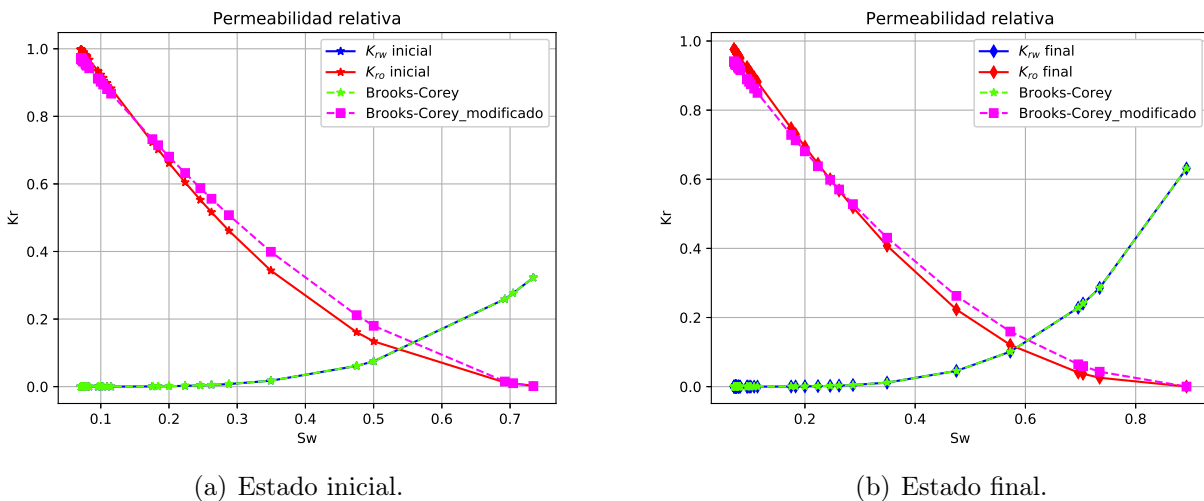


Figura 7.8: Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas de color rojo muestran el comportamiento de la permeabilidad relativa del aceite  $k_{ro}$ , mientras que las azules la del agua  $k_{rw}$ . Las curvas de línea continua son para el inicio de la etapa de baja salinidad; las líneas punteadas indican el término de la etapa.



(a) Estado inicial.

(b) Estado final.

Figura 7.9: Ajustes de las curvas de permeabilidad relativa. En el ajuste de la permeabilidad relativa del agua se empleó el modelo de Brooks-Corey, mientras que para la permeabilidad relativa del aceite se consideró un modelo Brooks-Corey modificado. (a) Ajuste para la etapa de alta salinidad y (b) de baja salinidad.

La [Tabla 7.8](#) resume los parámetros del ajuste de las curvas de permeabilidad relativa, los cuales pueden ser empleados en modelos a escala de laboratorio y/o yacimiento. Ésto es una gran ventaja ya que la mayoría de las veces los modelos  $k_{ro}(s_w)$  sólo se obtienen de forma experimental o empírica. Por lo cual, las simulaciones a partir del enfoque de red de poros generan escenarios del comportamiento de la permeabilidad relativa, bajo condiciones de interés.

Tabla 7.8: Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste.

Parámetro	HS	LS
Extremo del agua ( $k_{rw}^0$ )	0.35	0.65
Extremo del aceite ( $k_{ro}^0$ )	0.97	0.96
Exponente del agua ( $n_w$ )	3.36	3.77
Exponente del aceite ( $n_o$ )	1.69	1.91
Saturación residual de agua ( $s_{wr}$ )	0.07	0.07
Saturación residual de aceite ( $s_{or}$ )	0.25	0.1

## 7.6. Análisis de resultados

A pesar de que este caso de estudio no pudo seguir cada una de las etapas de la metodología sistemática propuesta, los resultados, reflejados en los modelos ajustados de  $p_c(s_w)$  y  $k_r(s_w)$ , muestran que la red de poros conforma una herramienta para el estudio del método de recuperación mejorada. Estos modelos, de presión capilar y permeabilidad relativa, pueden ser empleados en simulaciones a escalas más grandes. Por ejemplo, la mayoría de las simulaciones del proceso de *LSWF* a escala de laboratorio requieren de modelos de presión capilar y de permeabilidad relativa, los cuales, en la mayoría de las veces, los investigadores se ven forzados a emplear de casos empíricos.

En general, los resultados muestran que el proceso de *LSWF* produce un ligero cambio en la mojabilidad del sistema. En el cambio de alta a baja salinidad, conforme la concentración del sistema empieza a disminuir, el ángulo de contacto empieza a reducirse, de tal forma que el sistema pasa a una mojabilidad menos mojable por aceite. En este escenario, bajo condiciones geométricas y topológicas invariantes de la red, la disminución del ángulo de contacto provoca que se requiera una mayor fuerza para desplazar al aceite de la red. Esto se visualiza en las curvas de presión capilar para el inicio y término de la inyección de agua de baja salinidad. Al término de la simulación, la curva de presión capilar se encuentra por arriba de la curva inicial. Aunado a esto último, los efectos del cambio de mojabilidad en la red se pueden confirmar en las curvas de permeabilidad relativa.

La curva de permeabilidad relativa, tras el proceso *LSWF*, se desplaza hacia la derecha, lo cual es un comportamiento frecuente en la recuperación por inyección de agua de baja salinidad. La saturación de agua a la que se da el cruce de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  pasa de 53 % a 57 %, respectivamente, lo que indica que el sistema pasa a una mojabilidad menos mojable por aceite. Mientras tanto, un valor bajo de  $k_{rw}$  a bajas saturaciones de agua es una característica de los sistemas de mojabilidad mixta.



## Caso de estudio 2: Carbonato

Este caso de estudio tiene como finalidad evaluar el impacto de la inyección de agua de baja salinidad sobre la curvas de presión capilar y permeabilidad relativa, para una roca carbonato. De la revisión de la literatura, se seleccionó el trabajo de [Yousef et al. \(2011\)](#) para el presente análisis. [Yousef et al. \(2011\)](#) muestran los resultados de diferentes estudios de laboratorio para inyección de agua de baja salinidad en carbonatos, y así investigar el impacto de la salinidad y la composición iónica en las interacciones aceite-salmuera-roca. Por último, [Yousef et al. \(2011\)](#) establecen conclusiones sobre posibles mecanismos de recuperación. Las principales propiedades consideradas en esta sección se muestran en la [Tabla 8.1](#).

Tabla 8.1: Principales propiedades tomadas de [Yousef et al. \(2011\)](#) para establecer el sistema.

Propiedad	Valor	Unidad
Longitud ( $L$ )	0.041	$m$
Diámetro ( $d$ )	0.038	$m$
Porosidad ( $\phi$ )	0.251	$m^3/m^3$
Permeabilidad absoluta ( $k$ )	3.91E-14	$m^2$
Temperatura ( $T$ )	373.15	$K$
Presión ( $p$ )	12.4	$MPa$
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	$m^2/s$

Es importante establecer que el trabajo seleccionado solamente proporciona los datos de entrada para el caso de estudio. Además, al ser [Yousef et al. \(2011\)](#) un trabajo a escala de laboratorio, la comparación de la recuperación de aceite bajo el enfoque de red de poros no es abordada. A pesar de que la fuente de información es un trabajo a escala de laboratorio, los datos y propiedades reportados ayudan a establecer el modelo a escala de poro, ya que es suficientemente necesaria para describir el proceso de inyección de agua de baja salinidad. Sin embargo, los resultados aquí obtenidos no pueden considerarse para compararse con los del autor; [Yousef et al. \(2011\)](#) no presentan curvas de presiones capilares ni de permeabilidades relativas.



## 8.1. Modelo de red de poros

Este caso igual considera una muestra de roca reportada en el *Imperial College Consortium on Pore-scale Modelling*. La muestra pertenece a un carbonato genérico y es denominada como C2 (ICL, 2014a). Las imágenes de la muestra fueron obtenidas por microtomografía computarizada (Dong, 2007). De la información de tamaños de poro y garganta, se ajustaron funciones de distribución de probabilidad y posteriormente se modificaron los parámetros de la distribución, para así obtener valores de porosidad y permeabilidad similares a los del trabajo de Yousef *et al.* (2011) (véase [Tabla 8.1](#)). Además, la red extraída de la muestra C2 fue considerada sin modificación alguna; es decir, la topología de la red fue invariante en el estudio. De esta forma se garantiza trabajar con la topología propia de un carbonato. A esta versión de muestra carbonato se le denominará C2-Yousef. La [Figura 8.1](#) muestra la red de poros para la muestra C2-Yousef.

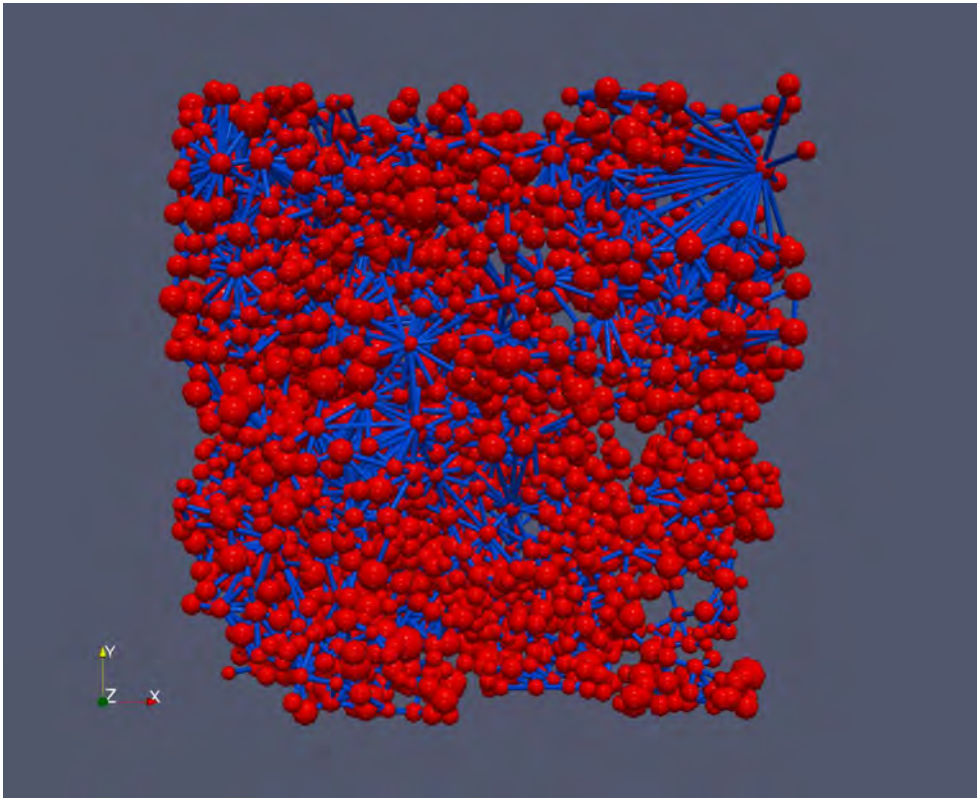


Figura 8.1: Modelo de red de poros empleado en el caso de estudio 2. Para generar este modelo se consideró la red de un carbonato genérico y las distribuciones de tamaños de poro y garganta, las cuales garantizan reproducir la porosidad y permeabilidad reportada por Yousef *et al.* (2011).

El modelo de red de poros está conformado por 4311 poros y 7668 gargantas, los cuales son representados por esferas y cilindros, respectivamente. El modelo representa un cubo de  $2.14\text{E-}3$  [m] por lado, con un volumen de  $9.77\text{E-}9$  [ $m^3$ ]. En general, la red presenta zonas altamente densas por poros y gargantas, así como considerables regiones vacías. Esto se atribuye a la complejidad que poseen los carbonatos para la caracterización de su estructura interna. Las técnicas de procesamiento de imágenes tienen que tratar la microporosidad y fracturas en carbonatos. Por último, si se desea representar la estructura porosa mediante poros y gargantas más complejos, es neces-

rio tomar en cuenta otras propiedades geométricas, tales como el grado de angularidad, diámetro inscrito y efectivo, factor de forma, entre otras. Esta nueva información sólo puede obtenerse a partir de técnicas de imágenes de alta resolución, tecnologías que aunque actualmente están en creciente demanda, no son de fácil acceso (desde de un punto de vista económico). La geometría de la red cumple las hipótesis y consideraciones del modelo de flujo y transporte desarrollado en este trabajo. En la [Tabla 8.2](#) se resumen las principales características de la red para la muestra C2-Yousef.

Tabla 8.2: Descripción del modelo de red de poros.

Carbonato C2-Yousef	
Red	Red irregular
	4311 poros
	7688 gargantas
	Volumen = $9.77\text{E-}6$ [ $m^3$ ]
	Porosidad = 24.41 (%)
Geometría	Permeabilidad = $3.76\text{E-}14$ [ $m^2$ ]
	Poros: esferas
	Gargantas: cilindros
	Sección transversal: circular
Física	Diámetros obtenidos de distribuciones
	Presión capilar: Young-Laplace
	Conductividad hidráulica para esferas y cilindros

La [Figura 8.2](#) muestra la comparación de tamaños de poros y gargantas entre el carbonato C2 y la muestra sintética C2-Yousef. El gráfico (a) presenta el histograma de diámetros de poro, el cual indica la frecuencia de los valores. Los diámetros de poro de la muestra C2 son los que obtuvo [Dong et al. \(2007\)](#) por micro-CT. Los valores de diámetro para la red C2-Yousef fueron generados por una distribución de probabilidad. La distribución de probabilidad se estableció al ajustar una función a los datos originales del carbonato C2 y perturbar los parámetros de la distribución. La selección de los parámetros de la distribución se realizó, de forma determinista, hasta obtener valores de permeabilidad absoluta y de porosidad similares a los del trabajo de [Yousef et al. \(2011\)](#). En la [Figura 8.2](#), el gráfico (b) es la comparación de distribuciones de tamaños de garganta. Este proceso, para generar los tamaños, no considera una dependencia con la localización, ni con otras propiedades geométricas de poros y gargantas. La [Tabla 8.3](#) resume las principales características de las distribuciones de diámetro de las muestras C2 y C2-Yousef.

Tabla 8.3: Distribuciones de probabilidad para diámetros de poro y garganta.

Propiedad	Distribución	Forma	Localización	Escala
Poros C2	Lognormal	0.6	-1.5	11
Poros C2-Yousef	Lognormal	0.2	0	75
Gargantas C2	Lognormal	0.7	-0.3	5
Gargantas C2-Yousef	Lognormal	0.9	1	30

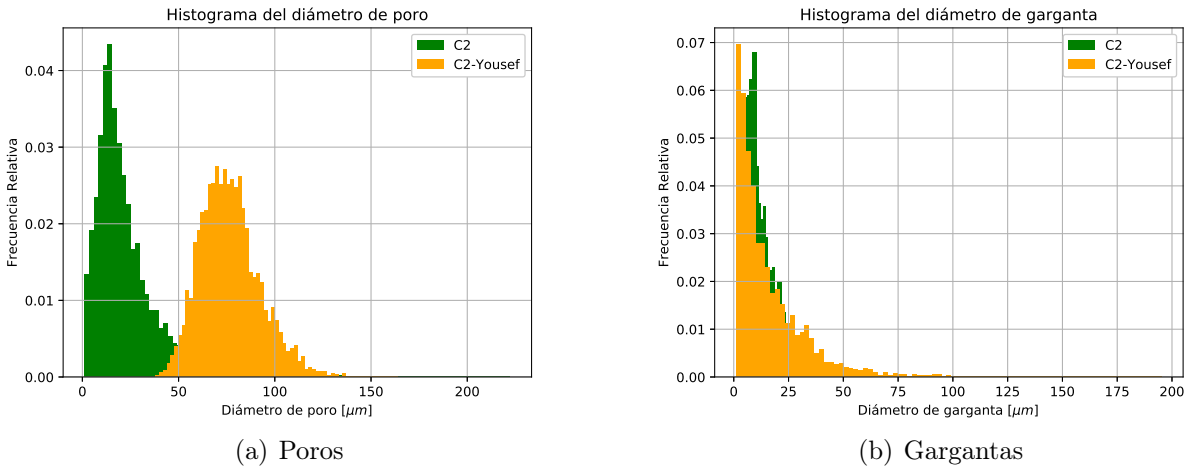


Figura 8.2: Histograma de los diámetros de poro y garganta. A partir de la información original de tamaños de poro y garganta del carbonato C2, se ajustaron funciones de distribución de probabilidad y posteriormente se modificaron los parámetros de la distribución, para así obtener valores de porosidad y permeabilidad similares a los del trabajo de [Yousef et al. \(2011\)](#). En (a) se observa la distribución de tamaños de poro de las muestras C2 (verde) y C2-Yousef (naranja), mientras que (b) es para los tamaños de gargantas.

## 8.2. 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 mar, cuya concentración es casi una cuarta parte de la del fluido de alta salinidad. La [Tabla 8.4](#) presenta las principales propiedades consideradas de los fluidos.

Tabla 8.4: Propiedades de los fluidos reportados por [Yousef et al. \(2011\)](#) y que son considerados en la simulación del proceso *LSWF*.

Propiedad	Aceite	Agua de formación	Agua de mar	Unidad
Densidad	873.0	1,108.3	1,015.2	$kg/m^3$
Viscosidad	1E-03	4.76E-4	2.72E-04	$Pa.s$
Tensión interfacial	—	0.0397	0.0339	$N/m$
Ángulo de contacto	—	92	80	( $^{\circ}$ )
Concentración	—	213,000	57,600	$ppm$

La información de los fluidos se reporta en el trabajo de [Yousef et al. \(2011\)](#). La viscosidad, la tensión interfacial y el ángulo de contacto son las principales propiedades de los fluidos que se requieren en el modelo de red de poros. La densidad y viscosidad de los fluidos fueron medidas a temperatura de yacimiento, 373.15 [K] (100  $^{\circ}C$ ). 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. La [Tabla 8.5](#) muestra el análisis geoquímico y las concentraciones químicas correspondientes para cada fluido.

Tabla 8.5: Análisis geoquímico de los fluidos (Yousef *et al.*, 2011).

Iones	Agua de formación [ppm]	Agua de mar [ppm]
Sodio	59,491	18,300
Calcio	19,040	650
Magnesio	2,439	2,110
Sulfato	350	4,290
Cloro	132,060	32,200
Carbonato	0	0
Bicarbonato	354	120
Sólidos totales disueltos	213,734	57,670

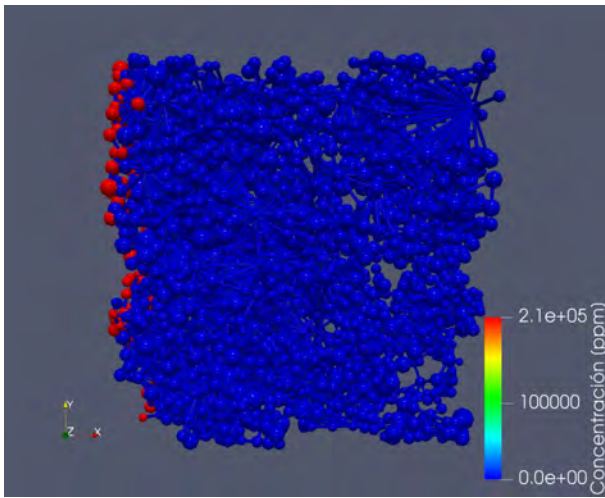
### 8.3. Descripción de la simulación del proceso *LSWF*

En el proceso de *LSWF*, el agua de formación representa al fluido de alta salinidad, y la inyección con este fluido en la red es denominada como etapa de alta salinidad. Por su parte, el agua de mar es el fluido de baja salinidad, y su respectivo proceso de inyección es denominado como etapa de baja salinidad. De acuerdo con el flujo propuesto para el proceso *LSWF* (Capítulo 6), 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. Por lo cual, el ingreso secuencial de los fluidos de alta y baja salinidad en la red representa el método de inyección de agua de baja salinidad, donde la inyección de un fluido de alta salinidad es seguido de un fluido con menor salinidad. La Tabla 8.6 resume las principales propiedades empleadas para la simulación del caso 2.

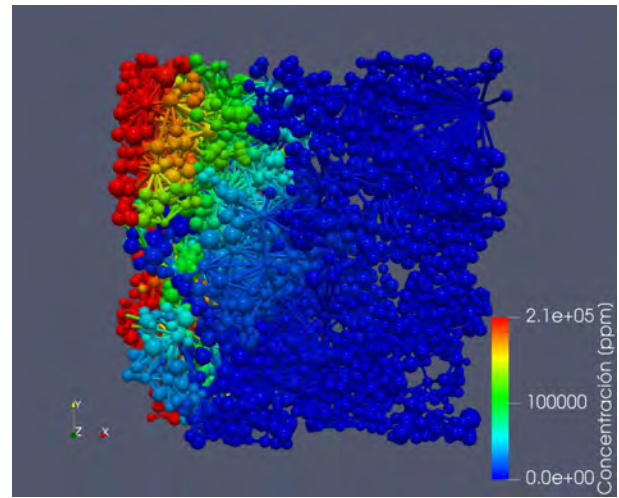
Tabla 8.6: Propiedades consideradas en el problema de transporte para el caso 2.

Propiedad	HS	LS	Unidad
Tiempo de simulación ( $t_{sim}$ )	7,000	7,000	$s$
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 ( $c_{in}$ )	213,000	57,600	$ppm$
Condición tipo Neumann en la salida	0	0	$ppm/m$

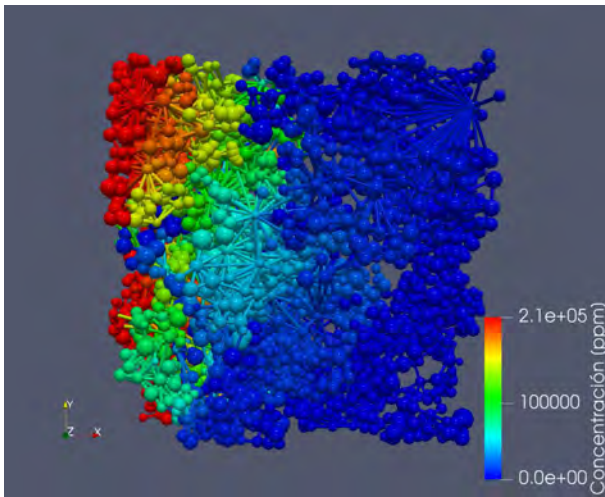
De la simulación de flujo y transporte se obtienen estados de concentración para cada iteración o paso de simulación. El modelo de flujo y transporte propuesto permite obtener valores de concentración en cada poro y garganta de la red, lo cual proporciona una forma para estudiar el impacto de la salinidad en propiedades efectivas de flujo, tales como la presión capilar y la permeabilidad relativa. La Figura 8.3 y Figura 8.4 muestran los estados de concentración de sal en la red para las etapas de alta y baja salinidad, respectivamente. En ambos conjuntos de gráficos, se muestran los resultados para diferentes tiempos de simulación (0, 1400, 2800, 4200, 5600, y 7000 segundos).



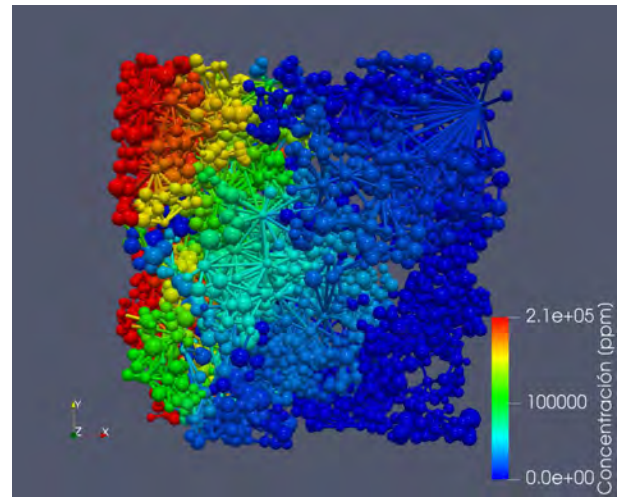
(a) HS: concentración @ 0 segundos.



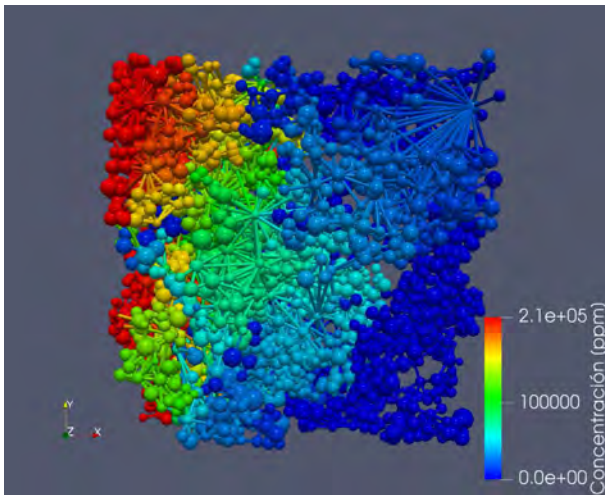
(b) HS: concentración @ 1400 segundos.



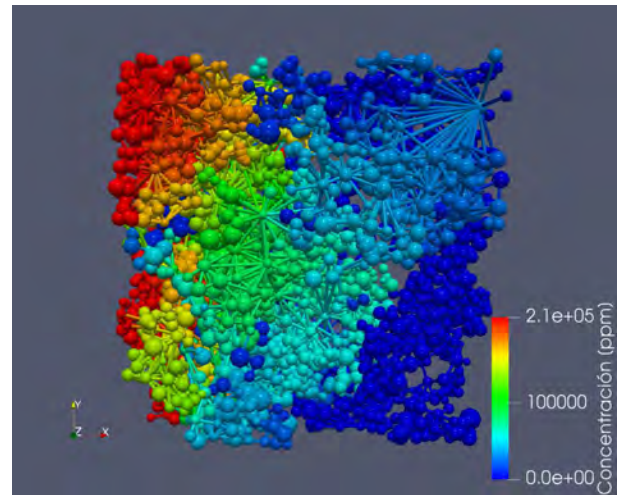
(c) HS: concentración @ 2800 segundos.



(d) HS: concentración @ 4200 segundos.

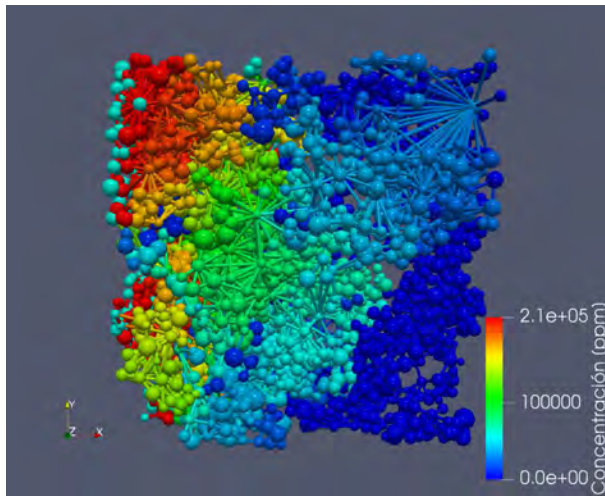


(e) HS: concentración @ 5600 segundos.

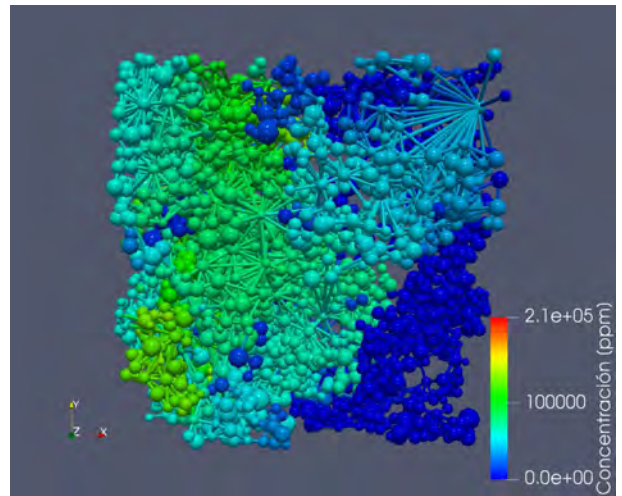


(f) HS: concentración @ 7000 segundos.

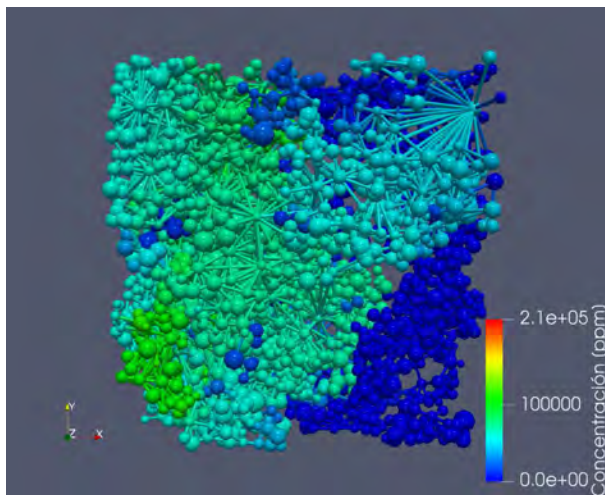
Figura 8.3: Estado de concentraciones en poros y gargantas de la red para la etapa de alta salinidad (HS). Las imágenes muestran el estado de la simulación para 0, 1400, 2800, 4200, 5600, y 7000 segundos, respectivamente. Estos gráficos permiten apreciar el ingreso y flujo del fluido de alta salinidad en la red. La dirección de la inyección fue de izquierda a derecha.



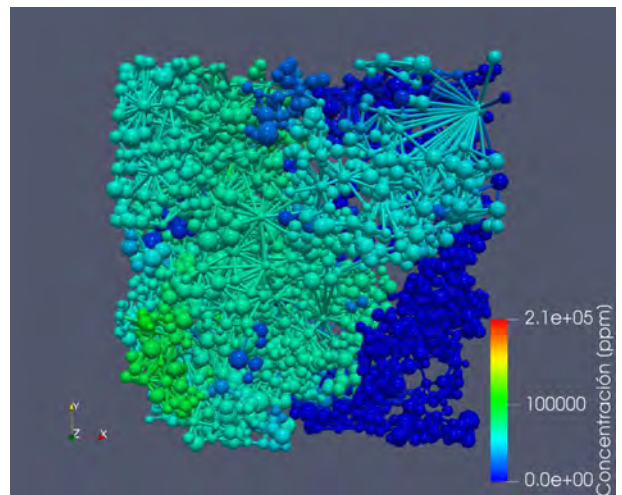
(a) LS: concentración @ 0 segundos.



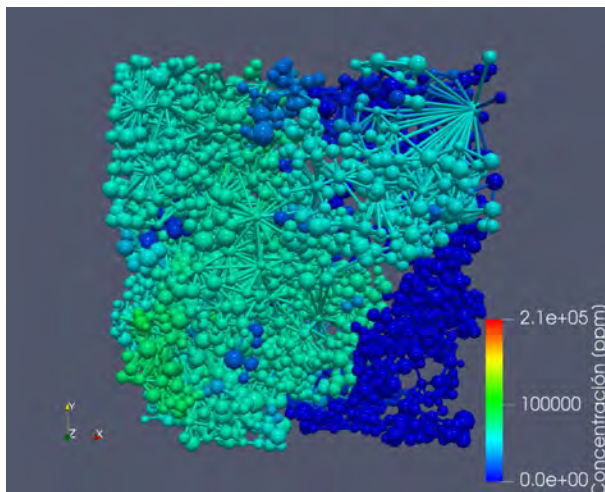
(b) LS: concentración @ 1400 segundos.



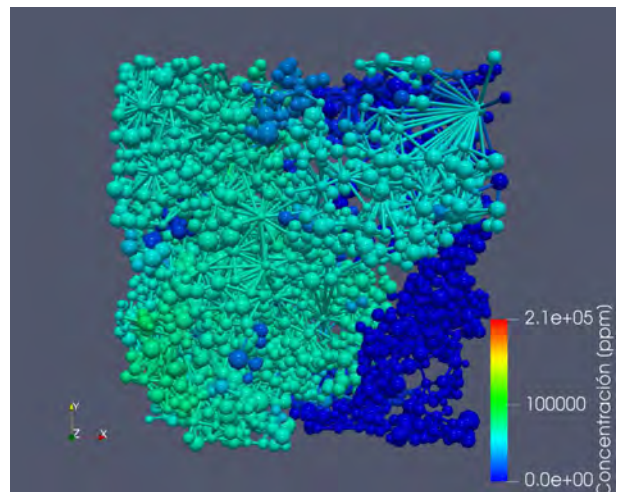
(c) LS: concentración @ 2800 segundos.



(d) LS: concentración @ 4200 segundos.



(e) LS: concentración @ 5600 segundos.



(f) LS: concentración @ 7000 segundos.

Figura 8.4: Estado de concentraciones en poros y gargantas de la red para la etapa de baja salinidad (LS). Las imágenes muestran el estado de la simulación para 0, 1400, 2800, 4200, 5600, y 7000 segundos, respectivamente. Estos gráficos permiten apreciar el ingreso y flujo del fluido de baja salinidad en la red. La dirección de la inyección fue de izquierda a derecha.

En la **Figura 8.3**, cuando concluye la inyección de agua de alta salinidad solamente los poros de entrada y algunos poros vecinos alcanzan la concentración de alta salinidad (213,000 [ppm]). Sin embargo, existen poros y gargantas con valores de concentración muy por debajo a la condición de baja salinidad (57,600 [ppm]). Por su parte, en la **Figura 8.4**, al término del proceso de baja salinidad mayor parte de la red posee una concentración cercana a 60,000 [ppm]. Es de notar la existencia de poros y gargantas que no son afectados significativamente por las etapas de recuperación (HS y LS). De acuerdo con la escala de color para visualizar los valores de concentración, las regiones de la red de color azul marino corresponden a los poros y gargantas cuya concentración es menor a  $\sim 30,000$  [ppm], tanto en HS como en LS. Inclusive, hay elementos de concentración igual a cero. En principio, el tiempo que dura cada etapa de recuperación no es el suficiente para que los poros y gargantas mencionados alcancen las condiciones de HS y LS. Ésto se atribuye a tamaños de gargantas lo suficientemente “pequeños” como para limitar los efectos advectivos del transporte. En principio, para este caso particular, estos poros y gargantas conforman zonas de no flujo, los cuales no contribuyen en el cálculo de la permeabilidad absoluta.

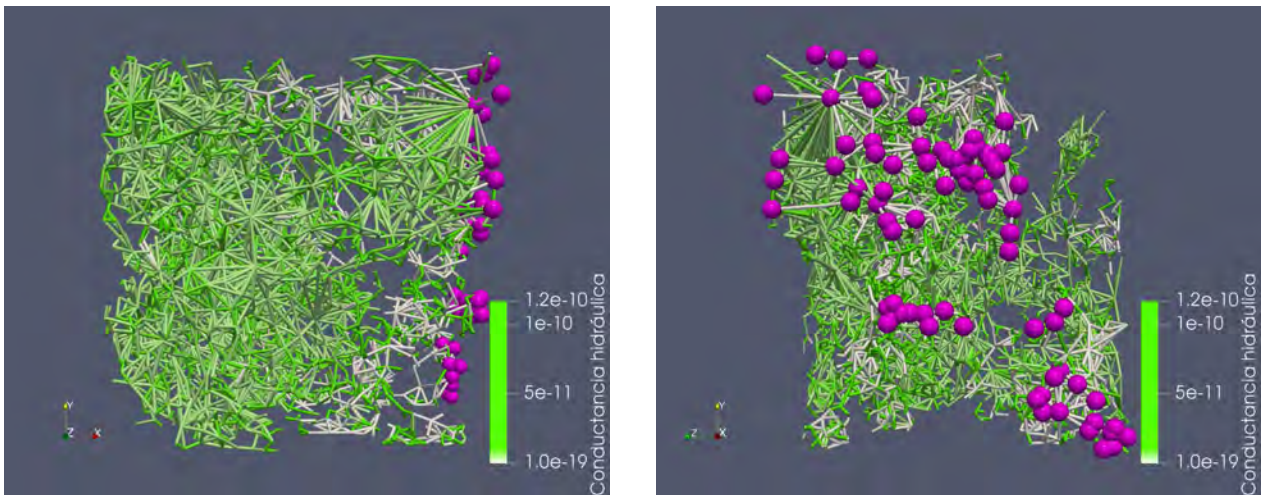


Figura 8.5: Valores de conductancia hidráulica en la red para la etapa de baja salinidad. (a) Los valores de conductancia hidráulica se visualizan en una escala no lineal. Cuando el valor de conductancia hidráulica es mayor a  $1E-11$  [ $m^3 Pa^{-1} s^{-1}$ ], la garganta presenta una tonalidad verde. Por debajo de este valor las gargantas se observan con un color blanco. Es importante notar que estos elementos conforman una región similar al de la concentración de sal en la red para  $< 30,000$  [ppm]. Además, se observa gargantas de color blanco conectadas a los poros de salida (esferas de color rosa con diámetro constante). (b) Presenta una vista de la red tal que la dirección del flujo sale del plano de la imagen (plano  $YZ$ ). De esto, se muestra que la mayoría de los poros de salinidad se encuentran conectados a gargantas con valor de conductancia hidráulica menor a  $1E-11$  [ $m^3 Pa^{-1} s^{-1}$ ].

En la **Figura 8.5** se presentan los valores de conductancia hidráulica que poseen las gargantas para la etapa de baja salinidad. Los valores de conductancia hidráulica se visualizan en una escala no lineal. En el gráfico (a) se observa que, cuando el valor de conductancia hidráulica es mayor a  $1E-11$  [ $m^3 Pa^{-1} s^{-1}$ ], la garganta tiene una tonalidad verde. Por debajo de este valor las gargantas se visualizan con un color blanco. Es importante notar que estos elementos conforman una región similar al de la concentración de sal en la red para  $< 30,000$  [ppm] (**Figura 8.4**). Además, se aprecian gargantas de color blanco conectadas a los poros de salida (esferas de color rosa con diámetro constante). En (b) de la **Figura 8.5** se presenta una vista de la red tal que la dirección del flujo sale del plano de la imagen (plano  $YZ$ ). En esta perspectiva, se nota que la mayoría de los poros de

salida se conectan a gargantas con valor de conductancia hidráulica menor a  $1E-11 [m^3Pa^{-1}s^{-1}]$ . A partir de esto, se confirma que la región de concentración  $< 30,000 [ppm]$ , en la [Figura 8.4](#), es debida a que las gargantas conectoras conforman una zona de no flujo, y por consecuencia, son restringidos los procesos advectivos de transporte. Esto último da lugar a que las gargantas en discusión no alcancen la condición baja salinidad, para el tiempo de simulación considerado.

A partir del estado de concentraciones referentes al proceso LSWF, se estima el valor del ángulo de contacto para cada garganta mediante la [Ecuación 6.1](#). De esta forma, se cuantifica el impacto de la salinidad sobre la mojabilidad. Este cálculo se realizó, de forma desacoplada, para cada secuencia de la simulación de flujo y transporte en la red. Aunque la [Ecuación 6.1](#) sólo contempla los efectos de la concentración, de una forma simplificada, este enfoque conforma un primer preámbulo para evaluar el efecto de la salinidad sobre el ángulo de contacto. En la mayoría de los trabajos a escala de laboratorio el ángulo de contacto se considera constante para el dominio bajo estudio (propiedad heterogénea). Sin embargo, en este estudio a escala de poro, se muestra que existe una variabilidad espacial de esta propiedad roca-fluido debida a la salinidad. La [Figura 8.6](#) presenta los valores de ángulo de contacto en gargantas, para el término de inyección de agua de alta y baja salinidad. En (a), se presenta el estado de la propiedad roca-fluido cuando concluye la etapa HS, mientras que el gráfico (b) es para el término de la etapa LS.

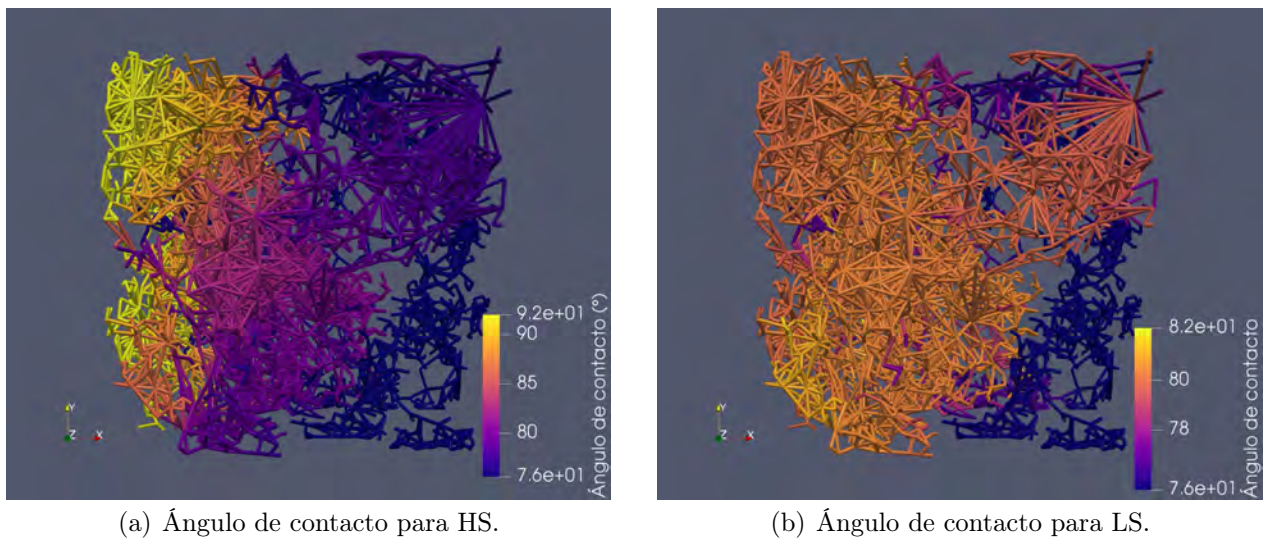


Figura 8.6: Ángulos de contacto en las gargantas de la red para el procesos de inyección de agua de baja salinidad. (a) Muestra los valores de ángulo de contacto al término de la inyección de agua de alta salinidad (HS), mientras que, (b) es el estado al concluir la inyección de agua de baja salinidad (LS). La dirección de la inyección fue de izquierda a derecha.

En la [Figura 8.6](#) se observa que, durante la inyección de agua de alta salinidad se alcanza un valor de ángulo de contacto entre  $92^\circ$  y  $76^\circ$ . Al igual que con la concentración de sal, las gargantas próximas a la frontera de entrada son las que poseen valores altos de ángulo de contacto, con respecto al resto de la red. En contraste, conforme se aproxima a la frontera de salida los valores ángulo de contacto disminuyen hasta alcanzar el valor mínimo ( $76^\circ$ ). Este comportamiento prevalece cuando concluye la etapa LS, el valor máximo de ángulo de contacto es  $82^\circ$ , y el mínimo es  $76^\circ$ . Similar a concentración de sal, prevalecen regiones en la red donde el valor de ángulo de



contacto es menor a la condición de baja salinidad ( $80^\circ$ ). Esto es debido a que en la red hay zonas donde la concentración de sal es menor a  $30,000 [ppm]$ , y dado que se emplea una relación lineal del tipo  $\theta(c)$ , se calculan valores de ángulo de contacto por debajo del valor experimental para LS. Al el término de la etapa de LS, se realizó un análisis exploratorio de los valores de ángulo de contacto. Este análisis permite observar la variabilidad de la propiedad roca-fluido debido al proceso *LSWF*. La [Tabla 8.7](#) reporta los estadígrafos calculados. De acuerdo con el valor de la media ( $79.34^\circ$ ), la red posee valores de ángulo de contacto cercanos la condición de baja salinidad ( $80^\circ$ ). Además, los datos no se dispersan demasiado respecto al valor de la media (varianza igual a 2.88). Esta información se complementa con la [Figura 8.7](#), la cual es el histograma del ángulo de contacto. En el histograma se observa que varios datos se concentran alrededor de la media. Sin embargo, existe otra acumulación de datos en el valor mínimo de ángulo de contacto ( $75.55^\circ$ ). Estos valores corresponden a las regiones de la red donde la concentración de sal no alcanza la condición de baja salinidad. En la parte superior del histograma se incluye un gráfico de caja con respecto al eje de las abscisas del histograma. El gráfico de caja muestra los valores mínimo, primer cuartil, mediana, media, tercer cuartil, máximo, y datos atípicos (valores distantes al resto de los datos).

Tabla 8.7: Estadígrafos del ángulo de contacto al término del proceso de LSWF

Estadígrafo	$\theta$
N	4311
Mínimo	75.55
Primer cuartil	78.94
Mediana	80.06
Media	79.34
Tercer cuartil	80.34
Máximo	82.14
Rango	6.56
Rango Inter cuartil	1.39
Varianza	2.88
Desviación estándar	1.69
Asimetría	-1.41
Curtosis	-0.47

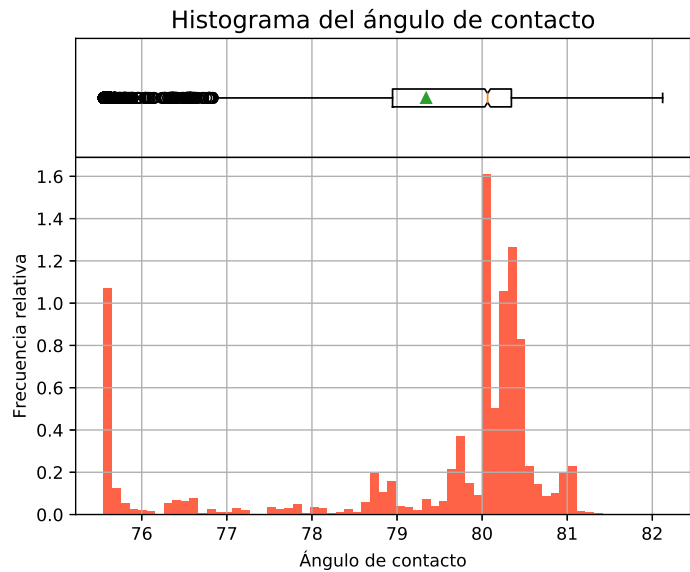


Figura 8.7: Histograma de los valores de ángulo de contacto al término del proceso de LSWF. Estos valores se calcularon a partir de la [Ecuación 6.1](#) y fueron empleados para el algoritmo de drene primario.

## 8.4. Presión capilar

A partir de los valores de ángulo de contacto, se resuelve el algoritmo de drene primario en la red (véase [Apéndice B](#)). En principio, para cada iteración del problema de flujo y transporte, se realizó drene primario de forma desacoplada. En este algoritmo, el agua de inyección es considerada como el fluido mojante, mientras que un aceite de interés es el fluido no mojante. Como resultado al algoritmo, es obtenida la curva de presión capilar. Mediante la simulación desacoplada de flujo-transporte-drene primario, se observa como es que el cambio de concentración de sal en la red,

que representa al proceso *LSWF*, desplaza y modifica la curva de presión capilar del sistema. A este nivel de estudio, el impacto que tiene el cambio de mojabilidad es la de modificar o establecer zonas preferenciales de flujo, así como una redistribución del aceite, dado que la presión capilar en una garganta dada puede incrementar o disminuir. Para la red C2-Yousef, la [Figura 8.8](#) muestra las curvas de presión capilar debidas a la etapa LS. En el gráfico (a), se presentan las curvas de presión capilar para diferentes tiempos de simulación (el tiempo de simulación para cada curva está descrito como  $t = \text{número de curva} \times 2 \times 70$  [s]). En (b) se gráfica  $p_c$ - $s_w$  para el inicio y término de la etapa de baja salinidad.

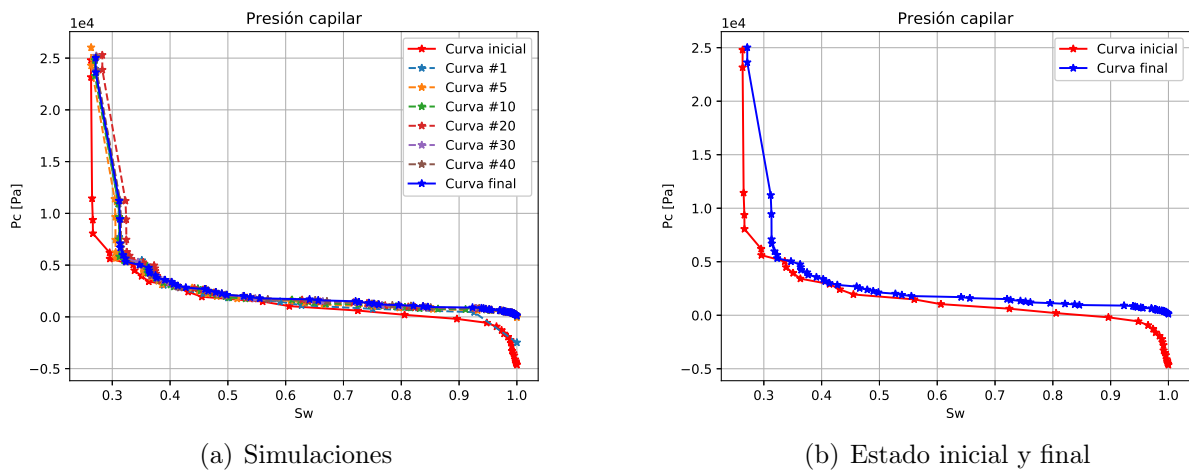


Figura 8.8: Curvas de presión capilar que muestran el efecto de la salinidad. (a) Curvas de presión capilar para diferentes tiempos de la simulación de inyección LS, en las cuales se observa un ligero cambio en la mojabilidad del sistema roca-fluido; el sistema cambia a una mojabilidad más afín al agua. El tiempo de simulación para cada curva está descrito como  $t = \text{número de curva} \times 2 \times 70$  [s]. (b) Presenta las curvas de presión capilar al inicio (rojo) y final (azul) 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 tendencia al aceite. Esto se visualiza en la [Figura 8.8](#), 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 el gráfico (b) de la [Figura 8.8](#)). En general, al término del proceso *LSWF*, la mojabilidad del sistema posee una ligera preferencia hacia el agua; es decir, existe una ligera modificación de la mojabilidad debido al proceso *LSWF*. Sin embargo, es difícil establecer una clara y significativa diferencia en el cambio de mojabilidad para este caso de estudio, dado que el rango de ángulo de contacto ( $92^\circ - 76^\circ$ ) pertenece al de mojabilidad intermedia o neutra.

Tras obtener la 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 y Corey, 1964). 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  $p_c(s_w, \theta, \sigma, \dots)$ , lo cual queda como tema de estudio futuro. La Figura 8.9 presenta los ajustes de curvas obtenidos para presión capilar. El ajuste no toma en cuenta el cambio de mojabilidad del sistema, por lo que el cálculo excluye los datos  $(s_w, p_c)$  para presión negativa. En el gráfico (a) es mostrado el ajuste  $p_c(s_w)$  para el inicio de la etapa LS, mientras que (b) es para el término de la etapa. Los parámetros de ajuste son mostrados en la Tabla 8.8.

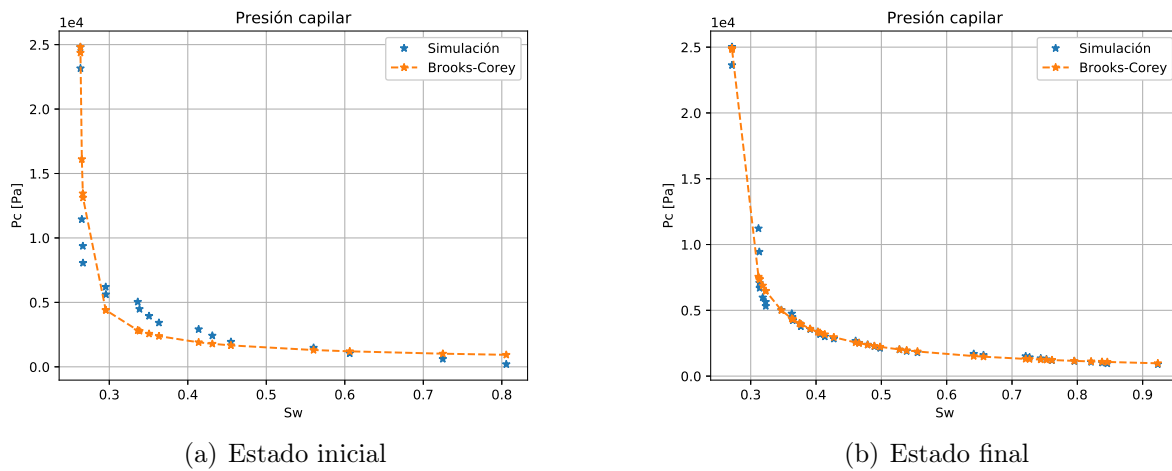


Figura 8.9: Ajuste de curvas de presión capilar para el (a) inicio y (b) final de la etapa de recuperación mejorada de aceite. Los puntos en color azul representan los valores calculados en el algoritmo de drene primario. Los puntos de color naranja son obtenidos con el modelo  $p_c(s_w)$  ajustado; la línea naranja punteada muestra la tendencia de la curva.

Tabla 8.8: Ajuste de curva de presión capilar empleando el modelo de Brooks-Corey.

Parámetros de ajuste	HS	LS
Exponente $\lambda$	1.78	1.24
Coefficiente $p_t$	989	1002
Saturación residual de agua ( $s_{wr}$ )	0.26	0.27
Saturación residual de aceite ( $s_{or}$ )	0.25	0.1

## 8.5. Permeabilidad relativa

Es empleado el modelo de Rodríguez y Teyssier (1974) para estimar las curvas de permeabilidad relativa. La Figura 8.10 muestra las curvas de permeabilidad relativa del aceite  $k_{ro}$  y del agua  $k_{rw}$  para el inicio y término de la etapa LS. En la Figura 8.10, 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 0.15, 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 de agua irreductible. 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 sistema posee un sutil cambio de la mojabilidad; el cruce de las curvas iniciales se mueve de  $s_w = 0.66$  a 0.68. Además, antes de que el aceite sea móvil en la red, la permeabilidad relativa al agua se incrementa de 0.15 a 0.40 (extremos de la curvas de  $k_{rw}$ ), para los estados inicial y final.

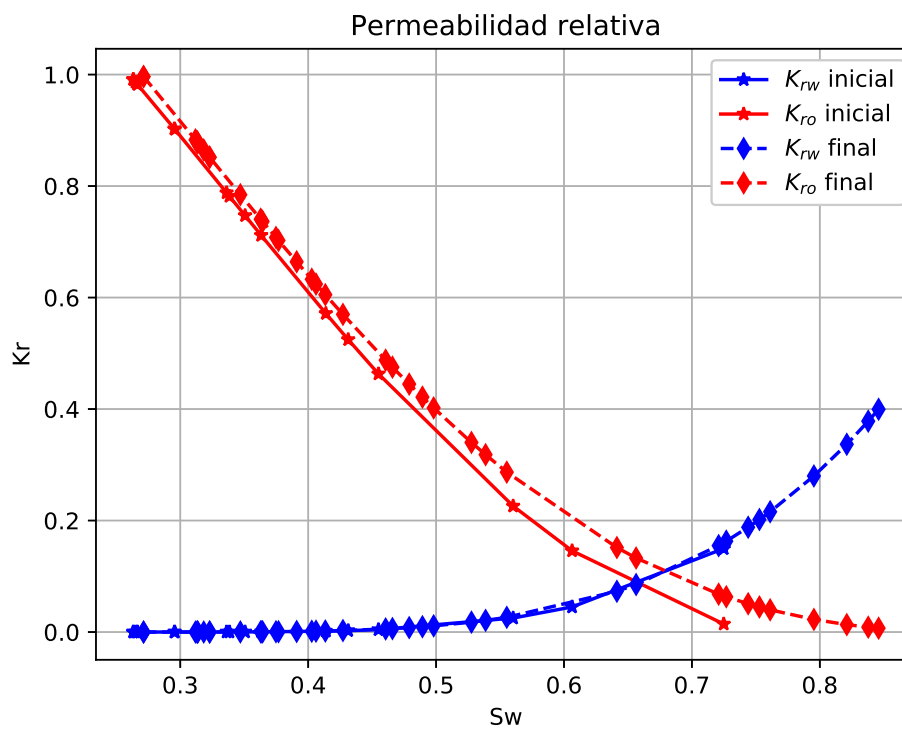


Figura 8.10: Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas de color rojo muestran el comportamiento de la permeabilidad relativa del aceite  $k_{ro}$ , mientras que las azules la del agua  $k_{rw}$ . Las curvas de línea continua son para el inicio de la etapa de baja salinidad; las líneas punteadas indican el término de la etapa. Estas curvas muestran un ligero cambio en la mojabilidad del sistema roca-fluido, debido al efecto de la salinidad.

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 que se obtienen del ajuste se muestran en la [Figura 8.11](#).

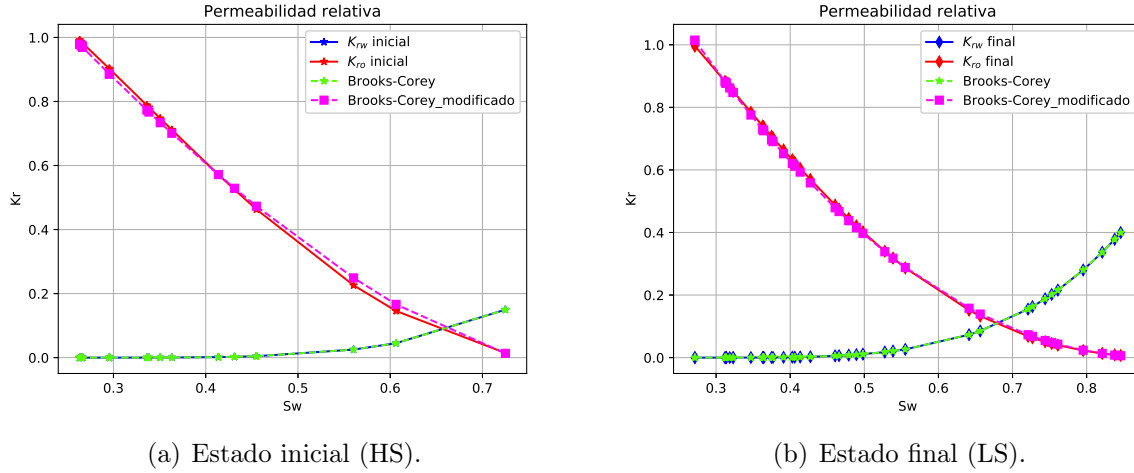


Figura 8.11: Ajustes de las curvas de permeabilidad relativa. En el ajuste de la permeabilidad relativa del agua se empleó el modelo de Brooks-Corey, mientras que para la permeabilidad relativa del aceite se consideró un modelo Brooks-Corey modificado. (a) Ajuste para la etapa de alta salinidad y (b) de baja salinidad.

En la [Tabla 8.9](#) se resumen los parámetros del ajuste de las curvas de permeabilidad relativa. Las curvas obtenidas a partir de la metodología propuesta 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 pudieran ser modificadas y/o ajustadas las curvas de permeabilidades relativas durante el ajuste de la curva de producción de los experimentos de recuperación.

Tabla 8.9: Principales valores de las curvas de permeabilidad relativa y parámetros de ajuste.

Parámetro	HS	LS
Extremo del agua ( $k_{rw}^0$ )	0.15	0.40
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

## 8.6. Análisis de resultados

En este caso de estudio se evaluaron los efectos de la salinidad sobre el ángulo de contacto para un carbonato. Por lo cual, se consideró información de libre acceso para los tamaños de poros y gargantas. Estos datos provienen del procesamiento de imágenes de alta resolución, las cuales fueron obtenidas por microtomografía computarizada. Aunque esta información pertenece a un carbonato genérico, se consideró a la porosidad y la permeabilidad para generar un medio análogo

a una muestra de carbonato empleado en pruebas experimentales de recuperación vía *LSWF*, a escala de núcleo. Con base en esta nueva información de tamaños de poros y gargantas, se estableció un modelo de red de poros representativo del carbonato de interés. Sin embargo, para el caso de estudio se consideró la misma topología del carbonato genérico, por lo que no se aborda la influencia de la conectividad del carbonato de interés sobre las propiedades efectivas.

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 de permeabilidad relativa.

En la inyección de agua de alta salinidad, la red alcanza una mojabilidad con mayor preferencia hacia el aceite, comportamiento que se refleja en la curva de presión capilar. En esta curva se presentan valores negativos de  $p_c$ , lo cual indica que parte de la red posee mojabilidad por el aceite. Esta condición se modifica tras finalizar el proceso *LSWF*, donde la nueva mojabilidad de la red tiene una mayor afinidad al agua, lo que se observa en la curva de presión capilar correspondiente. Este cambio de mojabilidad se reafirma en las curvas de permeabilidad relativa, donde se aprecia un ligero desplazamiento de la curva inicial hacia la derecha, dando lugar a la curva correspondiente al proceso *LSWF*. Para estos estados de la simulación, en el cruce de las curvas de  $k_r$ , la saturación de agua  $s_w^{cross}$  pasa de 0.66 a 0.68. A pesar de ser un cambio no tan significativo, este comportamiento es característico en sistemas que presentan cambio de mojabilidad.



## Conclusiones y trabajo futuro

En este trabajo se investigó el impacto de la inyección de agua de baja salinidad sobre las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa mediante el enfoque de red de poros. En el enfoque de red de poros la estructura interna del medio se discretiza a través de una red de tuberías o capilares, las cuales poseen formas regulares, por lo que los fenómenos modelados involucran tanto la geometría como la conectividad del medio. Por esta razón, un modelo de transporte advectivo-difusivo fue desarrollado, implementado y validado para el enfoque seleccionado. Este modelo calcula el valor de la concentración efectiva tanto en los poros como en las gargantas de la red. En la literatura, la mayoría de los modelos de transporte sólo determinan la concentración en poros; por lo cual, el modelo aquí presentado posee una ligera ventaja sobre los primeros. Dado que la presión capilar es regida por las gargantas, el conocer la concentración efectiva en gargantas permite evaluar el impacto que tiene la salinidad sobre las curvas de presión capilar.

En comparación con los enfoques clásicos, una ventaja de las redes de poros es que el cálculo de la presión capilar se vuelve una tarea no tan compleja. El algoritmo empleado toma fundamentos de la teoría de percolación, siendo el enfoque de percolación de invasión la que permite describir el proceso físico de drene primario, del cual son obtenidas las curvas de presión capilar. Este algoritmo toma en cuenta la ecuación de Young-Laplace para tubos capilares y tiene como parámetros el radio de garganta, la tensión interfacial y el ángulo de contacto. La forma de relacionar la salinidad y la presión capilar es a través del ángulo de contacto; se consideró una ecuación lineal para el ángulo de contacto en función de la concentración efectiva. A pesar de que esta expresión no toma en cuenta algún otro mecanismo de *LSWF*, ni parámetros geométricos de la red de poros, los valores obtenidos concuerdan con el comportamiento esperado y reportado en la literatura. A partir de esta expresión, se observaron durante y al término de la simulación la existencia de una distribución de ángulos de contactos en las gargantas de la red. Este hecho denota la variabilidad espacial del ángulo de contacto debida al proceso *LSWF*. Esta condición sugiere que al menos la mojabilidad debe investigarse a una escala pequeña como la de poro.

El modelo de estudio fue aplicado en dos casos para describir a una arenisca y a un carbonato. La simulación del proceso de inyección de agua de baja salinidad fue establecida a partir de información experimental y de la literatura. De las simulaciones se estimaron las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa para cada paso de tiempo. En el caso de la arenisca, se contó



con la mínima información requerida para establecer el caso de estudio. No obstante, los modelos ajustados de  $p_c(s_w)$  y  $k_r(s_w)$  son muestra de que el flujo de trabajo empleado puede conformar una herramienta para la estimación de propiedades efectivas de flujo. Ésto tuvo mayor impacto en el caso de carbonato; en cierto grado, las curvas obtenidas pueden considerarse características de la prueba experimental de donde se tomó la información de entrada. Sin embargo, dado que no se contó con imágenes de la muestra propia, este trabajo tuvo que recurrir a información de libre acceso para generar una red análoga. La porosidad y la permeabilidad absoluta fueron las propiedades que permitieron pasar de un medio genérico a el medio de los casos de estudio. En general, en cada caso desarrollado, las curvas de presión capilar muestran un ligero cambio de mojabilidad; el sistema pasa de una mojabilidad intermedia o neutra a una mojabilidad más afín al agua. Estos efectos se confirman en las curvas de permeabilidad relativa.

Este trabajo siguió una metodología sistemática propuesta para estudiar el proceso de inyección de agua de baja salinidad mediante el enfoque de red de poros. La principal ventaja de esta metodología es que posee un carácter general y a la misma vez flexible, ya que las etapas y la secuencia de trabajo no son restrictivas. Además, esta propuesta puede emplearse en cualquier fenómeno de interés para medios porosos. Sin embargo, en el flujo de trabajo sugerido, diferentes áreas multidisciplinarias pueden ser requeridas, tales como la estadística, geoestadística, procesamiento de imágenes, ajuste de curvas, entre otras. Este estudio se caracteriza por presentar una metodología sistemática. En la literatura sobre modelos de red de poros, se han reconocido técnicas y procedimientos recurrentes para el estudio de diferentes fenómenos, pero no se ha establecido un flujo de trabajo concreto para esta escala.

A lo largo del desarrollo de la investigación, varias áreas de estudio fueron ubicadas como complementarias o para extender los alcances del tema de estudio. Sin embargo, estos campos son consideradas como trabajo futuro y/o oportunidades de estudio para el lector. Respecto a las imágenes de alta resolución, la incorporación de técnicas estocásticas tanto en el estudio de la variabilidad espacial del medio como en el procesamiento de imágenes es sugerida. Esto es debido a que el análisis y la información de una sola muestra de roca no pueden ser considerados como representativos del medio. Asimismo, una gran oportunidad de trabajo es establecer una biblioteca digital de libre acceso para la caracterización de rocas genéricas del país (véase *The Imperial College Consortium on pore scale modelling* y *The Digital Rocks Portal*). En este trabajo, se muestra el cambio de la mojabilidad debido a la salinidad. En el proceso *LSWF* se han propuesto varios mecanismos que propician la recuperación de aceite. Mecanismos como el transporte de finos, el intercambio iónico multicomponente y la disolución mineral pueden ser abordados con el enfoque de red de poros. Además, en el contexto presentado, no solo el ángulo de contacto puede verse afectado por la salinidad; la tensión interfacial y la viscosidad pueden presentar cambios en su comportamiento debidos al *LSWF*. Otro punto es el modelo de transporte para el enfoque de red de poros; éste puede extenderse al considerar procesos de reacción-adsorción. Esta característica, por ejemplo, permitiría modelar tanto el crecimiento/disolución de poros y gargantas como el desprendimiento de finos. Por último, respecto a la estructura de las redes de poros, queda aún por examinar formas irregulares para la representación de poros y gargantas, lo cual se sumaría a los efectos sobre la mojabilidad.

## Ecuaciones constitutivas

### A.1. Algunos conceptos

Con base en ([Arana \*et al.\*, 2007](#)) y ([Lake, 1983](#)):

#### 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.

#### 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; Martínez-Mendoza y Díaz-Viera, 2018).

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

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.

### A.3.1. Modelo de Brooks-Corey

Uno de los modelos más usados en la industria petrolera y en física de suelos es el de Brooks y Corey (1964). Brooks y 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

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

### A.3.2. 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 y 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 de diferentes diámetros, se puede estimar la permeabilidad absoluta del medio a partir de la curva de presión capilar. No obstante, este enfoque no toma la conectividad del medio (Honarpour, 1986). En un

medio que se encuentra totalmente saturado por un fluido, la permeabilidad absoluta es (Peters, 2012):

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

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 mojannte  $k_{ew}$  como

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

Teniendo una estimación de permeabilidad absoluta y permeabilidad efectiva, se puede calcular la permeabilidad al fluido mojannte,  $k_{rw} = k_{ew}/k$ , 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.

#### A.4.1. Modelo de Burdine(1953)

Burdine (1953) propusó 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 debidos a la saturación. Los términos  $(s_e)^2$  y  $(1 - s_e)^2$  expresan los cambios de tortuosidad ocasionados por la saturación.

#### A.4.2. Modelo de Rodríguez y Teyssier(1973)

Con base en un modelo conceptual de tubos capilares para reproducir el desplazamiento de un fluido mojante por uno no mojante en un medio poroso, ([Rodríguez y Teyssier, 1974](#)) establecen las siguientes expresiones de las permeabilidades relativas a partir de los valores experimentales de la presión capilar:

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

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

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

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.



## Drene primario en redes de poro

Sea un medio poroso que inicialmente está completamente saturado con agua y es mojado por agua. Posteriormente, una fase no mojante (por ejemplo, aceite) ingresa al medio poroso. Además, este proceso se lleva a cabo con la suficiente lentitud como para que la caída de presión en el aceite (según la ley de Darcy) sea pequeña en comparación con la presión capilar. Este proceso se denomina drene primario y es el proceso por el cual el petróleo migra de la roca generadora hacia la roca almacén.

De acuerdo con la ecuación de Young-Laplace, la fase no mojante invadirá preferentemente los espacios de poro más grandes, donde el radio de poro es mayor, lo que da como resultado una presión capilar más baja. Una presión capilar más baja significa que, para una presión de fase mojante determinada, se necesita una presión de fase no mojante menor para lograr la invasión. A medida que aumenta la presión de la fase no mojante, se puede acceder a regiones más pequeñas del espacio poroso (radios más pequeños). Como consecuencia, el drene primario procede como una secuencia de eventos de llenado, accediendo a poros progresivamente más pequeños. En una representación de red, la invasión de poros es fácil, ya que estos son más grandes que las gargantas conectoras. Por lo tanto, la invasión de la fase no mojante está controlada por el radio de garganta. La fase no mojante invadirá al poro que está conectado a una garganta que ya ha sido invadida por la fase no mojante. Esta garganta más grande y el poro contiguo se llenan, y luego nuevamente se llena la garganta de mayor radio. Esto es técnicamente conocido como un proceso de percolación de invasión ([Wilkinson y Willemsen, 1983](#)): la red de poros es invadida en orden de los tamaños (las gargantas más grandes son las primeras en invadirse), con la restricción de que la fase invasora (no mojante) debe estar conectada a la entrada. Hay sutilezas relacionados con el entrapamiento de la fase mojante, pero, en general, este es un buen modelo para drene primario y el entendimiento del desplazamiento de fluidos.

### B.1. Ecuación de Young-Laplace

Debido a que la red se encuentra inicialmente ocupada por agua (fase mojante,  $w$ ), el desplazamiento que gobierna es el tipo pistón, en el cual un elemento (poro/garganta) sólo puede ser invadido si tiene elementos vecinos ya invadidos por aceite (fase no mojante,  $nw$ ) ([Valvatne, 2004](#)). La presión capilar requerida para que el aceite invada un elemento lleno de agua está dada por la



ecuación de Young-Laplace:

$$p_c = p_{nw} - p_w = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (\text{B.1})$$

Donde  $\sigma$  es la tensión interfacial,  $R_1$  y  $R_2$  son los radios de curvatura de la interfase. Cuando conocemos la forma del poro/garganta y el ángulo de contacto podemos utilizar expresiones que sean más fáciles de evaluar. Para una garganta de sección transversal circular tenemos:

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

Donde  $\theta$  es el ángulo de contacto y  $r$  es el radio inscrito.

Para elementos de forma poligonal, las expresiones de presión capilar se vuelven complejas a medida que el fluido mojante permanece en las esquinas del elemento y forma un arco menisco. Las presiones se determinan a través de un balance de fuerza sobre la interfase en el conducto. Esta técnica se conoce como el método de Mayer, Stowe y Princen (MS-P) (Mason y Morrow, 1991).

## B.2. Ciclos de desplazamiento de fluidos

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%.

La **imbibición** describe un proceso donde la saturación de la fase mojante aumente en el medio poroso. Se llama imbibición espontánea si la presión capilar es positiva y se llama imbibición forzada si es negativa. La imbibición primaria ocurre cuando el proceso comienza con el 100% de saturación de fase no mojante.

El **ciclo delimitante** es el que comienza en la saturación de fase mojante irreductible más baja y termina en la saturación de fase no mojante residual más baja.

El ciclo de presión capilar para un medio poroso dado (véase Figura B.1), donde la fase mojante es agua y la no mojante es aceite, está dado como:

1. **Drene primario:** En  $s_w = 1$ , el inicio de drene primario, una presión de “entrada” debe superarse antes de que el aceite pueda ingresar a la muestra. Al disminuir la saturación de agua, la presión capilar aumenta a valores muy altos. Esto significa que cuando se inyecta aceite en este sistema, se requiere una presión de inyección cada vez mayor para expulsar el siguiente volumen de agua. La presión capilar tiende a infinito al alcanzar la saturación de agua irreductible  $s_{wi}$ .
2. **Imbibición espontánea:** Cuando la presión del aceite disminuye lentamente, el agua se embebe espontáneamente y la saturación de aceite disminuirá. En general, la presión capilar disminuye y es menor que la presión capilar de drene para la misma saturación, lo cual es

conocido como histéresis capilar. Cuando la presión del aceite es igual a la presión del agua ( $p_c = 0$ ), la saturación alcanza la saturación de agua para imbibición espontánea  $s_{wsp}$ . El aumento de la saturación desde este punto sólo puede lograrse forzando la entrada de agua, aumentando la presión del agua por encima de la presión del aceite. Por definición, la presión capilar se vuelve negativa (Ecuación B.1). Para expulsar la siguiente cantidad de aceite se requiere una presión de agua cada vez mayor, hasta que se haya alcanzado la saturación de aceite residual  $s_{or}$ . Es importante notar que la presión capilar  $p_c$  tiende a infinito en las saturaciones de agua cercanas a  $s_w = 1 - s_{or}$ . En conclusión, una presión capilar negativa significa que se requiere aplicar una mayor presión de inyección de agua para desplazar el aceite de la muestra.

3. **Drene secundario:** Cuando la presión del agua disminuye lentamente, el aceite se embebe espontáneamente y su saturación disminuirá. La presión capilar aumenta y será mayor que la presión capilar de imbibición para la misma saturación, como resultado de la histéresis capilar. En  $p_c = 0$  la curva de presión capilar cruza la saturación de aceite para imbibición espontánea  $s_{osp}$ . El aumento de la presión de aceite (y por lo tanto de  $p_c$ ) causa una disminución de la saturación de agua (drene forzado). Alrededor de  $s_{wi}$  la presión capilar se vuelve infinitamente grande.

## B.3. Algoritmo para simular drene primario en una red de poros

Los desplazamiento de un fluido por otro fluido inmisible en un medio poroso son conocidos en la literatura de ingeniería de yacimientos petroleros como procesos de drene e imbibición. Un gran número de factores afectan a esta clase de fenómenos, tales como: fuerzas capilares y de gravedad, las viscosidades de los fluidos, la tensión interfacial que los separa, las propiedades físicas del medio, así como su conectividad (Sahimi, 2011). La presente investigación se enfoca solamente a pruebas de drene, en el cual un fluido mojante que inicialmente satura al medio es desplazado por un fluido no mojante.

### B.3.1. Hipótesis generales

1. Se consideran dos fases inmiscibles: invasora y defensora
2. Inicialmente, la fase defensora ocupa totalmente al medio
3. La fase invasora desplaza a la defensora del medio
4. Las fases no reaccionan entre ellas, ni con el medio
5. La presión de la fase defensora es cero y se mantiene así durante todo el proceso
6. Inicialmente, la presión de la fase invasora es cero
7. No se consideran fuerzas viscosas y de gravedad
8. El medio poroso es una fase sólida
9. No hay reacción del medio con las fases que alberga
10. No hay aporte de finos

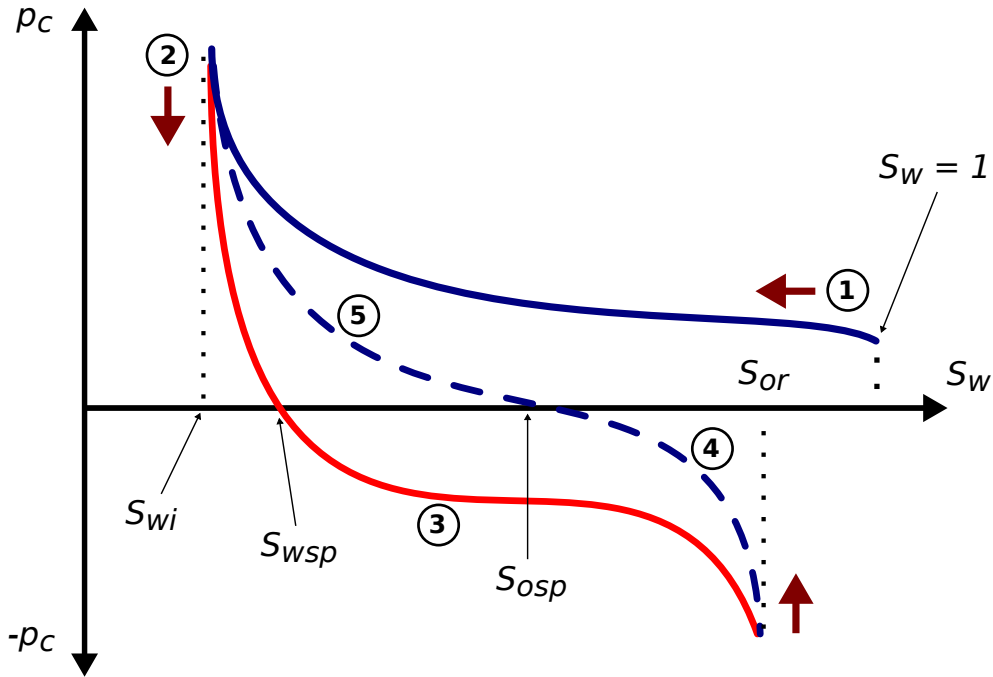


Figura B.1: Ciclo de desplazamiento de fluidos. (1) Sea el fluido mojante agua, en drenaje primario el espacio de poros inicialmente está ocupado en su totalidad por agua ( $s_w = 1$ ). Conforme se desplaza al agua del medio,  $s_w$  disminuye y aumenta la presión capilar  $p_c$  (curva azul continua). Al final de drenaje primario, se alcanza una saturación de agua irreductible  $s_{wir}$  y las porciones del espacio de poro en contacto con el aceite pueden alterar su mojabilidad. (2) Luego, se produce una invasión de agua (curva roja continua). Esto ocurre a una presión positiva, llenando la mayoría de los poros y gargantas mojados por agua ( $p_c$  positiva). Este proceso es conocido como imbibición espontánea. (3) La imbibición espontánea es seguida por un desplazamiento forzado, donde la presión del agua excede a la del aceite ( $p_c$  negativa). Este proceso finaliza cuando se alcanza la saturación de aceite residual  $s_{or}$ . La secuencia de desplazamiento final es la reinvasión de aceite (curva azul punteada). (4) Los poros y gargantas mojados por aceite son llenados en un proceso de imbibición espontánea ( $p_c$  negativa), seguido de un drenaje secundario (5), cuando la presión del aceite excede la presión del agua ( $p_c$  positiva).

### B.3.2. Algoritmo

El modelo de desplazamiento considera fundamentos de la teoría de percolación, ya que permite representar el avance de la fase de forma sistemática (Sahimi, 2011), siendo la presión capilar el discriminante para el proceso de invasión. El cálculo de este parámetro depende tanto de la forma geométrica del conducto como de las características de la fase. Para este trabajo, al ser las gargantas del Modelo de Red de Poros representadas por cilindros, se considera la ecuación de Young-Laplace.

$$p_c = \frac{-2\sigma \cos \theta}{r} \quad (\text{B.3})$$

Donde  $p_c$  es la presión capilar,  $\sigma$  la tensión interfacial,  $\theta$  el ángulo de contacto y  $r$  el radio de garganta.

Incorporando la ecuación de Young-Laplace en el modelo de desplazamiento inmisible, es generada una secuencia de las gargantas y poros que son ocupados por la fase invasora. Esto representa el avance de la fase a través del medio poroso. El algoritmo de drenaje primario comienza con el incremento de la presión de la fase invasora en una fuente establecida (entrada) hasta que ésta

exceda la presión de entrada. La presión de entrada la define la garganta con el mayor diámetro, perteneciente a la cara de la red definida como entrada. Debido a que el diámetro de un poro es mayor al de una garganta, el elemento que controla el desplazamiento es la garganta. Así que, cuando la presión es suficiente para invadir una garganta, la fase invasora ocupará el poro conectado a la garganta. Si no hay más poros que sean ocupados a esta presión, la presión de la fase invasora se incrementará y nuevos poros serán ocupados por la fase invasora. El proceso de drene continua hasta que las últimas gargantas objetivo (salida) sean ocupadas.

### B.3.3. Curva de presión capilar

Teniendo la secuencia de invasión y la presión a la cual se lleva a cabo, se puede realizar el cálculo de las saturaciones para el proceso de drene y con ello obtener un gráfico de presiones capilares. Para el Modelo de Red de Poros, la saturación de la fase invasora se describe como

$$S_{inv} = \frac{\sum \text{Volumen de poros y gargantas invadidos}}{\sum \text{Volumen de todos los elementos de la red}} \quad (\text{B.4})$$

Y la de la fase defensora

$$S_{def} = 1 - S_{inv} \quad (\text{B.5})$$

### B.3.4. Permeabilidad relativa

Los métodos de desplazamiento inmiscible y de flujo tipo Stokes permiten estimar un comportamiento de la permeabilidad relativa de dos fases, ya que el primer método obtiene una configuración estática de las fases y del segundo la permeabilidad. La permeabilidad relativa, la cual relaciona la permeabilidad efectiva a una fase y la permeabilidad absoluta, manifiesta la fase dominante en un flujo multifásico.

$$K_r^\alpha = \frac{K_{eff}^\alpha}{K} \quad (\text{B.6})$$

Donde  $K_{eff}^\alpha$  es la permeabilidad efectiva a una fase  $\alpha$ , la cual es la permeabilidad del medio cuando una fase no lo satura totalmente ( $S < 100\%$ ). Esta propiedad expresa la preferencia del flujo de una fase en presencia de otro ente inmiscible. Para flujo de dos fases se considera la ley de Darcy.

$$K_{eff}^\alpha = \frac{\mu_\alpha Q_\alpha L}{A(p_{in} - p_{out})}, \quad S_\alpha < 100\% \quad (\text{B.7})$$

Al considerar dos fases en el modelo de red de poros se debe de resolver la presión separadamente, y calcular el flujo total referente a cada fase.



## Efectos de la mojabilidad sobre presión capilar y permeabilidad relativa

Cuando una roca contiene más de un fluido ocupando su espacio poroso, la mojabilidad es la que determina la preferencia de la roca a estar en contacto con alguno de los fluidos. La mojabilidad es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido. Un parámetro que refleja tal preferencia es el ángulo de contacto  $\theta$ . La [Figura C.1](#) esquematiza el ángulo de contacto en un sistema roca-fluido.

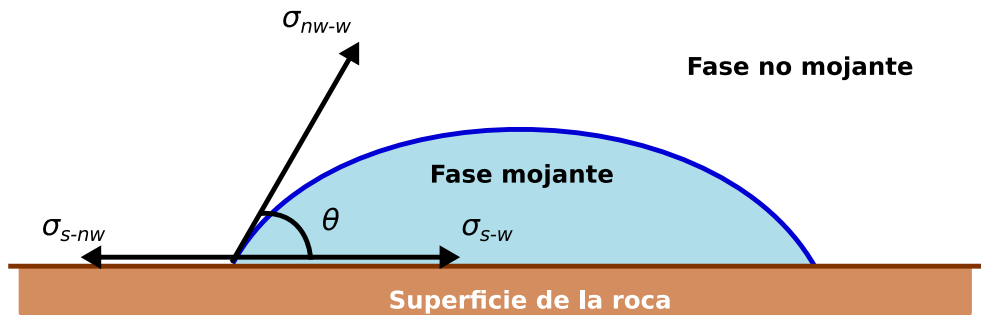


Figura C.1: El ángulo de contacto es un parámetro que refleja el grado de mojabilidad.

La mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se ha demostrado que si la roca es mojable por agua, la permeabilidad relativa al aceite es muy superior al caso en el que la roca sea mojable por aceite. Esto es debido a que la fase mojanante (en este caso el agua) está adherida a la roca, disminuyendo de esta manera su movilidad.

El valor del ángulo de contacto puede variar desde  $0^\circ$  hasta  $180^\circ$ , como límites. Los ángulos de contacto menores a  $90^\circ$ , medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por agua. Los ángulos de contacto mayores de  $90^\circ$ , indican condiciones de mojabilidad preferentemente por aceite. Un ángulo de contacto exactamente de  $90^\circ$  indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia de ser mojada por el agua o por el aceite.

También han aparecido referencias a la mojabilidad en un sentido cualitativo. En la literatura técnica, aparecen los términos “fuertemente mojados por agua”, “fuertemente mojados por aceite”

o “mojabilidad intermedia”. Rara vez se indican los límites cuantitativos de estos términos cualitativos de mojabilidad. Sin embargo, a veces se usan los límites aproximados siguientes: los ángulos de contacto cercanos a  $0^\circ$  y a  $180^\circ$  se consideran respectivamente como fuertemente mojados por agua o por aceite. Los ángulos de contacto cercanos a  $90^\circ$  tienen una moderada preferencia de mojabilidad y cubren la gama llamada “mojabilidad intermedia” (véase [Tabla C.1](#)).

Tabla C.1: Clasificación de la mojabilidad para un sistema aceite-agua ([Zheng, 2016](#)).

Mojabilidad	Ángulo de contacto
Completamente mojado por agua	$0^\circ$
Fuertemente mojado por agua	$0^\circ - 50^\circ$
Débilmente mojado por agua	$50^\circ - 70^\circ$
Mojabilidad intermedia o neutra	$70^\circ - 110^\circ$
Débilmente mojado por aceite	$110^\circ - 130^\circ$
Fuertemente mojado por aceite	$130^\circ - 180^\circ$
Completamente mojado por aceite	$180^\circ$

Es importante tener en cuenta que esta clasificación de mojabilidad sólo se utiliza como referencia, ya que a menudo los ángulos de contacto se miden estáticamente en superficies planas, y no pueden representar la rugosidad de la superficie y las condiciones de flujo que se pueden encontrar en el transporte de fluidos en un yacimiento. En medios porosos, los ángulos de contacto pueden ser difíciles de medir y no necesariamente permanecer constantes.

## C.1. Influencia de la mojabilidad sobre la presión capilar

La presión capilar es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferente la roca. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de absorber el fluido mojante y de repeler al no mojante. Generalmente, la presión capilar se expresa como la presión de la fase que no moja, menos, la presión de la fase que moja, es decir:

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (\text{C.1})$$

### C.1.1. Presión capilar a partir de drene e imbibición

Hay dos tipos básicos de procesos de presión capilar: drene e imbibición. En un proceso de drene, el fluido no mojante desplaza el fluido mojante del medio poroso, mientras que el proceso inverso ocurre para la imbibición. En general, existe histéresis en la presión capilar ya que la historia de saturación varía, lo que hace que las curvas de drene e imbibición sean diferentes. Para establecer una curva de presión capilar por drene, la saturación de la fase mojante se reduce desde su máximo al mínimo irreductible al aumentar la presión capilar desde cero hasta un valor máximo positivo. En imbibición, para desarrollar una curva de presión capilar se incrementa la saturación de la fase mojante. Es importante notar que se pueden medir dos secciones claramente diferentes de la curva de imbibición. La primera es la curva de imbibición espontánea, que se determina inmediatamente después de la medición de la presión capilar por drene. La segunda sección es

la curva de imbibición forzada, donde la presión capilar se reduce de cero a un valor negativo (Anderson, 1987a).

La Figura C.2 muestra la curva de presión capilar de un sistema aceite-agua para una arenisca, la cual está inicialmente saturada por agua y es fuertemente mojada por dicho fluido. En la gráfica, se observa que la presión del aceite excede la del agua antes de que el aceite entre en la roca, obteniendo así presiones positivas. La presión inicial del sistema,  $p_c(s_w = 1)$ , comúnmente se denomina “presión de entrada” o “presión de desplazamiento”, y es una medida del grado de mojabilidad de la roca, de la tensión interfacial aceite-agua y del diámetro de poro más grande en el exterior de la muestra de roca. Una alta presión de desplazamiento indica un marcado grado de mojabilidad y/o poros pequeños. La fuerte mojabilidad por agua hace que las áreas debajo de las curvas de drene e imbibición forzada difieran significativamente. Debido al cambio favorable de energía libre, se debe hacer poco o ningún trabajo durante la imbibición, cuando el agua desplaza al aceite. Por el contrario, se requiere una gran cantidad de trabajo durante el drene cuando el aceite desplaza al agua. (Anderson, 1987a).

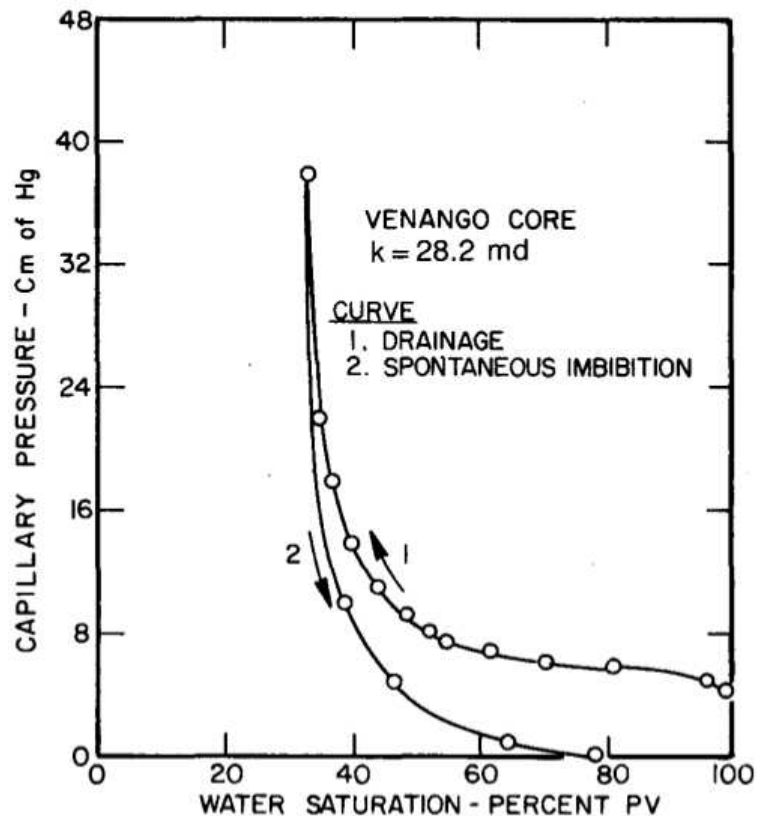


Figura C.2: Curva de presión capilar para un sistema aceite-agua en una arenisca fuertemente mojada por agua (Anderson, 1987a).

En una muestra de arenisca preferentemente mojada por aceite se puede observar similitudes de las curvas de presión capilar durante drene e imbibición. La Figura C.3 presenta una curva de presión capilar de una arenisca con mojabilidad al aceite. Las áreas bajo las curvas de presión capilar muestran que el trabajo requerido para este desplazamiento es mucho más pequeño que el



trabajo para el desplazamiento inverso, donde el fluido no mojante desplaza el fluido mojante del núcleo.

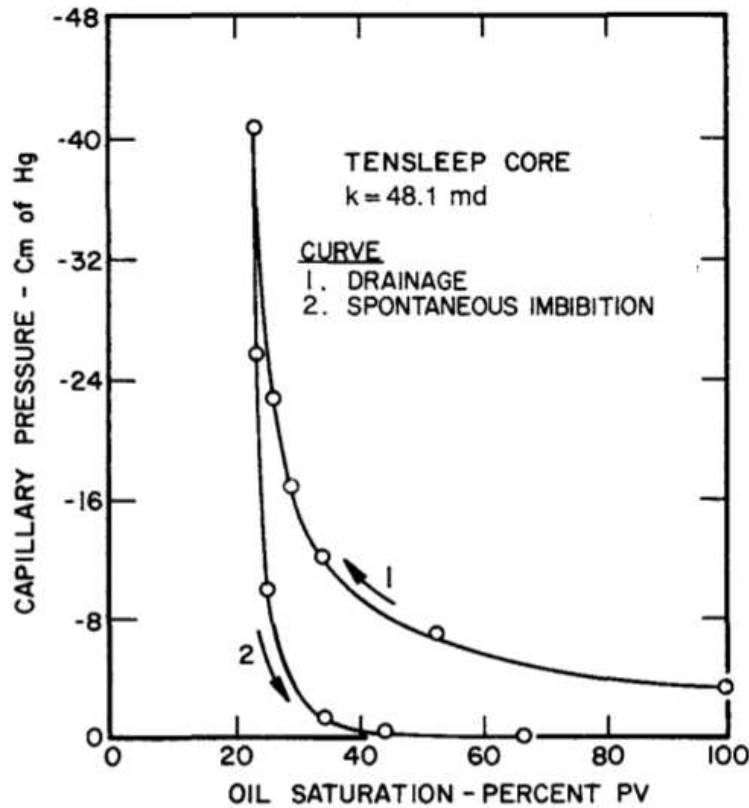


Figura C.3: Curva de presión capilar para un sistema agua-aceite en una arenisca preferentemente mojada por aceite (Anderson, 1987a).

A medida que el sistema de roca-aceite-salmuera posee una mojabilidad más neutra, se reduce la zona de transición y el área bajo la curva de presión capilar por drene. Esto ocurre debido a que se necesita menos trabajo en drene a medida que disminuye la preferencia de la superficie de la roca por el fluido mojante. Considere un sistema débilmente mojado por agua; más agua sería desplazada por el aceite a cualquier presión capilar dada, lo que daría una menor saturación de agua. Otra forma de expresar esto es que a cualquier presión capilar dada, el fluido no mojante (aceite) podría entrar en poros cada vez más pequeños a medida que se reduce la mojabilidad al agua del sistema. Además, la cantidad de fluido mojante (agua) embebido durante la curva de imbibición espontánea también disminuiría a medida que la mojabilidad del sistema se vuelve más neutra debido a que se reduce la fuerza impulsora. El comportamiento en un sistema mojado por aceite es análogo. A medida que el sistema se mueve de fuertemente mojado por aceite a un estado de mojabilidad neutra, el área bajo la curva de presión capilar por drene disminuiría, al igual que la cantidad de aceite de la imbibición espontánea.

## C.2. Influencia de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de otro o varios fluidos. La permeabilidad relativa a un fluido se define como la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al fluido del medio poroso. Esta propiedad de flujo es el efecto combinado de la geometría de poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

Las diferencias en las permeabilidades relativas son causadas principalmente por la distribución de fluidos. Si consideramos un núcleo mojado por agua, el agua se localizará en los poros pequeños y su efecto en el flujo de aceite será pobre, ya que no significará un bloqueo en el flujo del aceite, por lo que su permeabilidad efectiva será alta. De manera similar ocurrirá si se considera un núcleo mojado por aceite, solo que se invertirían las consideraciones.

En su trabajo, [Anderson \(1987b\)](#) concluye que para cualquier saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua se incrementa a medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo. Simultáneamente, la permeabilidad relativa al petróleo disminuye. El fluido mojante en un sistema de mojabilidad homogénea se localiza en los poros pequeños y como una película delgada en los poros grandes, mientras que el fluido no mojante se encuentra localizado en el centro de los poros grandes. En general, a cualquier saturación, la permeabilidad relativa a un fluido es alta cuando este es el fluido no mojante ([Anderson, 1987b](#)).

[Craig \(1971\)](#) presentó un conjunto de reglas prácticas que indican las diferencias entre las curvas de permeabilidades relativas de un sistema fuertemente mojado por agua y un sistema fuertemente mojado por aceite. Las reglas de [Craig \(1971\)](#) generalmente indican la mojabilidad de la roca, pero existen excepciones. Una razón de esto es que la permeabilidad relativa también depende de la saturación inicial y de la geometría de los poros ([Craig, 1971](#)).

Tabla C.2: Reglas prácticas propuestas por [Craig \(1971\)](#) para determinar la mojabilidad.

	Mojado por agua	Mojado por aceite
Saturación de agua irreductible	Usualmente mayor de 20 % a 25 % del volumen de poros (VP)	Generalmente menor al 15 % del VP, frecuentemente menor de 10 %
Saturación a la cual las permeabilidades relativas al agua y aceite son iguales	Saturación de agua mayor al 50 %	Saturación de agua menor al 50 %
Permeabilidad relativa al agua, a la máxima saturación de agua	Generalmente menor que 30 %	Mayor que 50 %, acercándose al 100 %



## Póster en congreso internacional

El siguiente póster fue presentado en *the InterPore 10<sup>th</sup> Annual Meeting and Jubilee*, con sede en Nueva Orleans, Luisiana, EE.UU, en mayo de 2018.

- Title: **Fluid flow property estimation using a pore network modeling approach**
- Type of presentation: Poster
- Co-authors: Martín A. Díaz-Viera (Instituto Mexicano del Petróleo), Ana T. Mendoza-Rosas (CONACYT-Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial)
- Minisymposium: MS1.27-Pore Scale Processes and Upscaling of Flow and (Reactive) Transport in Porous Media

### Abstract

This work presents a systematic methodology for flow and drainage characterization in porous media via pore network modeling. Pore network modeling is a technique that has been booming in recent years, and several authors have used it to obtain properties as absolute permeability, relative permeabilities and capillary pressures, which are commonly obtained by laboratory tests and/or experimental correlations. The scope of this work is to model flow and immiscible displacement and estimate absolute permeability and capillary pressure curves. With this in mind, the workflow begins choosing an open access carbonate's micro-CT image and its extracted network. The digital sample is similar to a rock sample used in a primary drainage test. From the available information, a statistical analysis to explore the network's topological properties and the medium's geometric properties is performed. This analysis will allow us to identify and propose spatial dependencies between some properties of the network elements. Then, through multiple realizations, equivalent networks are generated using OpenPNM, an open source pore-network modeling project. Subsequently, to simulate flow and primary drainage same conditions as those of the laboratory test are taken into account. The Hagen-Poiseuille model and invasion percolation with trapping are considered, for flow and primary drainage respectively. In primary drainage process, the equivalent pore network realizations give rise to a family of capillary pressure values that comprises a reliability window, i.e. a value range that capillary pressure can take for the medium under study. Finally, a capillary pressure model is fitted and the confidence intervals are validated.

# Fluid Flow Property Estimation Using a Pore Network Modeling Approach

MS 1.27: Pore Scale Processes and Upscaling of Flow and (Reactive) Transport in Porous Media

Edgar G. Martínez-Mendoza<sup>1</sup>, Martín A. Díaz-Viera<sup>2</sup>, Ana T. Mendoza-Rosas<sup>3</sup>

1) Universidad Nacional Autónoma de México, 2) Instituto Mexicano del Petróleo, 3) CONACYT-CIDESI

1)edgar.g.martinez@hotmail.com, 2)mdiazv@imp.mx, 3)ana.mendoza@cidesi.edu.mx



## Introduction

Pore network modeling is a technique that has been booming in recent years, and several authors have used it to obtain properties which are common obtained from laboratory tests and/or experimental correlations. However, most of the research to date has tended to focus on studying only one medium and its discretization rather than trying to generate multiple equivalent media. The latter is a key aspect to understand a whole system by means of a reliability window for objective properties.

## Objectives

1. Introduce a methodological approach based on pore network modeling to estimate fluid flow properties: porosity, absolute permeability and capillary pressure.
2. Lay the groundwork for future research into random networks.
3. Highlight the spatial dependence importance among pore network properties.

## Methodology

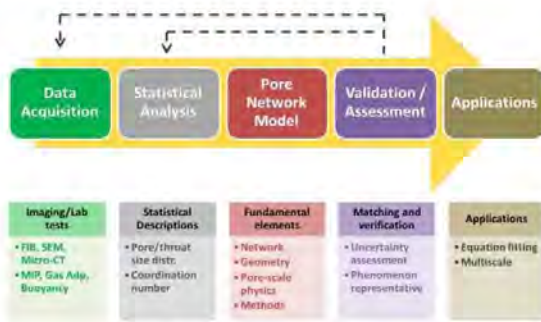


Figure 1: Methodological approach based on pore network modeling.

## Study case

The recreation of mercury intrusion in a carbonate sample is pursued. Same laboratory's conditions are considered. However, since image analysis services could not be accessed, open information is used.

Table 1: Carbonate samples reported in literature.

Property	Gharbi(2012)	Freire(2016)	Study case	C2
Mean coordination number	2.97	2.6+-0.2	—	2.37
Max. pore diameter [ $\mu m$ ]	99.48	100	—	111
Min. pore diameter [ $\mu m$ ]	—	10	—	0.5
Max. throat diameter [ $\mu m$ ]	—	31+-2	—	11
Min. throat diameter [ $\mu m$ ]	10.17	22+-2	—	6
Porosity [%]	13.05	12+-2	14.7	16.8
Permeability [ $m^2$ ]	5.69E-13	—	1.57E-14 - 2.94E-14	1.55E-13

The image of a generic carbonate, called C2, and its extracted network are considered (ICL, 2014).

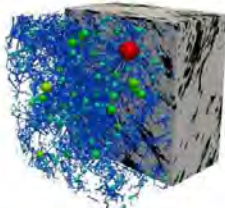


Figure 2: Carbonate C2

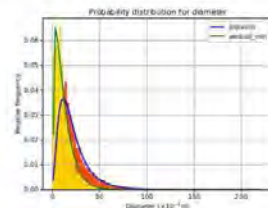


Figure 3: Orange: pores, yellow: throats

A statistical analysis to explore the networks topological properties and the medium's geometric properties is performed, and probability distributions (PD) are fitted.

Table 2: Probability distribution parameters.

Property	PD	Fitted			Altered			
		Shape	Loc.	Scale	Shape	Loc.	Scale	
Pores	Lognormal	0.61	-2.05	21.31	0.06	0.6	-2	39
Throats	Weibull	1.15	1.07	11.85	0.0014	0.9	1	30

Assuming the C2 topology to be invariant and pore/throat diameters from PD, 100 pore network models were generated using *OpenPNM*, an open source pore-network modeling project. The pore networks were used to recreate both flow and mercury intrusion. The conditions and fluid properties of an experimental test were considered.

## References

- (1) Gostick, J. (2016). *OpenPNM: A Pore Network Modeling Package*. Computing in Science and Engineering, 18(4), 60-74. (2) Imperial College Consortium on Pore-scale Modelling (2014). *Carbonate C2*, doi: 10.6082/ptf.igshare.1188258.v1 (3) Martínez-Mendoza, E.G. (2016). Pore network models for obtaining effective flow and transport properties in petroleum reservoirs. (Bachelor thesis). Faculty of Engineering, UNAM. (4) Gharbi, O. and Blaud, M. J. (2012). The impact of wettability and connectivity on relative permeability in carbonate: A pore network modeling analysis. *Water Resources Research*, 48, W12513, 1-14. (5) Freire-González, M., Ellis, J. S., and MacLean, Heather L. and Bayazit, A. (2016). Pore structure characterization of uranium (micrite) and peak absolute from pore network reconstruction. *Rev. Iberoamericana de Energías renovables*, 7(1):31-114.

## Phases

- Mercury  $\Rightarrow$  Flow
  - Mercury and air  $\Rightarrow$  Mercury intrusion
- Invading phase (non-wetting): mercury  
 Defending phase (wetting): air

Table 3: Fluid properties.

Property	Mercury	Air	Unit
Viscosity	$1.55 \times 10^{-3}$	$1.84 \times 10^{-5}$	kg/m.s
Surface tension	0.48		N/m
Contact angle	140		°

## Pore networks: original information, fitted PD, and altered PD

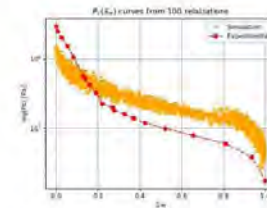


Figure 4:  $P_c$  using the fitted probability distributions.

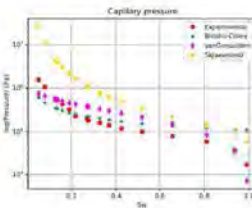


Figure 5: Fitting of  $P_c(S_w)$  models.

Although pore networks generated from fitted PD meet C2's statistics, these networks do not recreate experimental capillary pressure ( $P_c$ ) but have a similar trend. Based on altered PD's parameters, new pore networks which follow the experimental data are generated.

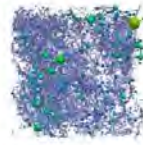


Figure 6: From C2 information

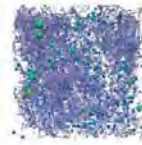


Figure 7: From fitted PD.

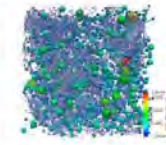


Figure 8: From altered PD.

## Results

Table 4: Porosity and permeability statistics.

Property	Min	Q1	Med	Mean	Q1	Max
$\phi$ (%)	13.1	14	14.5	14.5	15	17
$K \times 10^{-13} [m^2]$	0.32	3.51	6.05	7.24	8.95	35.8

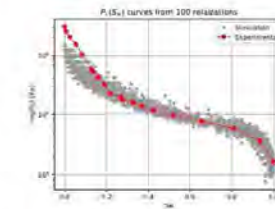
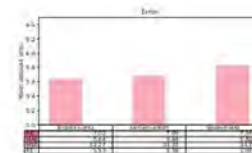


Figure 9: Experimental and simulated  $P_c$ .

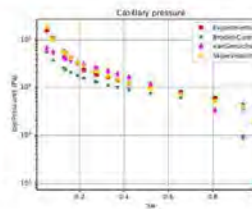


Figure 10: Fitting of  $P_c(S_w)$  models.

## Conclusions and future work

- This work has shown a methodology to study phenomena at pore scale. The methodology allows us to generate systematically pore network models, then use them as a tool for obtaining porosity, absolute permeability, and capillary pressure curves.
- From the proposed methodology,  $P_c(S_w)$  models have been fitted which attempt to reproduce experimental data.
- The study contributes to our understanding of statistical analysis importance. The statistical analysis comprises the basis of random pore network generation.

## Acknowledgements

The author would like to express his gratitude to the InterPore Foundation, as well as the 2018 JES Prize for providing financial support and to make his InterPore2018 attendance possible.

# Bibliografía

- ACHARYA, R. Upscaling of Nonlinear Reactive Transport: from Pore to Core. *Wageningen University Doctor of Philosophy*(Thesis):153 (2004) 28
- AGHIGHI, M. Y GOSTICK, J. Pore network modeling of phase change in PEM fuel cell fibrous cathode. *Journal of Applied Electrochemistry* 47(12):1323–1338 (2017). DOI: <https://doi.org/10.1007/s10800-017-1126-6> 15
- AKER, E., MALOY, K., HANSEN, A., Y BATROUNI, G. A two-dimensional network simulator for two-phase flow in porous media. *Transport in Porous Media* 32(2):163–186 (1998). DOI: <https://doi.org/10.1023/A:1006510106194> 14
- AL-KHARUZI, A. Pore Scale Characterization of Carbonate Rocks. *Imperial College London Thesis*(Doctor of Philosophy):1–275 (2007) 5
- ALADASANI, A., BAI, B., WU, Y.S., Y SALEHI, S. Studying low-salinity waterflooding recovery effects in sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 120(1):39–51 (2014). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.03.008> 57
- ALMEHAIDEB, R., GHANNAM, M., Y ZEKRI, A. Experimental Investigation of Contact Angles Under Oil-Microbial Solution on Carbonate Rocks. *Petroleum Science and Technology* 22(3-4):423–438 (2004). DOI: <https://doi.org/10.1081/LFT-120024568> 48
- ANDERSON, W.G. Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. *Society of Petroleum Engineers* 39(10) (1987a). DOI: <https://doi.org/10.2118/15271-PA> XIV, XIV, 103, 104
- ANDERSON, W.G. Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability. *Society of Petroleum Engineers* 39(11) (1987b). DOI: <https://doi.org/10.2118/16323-PA> 105
- ANOVITZ, L. Y COLE, D. Characterization and Analysis of Porosity and Pore Structures. *Reviews in Mineralogy & Geochemistry* 80(4):61–164 (2015). DOI: <https://doi.org/10.2138/rmg.2015.80.04> 1, 2, 6, 7, 8, 9
- ANTUONO, M., COLAGROSSI, A., MARRONE, S., Y MOLteni, D. Free-surface flows solved by means of SPH schemes with numerical diffusive terms. *Computer Physics Communications* 181(3):532–539 (2010). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cpc.2009.11.002> 13

- ARANA, V., TRUJILLO, D., Y SÁNCHEZ, J. *Apuntes de simulación numérica de yacimientos*. Facultad de Ingeniería, UNAM (2007) 89
- ARMSTRONG, R.T. Y WILDENSCHILD, D. Investigating the pore-scale mechanisms of microbial enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **94-95**:155–164 (2012a). doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2012.06.031> XXI, XXI
- ARMSTRONG, R.T. Y WILDENSCHILD, D. Microbial Enhanced Oil Recovery in Fractional-Wet Systems: A Pore-Scale Investigation. *Transport in Porous Media* **92**(3):819–835 (2012b). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9934-3> XXI, XXI
- ARNS, J., ROBINS, V., SHEPPARD, A., SOK, R., PINCZEWSKI, W., Y KNACKSTEDT, M. Effect of network topology on relative permeability. *Transport in Porous Media* **55**(21):21–46 (2004). DOI: <https://doi.org/10.1023/B:TIPM.0000007252.68488.43> 22
- AUSTAD, T., STRAND, S., MADLAND, M., PUNTERVOLD, T., Y KORSNES, R. Seawater in Chalk: An EOR and Compaction Fluid. *Society of Petroleum Engineers* **11**(4):1–7 (2008). DOI: <https://doi.org/10.2118/118431-PA> 49
- AUSTAD, T., REZAEIDOUST, A., Y PUNTERVOLD, T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers* **129767-MS**(1):1–17 (2010). DOI: <https://doi.org/10.2118/129767-MS> 47, 48
- AUSTAD, T., SHARIATPANAHI, S., STRAND, S., BLACK, C.J.J., Y WEBB, K.J. Conditions for a Low-Salinity Enhanced Oil Recovery (EOR) Effect in Carbonate Oil Reservoirs. *Energy Fuels* **26**(1):569–575 (2012). DOI: [10.1021/ef201435g](https://doi.org/10.1021/ef201435g) 48
- AUSTAD, T. *Water Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR-Potential Using “Smart Water”*, capítulo 13, págs. 296–230. 1ª edición. Gulf Professional Publishing (2013) 48
- BAGUDU, U. Pore Network Modelling of Gas Flow Processes in Porous Media with Special Application to CO<sub>2</sub> Sequestration. *Heriot-Watt University Doctor of Philosophy*(Tesis) (2015) 19, 20, 26
- BALLAH, J. Oil recovery by low salinity waterflooding. *Université Pierre et Marie Curie Thesis*(Doctor of Philosophy):216 (2017) 45
- BANDARA, U., TARTAKOVSKY, A., OOSTROM, M., PALMER, B., GRATE, J., Y ZHANG, C. Smoothed particle hydrodynamics pore-scale simulations of unstable immiscible flow in porous media. *Advances in Water Resources* **62**(Part C):356–369 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2013.09.014> 13
- BARTELS, W., RÜCKER, M., S., B., H., M., GEORGIADIS, A., BRUSSEE, N., COORN, A., , VAN DER LINDE, H., FADILI, A., HINZ, C., JACOB, A., WAGNER, C., HENKEL, S., ENZMANN, F., BONNIN, A., STAMPANONI, M., OTT, H., BLUNT, M., Y HASSANIZADEH, S. Micro-CT study of the Impact of Low Salinity Waterflooding on the pore-scale fluid distribution during flow. *International Symposium of the Society of Core Analysts SCA2016-017*:1–12 (2016) XXII, XXII

- BERKOWITZ, B. Y EWING, R. Percolation theory and network modeling applications in soil physics. *Surveys in Geophysics* **19**(1):23–72 (1998) [14](#)
- BLÜMICH, B., CASANOVA, F., Y APPELT, S. NMR at low magnetic fields. *Chem. Phys. Lett.* **477**(4):231–240 (2009) [4](#)
- BLUNT, M., BIJELJIC, B., DONG, H., GHARBI, O., IGLAUER, S., Y MOSTAGHAMI, P. Pore-scale imaging and modeling. *Advances in Water Resources* **51**(1):197–216 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003> [xx](#), [3](#), [5](#), [11](#), [13](#), [15](#), [17](#), [55](#)
- BLUNT, M., JACKSON, M., PIRI, M., Y VALVATNE, P. Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow. *Advances in Water Resources* **25**(8-12):1069–1089 (2002). DOI: [https://doi.org/10.1016/S0309-1708\(02\)00049-0](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(02)00049-0) [15](#)
- BOLANDTABA, S.F. Y SKAUGE, A. Network Modeling of EOR Processes: A Combined Invasion Percolation and Dynamic Model for Mobilization of Trapped Oil. *Transport in Porous Media* **89**(3):357–382 (2011). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9775-0> [xxi](#), [xxi](#)
- BOUJELBEN, A., MCDUGALL, S., WATSON, M., BONDINO, I., Y AGENET, N. Pore network modelling of low salinity water injection under unsteady-state flow conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **165**(1):462–476 (2018). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.02.040> [xxii](#), [xxii](#), [57](#)
- BROADBENT, S. Y HAMMERSLEY, J. Percolation processes I. Crystals and mazes. *Proc. Camb. Philos. Soc.* **629**(53) (1957) [14](#)
- BROOKS, R. Y COREY, A. Hydraulic properties of porous media. *Hydrology Paper No. 3, Colorado State University* págs. 1–37 (1964) [66](#), [82](#), [90](#), [91](#)
- BRYANT, S., KING, P., Y MELLOR, D. Network model evaluation of permeability and spatial correlation in a real random sphere packing. *Transport Porous Media* **11**(1):53–70 (1993) [19](#)
- BURDINE, N. Relative Permeability Calculations From Pore Size Distribution Data. *SPE Journal of Petroleum Technology* **5**(3):71–78 (1953) [92](#), [93](#)
- CALLAGHAN, P. Principles of Nuclear Magnetic Resonance Microscopy. *Oxford University Press on Demand* (1993) [4](#), [5](#)
- CELIA, M. Y REEVES, P. Recent advances in pore scale models for multiphase flow in porous media. *Reviews of geophysics* **32**(S2):1049–1057 (1995). DOI: <https://doi.org/10.1029/95RG00248> [14](#)
- CHANDLER, R., KOPLIK, J., LERMAN, K., Y WILLEMSSEN, J. Capillary displacement and percolation in porous media. *J. Fluid Mech.* **119**:248–267 (1982). DOI: <http://dx.doi.org/10.1017/S0022112082001335> [14](#)
- CHANDRASEKHAR, S. Y MOHANTY, K.K. Wettability Alteration with Brine Composition in High Temperature Carbonate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers SPE-166280-MS*:1–17 (2013). DOI: <https://doi.org/10.2118/166280-MS> [48](#)



- CORONADO-GALLARDO, M., ODRIOZOLA-PREGO, G.M., Y COSULTCHI-MARCU, A. Estado del arte en modelación matemática del efecto de recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad. *Gerencia de Ingeniería de Recuperación Adicional del Instituto Mexicano del Petróleo* **Reporte del proyecto de investigación D.61006**:1–34 (2015) 46, 47, 49
- CORONADO-GALLARDO, M., COSULTCHI-MARCU, A., Y MOCTEZUMA-BERTHIER, A. Diagrama de mecanismos reportados en la literatura como potencialmente responsables del efecto de recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad. *Instituto Nacional del Derecho de Autor* **No.**(03-2016-030912011800-01):9 (2016) 46
- CORONADO-GALLARDO, M., DÍAZ-VIERA, M., Y SERRANO-SALDAÑA, E. Modelo del transporte químico para describir LSWF en pruebas de desplazamiento en núcleos de carbonato. *Instituto Nacional del Derecho de Autor* **No.**(03-2018-0316095455200-01) (2018) XIX, 49
- CRAIG, F.F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, SPE Monograph*, tomo 3. Society of Petroleum Engineers (1971) xv, 105
- CURTIS, M., AMBROSE, R., Y SONDERGELD, C. Structural characterization of gas shales on the micro- and nano-scales. *Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers* (2010) 3
- DAI, S. Y SANTAMARINA, J. Water retention curve for hydrate-bearing sediments. *Geophysical Research Letters* **40**(21):5637–5641 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1002/2013GL057884> 15
- DANG, C.T.Q., NGHIEM, L.X., CHEN, Z., NGUYEN, Q.P., Y NGUYEN, N.T.B. State-of-the Art Low Salinity Waterflooding for Enhanced Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*. (2013a). DOI: <https://doi.org/10.2118/165903-MS> 46
- DANG, C., NGHIEM, L., CHEN, Z., Y NGUYEN, Q. Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration. *Society of Petroleum Engineers SPE*(166447-MS) (2013b). DOI: <https://doi.org/10.2118/166447-MS> XIX
- DELGADO-VALVAS, A.A. Inyección de Agua de Baja Salinidad en Yacimientos Areno Arcillosos. *Facultad de Ingeniería UNAM Tesis*(Licenciatura):1–65 (2016) 46, 47, 49
- DIAS, M. Y WILKINSON, D. Percolation with trapping. *J. Phys A: Math. Gen.* **19**(15):3131–3146 (1986) 14
- DÍAZ-VIERA, M. *Geoadística Aplicada*. CIMAT, Cuba (2002) 65
- DÍAZ-VIERA, M., ORTÍZ-TAPIA, A., Y HERNÁNDEZ-PÉREZ, J. 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 (2010) 90
- DONG, H. Y BLUNT, M. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review* **80**(3):1–10 (2009). doi: <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.80.036307> 15, 59

- DONG, H., TOUATI, M., Y BLUNT, M. Pore Network Modeling: Analysis of Pore Size Distribution of Arabian Core Samples. *Society of Petroleum Engineers SPE*(105156-MS):1–5 (2007). doi: <https://doi.org/10.2118/105156-MS> 73
- DONG, H. Micro-CT imaging and pore network extraction. *Imperial College London Thesis*(Doctor of Philosophy):1–213 (2007) 2, 4, 5, 52, 59, 60, 72
- EBRAHIMI, A.N., JAMSHIDI, S., IGLAUER, S., Y BOOZARJOMEHRY, R.B. Genetic algorithm-based pore network extraction from micro-computed tomography images. *Chemical Engineering Science* 92(1):157–166 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2013.01.045> 55
- FATHI, S., AUSTAD, T., Y STRAND, S. “Smart Water” as a Wettability Modifier in Chalk: The Effect of Salinity and Ionic Composition. *Energy Fuels* 24(4):2514–2519 (2010). DOI: <https://doi.org/10.1021/ef901304m> 48
- FATHI, S., AUSTAD, T., Y STRAND, S. Water-based EOR by “Smart Water”: Optimal ionic composition for enhanced oil recovery in carbonates. *Energy Fuels* 25(11):5173–5179 (2011). DOI: <https://doi.org/10.1021/10.1021/ef201019k> 48
- FATT, I. The network model of porous media 1: Capillary pressure characteristics. *Society of Petroleum Engineers SPE*(574-G):1–38 (1956) 14
- FAZELI, M., HINEBAUGH, J., Y BAZYLAK, A. 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 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2016.08.126> 41
- FREDRIKSEN, S.B., ROGNMO, A.U., Y FERNØ, M.A. Pore-Scale Mechanisms During Low Salinity Waterflooding: Water Diffusion and Osmosis for Oil Mobilization. *Society of Petroleum Engineers SPE*(180060-MS) (2016). doi: <https://doi.org/10.2118/180060-MS> XXII, XXII, 45, 46
- GOSTICK, J. Versatile and efficient pore network extraction method using marker-based watershed segmentation. *Physical Review E* 96(2):1–15 (2017). DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.96.023307> 55
- GOSTICK, J., AGHIGHI, M., HINEBAUGH, J., TRANTER, T., HOEH, M.A., DAY, H., SPELLACY, B., SHARQAWY, M.H., BAZYLAK, A., BURNS, A., LEHNERT, W., Y PUTZ, A. OpenPNM: A Pore Network Modeling Package. *Computing in Science and Engineering* 18(4):60–74 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1109/MCSE.2016.49> 41
- GOSTICK, J.T., FOWLER, M.W., IOANNIDIS, M.A., PRITZKER, M.D., VOLFKOVICH, Y., Y SAKARS, A. Capillary pressure and hydrophilic porosity in gas diffusion layers for polymer electrolyte fuel cells. *Journal of Power Sources* 156(2):375 – 387 (2006). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.05.086> 15
- GOSTICK, J., IOANNIDIS, M., FOWLER, M., Y PRITZKER, M. Pore network modeling of fibrous gas diffusion layers for polymer electrolyte membrane fuel cells. *Journal of Power Sources* 1(177):277–290 (2007). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.04.059> 15

- HAMMOND, P. Y UNSAL, E. A Dynamic Pore Network Model for Oil Displacement by Wettability-Altering Surfactant Solution. *Transport in Porous Media* **92**(3):789–817 (2012). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9933-4> XXI, XXI
- HILFER, R. Geometric and dielectric characterization of porous media. *Phys. Rev. B* **44**(1):60–75 (1991). DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.44.60> 18
- HONARPOUR, M. *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. 1<sup>a</sup> edición. CRC Press (1986) 91
- HUNT, A. Y EWING, R. Percolation Theory for Flow in Porous Media. *Lecture notes in physics*. Springer (2009) 14
- ICL. Imperial College Consortium on Pore-scale Modelling: C2 carbonate. *PERM* (2014a). DOI: [https://figshare.com/articles/C2\\_carbonate/1189258](https://figshare.com/articles/C2_carbonate/1189258) 72
- ICL. Imperial College Consortium on Pore-scale Modelling: S1 Sandstone. *PERM* (2014b). DOI: <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.1189274.v1> 60
- IOANNIDIS, M. Y CHATZIS, I. Network Modelling of Pore Structure and Transport Properties of Porous Media. *Chemical Engineering Science* **48**(5):951–972 (1993). DOI: [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(93\)80333-L](https://doi.org/10.1016/0009-2509(93)80333-L) 14
- JADHUNANDAN, P. Y MORROW, N. Spontaneous imbibition of water by crude oil/brine/rock systems. *In Situ; (United States)* **15**(4) (1991) XIX, 45
- JANG, J. Y SANTAMARINA, J. Evolution of gas saturation and relative permeability during gas production from hydrate-bearing sediments: Gas invasion vs. gas nucleation. *Journal of Geophysical Research Solid Earth* **119**(1):116–126 (2014). DOI: <https://doi.org/10.1002/2013JB010480> 15
- JERAULD, G., WEBB, K., LIN, C., Y SECCOMBE, J. Modeling Low-Salinity Waterflooding. *Society of Petroleum Engineers* **11**(06):1–13 (2008). DOI: <https://doi.org/10.2118/102239-PA> XIX
- JIANG, Z., WU, K., COUPLES, G., VAN DIJKE, M., SORBIE, K., Y MA, J. Efficient extraction of networks from three-dimensional porous media. *Water Resources Research* **43**(12) (2007) 1
- KANG, D., YUN, T., KIM, K., Y JANG, J. Effect of hydrate nucleation mechanisms and capillarity on permeability reduction in granular media. *Geophysical Research Letters* **43**(17):9018–9025 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1002/2016GL070511> 15
- KANG, Q., LICHTNER, P.C., Y ZHANG, D. An improved lattice Boltzmann model for multicomponent reactive transport in porous media at the pore scale. *Water Resour. Res.* **43**(W12S14) (2007). DOI: <https://doi.org/10.1029/2006WR005551> 11
- KELLER, L. Y ET AL. On the application of focused ion beam nanotomography in characterizing the 3D pore space geometry of Opalinus clay. *Phys. Chem. Earth A/B/C* **36**(17):1539–1544 (2011) 3

- KIM, S. Y SANTAMARINA, J. Reactive fluid flow in CO<sub>2</sub> storage reservoirs: A 2-D pore network model study. *Greenhouse Gas Science Technology* **5**(4):462–473 (2015). DOI: <https://doi.org/10.1002/ghg.1487> 15
- KNACKSTEDT, M., ARNS, C., LIMAYE, A., SAKELLARIOU, A., SENDEN, T., SHEPPARD, A., SOK, R., PINCZEWSKI, W., Y BUNN, G. Digital Core Laboratory: Properties of reservoir core derived from 3D images. *Society of Petroleum Engineers* **SPE**(87009-MS):14 (2004). doi: <https://doi.org/10.2118/87009-MS> 1
- LAGER, A., WEBB, K.J., BLACK, C.J.J., SINGLETON, M., Y SORBIE, K.S. Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts* **49**(1) (2008) 47
- LAKE, L. *Fundamentals of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science*, tomo 8. Elsevier Science (1983) 89
- LARSON, R., SCRIVEN, L., Y DAVID, H. Displacement of residual nonwetting fluid from porous media. *Chemical Engineering Science* **36**(1):75–85 (1981). DOI: [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(81\)80049-8](https://doi.org/10.1016/0009-2509(81)80049-8) 14
- LEMMENS, H., BUTCHER, A., Y BOTHA, P. FIB/SEM and Automated Mineralogy for Core and Cuttings Analysis. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers* (2010) 3, 8
- LENORMAND, R. Y BORIS, S. *Acad. Sci.* **291**:279 (1980) 14, 26
- LENORMAND, R., ZARCONE, C., Y SARR, A. Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts. *J. Fluid Mech.* **135**(1):337–353 (1983). DOI: <https://doi.org/10.1017/S0022112083003110> 14
- LEVITZ, P. Off-lattice reconstruction of porous media: critical evaluation, geometrical confinement and molecular transport. *Advances in Colloid and Interface Science* **76-77**(Supplement C):71–106 (1998). DOI: [https://doi.org/10.1016/S0001-8686\(98\)00042-6](https://doi.org/10.1016/S0001-8686(98)00042-6) 18
- LI, L., PETERS, C., Y CELIA, M. Applicability of averaged concentrations in determining geochemical reaction rates in heterogeneous porous media. *American Journal of Science* **307**:1146–1166 (2007). DOI: <https://doi.org/10.2475/10.2007.02> 28
- LICHTNER, P.C. Continuum model for simultaneous chemical reactions and mass transport in hydrothermal systems. *Geochimica et Cosmochimica Acta* **49**(3):779–800 (1985). DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(85\)90172-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(85)90172-3) 28
- LIGTHELM, D.J., GRONVELD, J., HOFMAN, J., BRUSSEE, N., MARCELIS, F., Y VAN DER LINDE, H. Novel Waterflooding Strategy By Manipulation Of Injection Brine Composition. *Society of Petroleum Engineers* (2009). DOI: <https://doi.org/10.2118/119835-MS> 48
- LIU, M. Y KIM, H. Pore Scale Simulation of Combustion in Porous Media. En H. Choi, H. Choi, y J. Yoo (editores), *Computational Fluid Dynamics 2008*, págs. 363–374. Springer, Berlin, Heidelberg (2008). DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-642-01273-0\\_46](https://doi.org/10.1007/978-3-642-01273-0_46) 13

- LU, C. Y YORTSOS, Y. A pore-network model of in-situ combustion in porous media. *Society of Petroleum Engineers SPE*(69705-MS):1–16 (2001). DOI: <https://doi.org/10.2118/69705-MS> XXI, XXI
- MAHABADI, N. Y JANG, J. Relative water and gas permeability for gas production from hydrate-bearing sediments. *Geochemistry Geophysics Geosystems* **15**(6):2346–2353 (2014). DOI: <https://doi.org/10.1002/2014GC005331> 15
- MAHABADI, N., DAI, S., SEOL, Y., SUP YUN, T., Y JANG, J. The water retention curve and relative permeability for gas production from hydrate-bearing sediments: Pore-network model simulation. *Geochemistry Geophysics Geosystems* **17**(8):3099–3110 (2016a). DOI: <https://doi.org/10.1002/2016GC006372> 15
- MAHABADI, N., ZHENG, X., Y JANG, J. The effect of hydrate saturation on water retention curves in hydrate-bearing sediments. *Geophysical Research Letters* **43**(9):4279–4287 (2016b). DOI: <https://doi.org/10.1002/2016GL068656> 15
- MAHANI, H., SOROP, T., LIGTHELM, D., BROOKS, D., VLEDDER, P., MOZAHM, F., Y ALI, Y. Analysis of Field Responses to Low-Salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Mode in Syria. *Society of Petroleum Engineers SPE*(142960-MS):1–14 (2011). DOI: <https://doi.org/10.2118/142960-MS> XIX
- MAIER, R. Y BERNARD, R. Lattice-Boltzmann accuracy in pore-scale flow simulation. *Journal of Computational Physics* **229**(2):233–255 (2010). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2009.09.013> 11, 12
- MAN, H. Y JING, X. Pore network modelling of electrical resistivity and capillary pressure characteristics. *Transport in Porous Media* **41**(3):263–285 (2000). doi: <https://doi.org/10.1023/A:1006612100346> 15
- MARTÍNEZ-MENDOZA, E.G. Y DÍAZ-VIERA, M. 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. *Instituto Nacional del Derecho de Autor No.*(Pendiente):45 (2018) 51, 90
- MASON, G. Y MORROW, N.R. Capillary behavior of a perfectly wetting liquid in irregular triangular tubes. *Journal of Colloid and Interface Science* **144**(1):262–274 (1991). DOI: [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(91\)90321-X](https://doi.org/10.1016/0021-9797(91)90321-X) 96
- MCGUIRE, P.L., CHATHAM, J.R., PASKVAN, F.K., SOMMER, D.M., Y CARINI, F.H. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska’s North Slope. *Society of Petroleum Engineers SPE*(93903-MS) (2005). DOI: <https://doi.org/10.2118/93903-MS> 46
- MEHMANI, Y. Y BALHOFF, M.T. Mesoscale and Hybrid Models of Fluid Flow and Solute Transport. *Reviews in Mineralogy & Geochemistry* **80**(1):433–459 (2015). DOI: <https://doi.org/10.2138/rmg.2015.80.13> 30
- MONAGHAN, J. Smoothed particle hydrodynamics. *Reports on Progress in Physics* **68**(8):1703–1759 (2005). DOI: <https://doi.org/10.1088/0034-4885/68/8/R01> 13

- MONAGHAN, J. Smoothed Particle Hydrodynamics and Its Diverse Applications. *Annual Review of Fluid Mechanics* **44**(1):323–346 (2012). DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev-fluid-120710-101220> 13
- MOUSTAFA, E., NOAH, A., BESHAY, K., SULTAN, L., ESSAM, M., Y NOUH, O. Investigating the Effect of Various Nanomaterials on the Wettability of Sandstone Reservoir. *World Journal of Engineering and Technology* **3**(1):116–126 (2015). DOI: <http://dx.doi.org/10.4236/wjet.2015.33013> 62
- OKABE, H. Pore-scale Modelling of Carbonates. *Imperial College London Thesis*(Doctor of Philosophy):1–142 (2004) 2, 4, 5, 19
- OKABE, H. Y BLUNT, M.J. Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics. *Phys. Rev. E* **70**(6):066135 (2004). DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.70.066135> 18
- OMEKEH, A., FRIIS, H., Y FJELDE, I. ADN EVJE, S. Modeling of Ion-Exchange and Solubility in Low Salinity Water Flooding. *Society of Petroleum Engineers SPE*(154144-MS):1–13 (2012). DOI: <https://doi.org/10.2118/154144-MS> XIX
- OREN, P., BAKKE, S., Y ARNTZEN, O. Extending predictive capabilities to network models. *Society of Petroleum Engineers SPE*(52052-PA):324–336 (1998). DOI: <https://doi.org/10.2118/52052-PA> 15
- OREN, P. Y BAKKE, S. Process based reconstruction of sandstones and prediction of transport properties. *Transport in Porous Media* **46**(2-3):311–343 (2002). doi: <https://doi.org/10.1023/A:1015031122338> 1
- OREN, P. Y BAKKE, S. Reconstruction of Berea sandstone and pore-scale modelling of wettability effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **39**(3-4):177–199 (2003). doi: [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00062-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00062-7) 1
- PAN, W., TARTAKOVSKY, A., Y MONAGHAN, J. Smoothed particle hydrodynamics non-Newtonian model for ice-sheet and ice-shelf dynamics. *Journal of Computational Physics* **242**:828–842 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2012.10.027> 13
- PETERS, E.J. *Advanced Petrophysics: Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics*, tomo 1. Live Oak Book Company (2012) 92
- QIAO, C., JOHNS, R., Y LI, L. Modeling Low-Salinity Waterflooding in Chalk and Limestone Reservoirs. *Energy Fuels* **30**(2) (2016). DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02456> 48
- QIN, C.Z. Y HASSANIZADEH, S.M. Pore-Network Modeling of Solute Transport and Biofilm Growth in Porous Media. *Transport in Porous Media* **110**(3):345–367 (2015). DOI: <http://dx.doi.org/10.1007/s11242-015-0546-1> XXI, XXI
- RABBANI, A., JAMSHIDI, S., Y SALEHI, S. An automated simple algorithm for realistic pore network extraction from micro-tomography images. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **123**(1):164–171 (2014). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.020> 55

- RAMAKRISHNAN, T., RABAUTE, A., FORDHAM, E., RAMAMOORTHY, R., HERRON, M., MATTESON, A., RAGHURAMAN, B., AKBAR, M., Y KUCHUK, F. A Petrophysical and Petrographic Study of Carbonate Cores from the Thamama Formation. *Society of Petroleum Engineers SPE*(49502-MS):1–14 (1998). DOI: <https://doi.org/10.2118/49502-MS> 7
- RAOOF, A. *Reactive/Adsorptive Transport in (Partially-) Saturated Porous Media; from pore scale to core scale*. Geologica Ultraiectina, 1ª edición. Utrecht University, Geosciences Faculty, Earth sciences department (2011) 29, 31, 40
- RAOOF, A. Y HASSANIZADEH, S. A new method for generating pore-network models of porous media. *Transport in Porous Media* 81(3):391–407 (2010). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9412-3> XX
- RAOOF, A., NICK, H., HASSANIZADEH, S., Y SPIERS, C. PoreFlow: A complex pore-network model for simulation of reactive transport in variably saturated porous media. *Computers & Geosciences* 61(1):160–174 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2013.08.005> 21
- RAOOF, A., NICK, H.M., HASSANIZADEH, S.M., Y SPIERS, C.J. *Computational Models for CO2 Geo-sequestration & Compressed Air Energy Storage*, capítulo 4, págs. 137–170. Sustainable Energy Developments, 1ª edición. CRC Press, London (2014) 29, 31
- REIDER, M.B. Y STERLING, J.D. Accuracy of discrete-velocity BGK models for the simulation of the incompressible Navier-Stokes equations. *Computers & Fluids* 24(4):459–467 (1995). DOI: [https://doi.org/10.1016/0045-7930\(94\)00037-Y](https://doi.org/10.1016/0045-7930(94)00037-Y) 12
- ROBERTS, A.P. Y TORQUATO, S. Chord-distribution functions of three-dimensional random media: Approximate first-passage times of Gaussian processes. *Phys. Rev. E* 59(5):4953–4963 (1999). DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.59.4953> 18
- RODRÍGUEZ, F. Y TEYSSIER, J. Permeabilidades relativas en función de la presión capilar y las saturaciones efectivas. *Ingeniería Petrolera* 14(3):110–127 (1974) 67, 82, 93
- ROMANUKA, J., HOFMAN, J., LIGTHELM, D.J., SUIJKERBUIJK, B., MARCELIS, F., OEDAI, S., Y AUSTAD, T. Low Salinity EOR in Carbonates. *Society of Petroleum Engineers* (2012). DOI: <https://doi.org/10.2118/153869-MS> 48
- ROUQUEROL, F., ROUQUEROL, J., Y SING, K. *Adsorption by Powders and Porous Solids: Principles, Methodology and Applications*. Academic Press (1999). DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-598920-6.X5000-3> 7
- SADEGHI, M., AGHIGHI, M., BARRALET, J., Y GOSTICK, J. Pore network modeling of reaction-diffusion in hierarchical porous particles: The effects of microstructure. *Chemical Engineering Journal* 330(1):1002–1011 (2017). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2017.07.139>. 41
- SAHIMI, M. Y TSOTSIS, T. A percolation model of catalyst deactivation by site coverage and pore blockage. *J. Catal.* 96(2):552–562 (1985). DOI: [https://doi.org/10.1016/0021-9517\(85\)90323-9](https://doi.org/10.1016/0021-9517(85)90323-9) 14

- SAHIMI, M. *Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock*. 2ª edición. Wiley-VCH (2011) 97, 98
- SHENG, J.J. Critical review of low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **120**(1):216–224 (2010a). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.026> 47
- SHENG, J.J. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Gulf Professional Publishing (2010b) 45, 59
- SHENG, J. Critical review of low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **120**(1):216–224 (2014). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.026> XIX, 46
- SILIN, D. Y PATZEK, T. A pore-scale model of two-phase flow in water-wet rock. *Lawrence Berkeley National Laboratory* págs. 1–32 (2009). DOI: <https://doi.org/10.2172/949046> 14, 15
- SING, K. Reporting Physisorption Data for Gas/Solid Systems With Special Reference to the Determination of Surface Area and Porosity. *Pure and Applied Chemistry* **57**(4):603–619 (1985). DOI: <http://dx.doi.org/10.1351/pac198557040603> 7
- SONG, R., LIU, J., Y CUI, M. Single- and two-phase flow simulation based on equivalent pore network extracted from micro-CT images of sandstone core. *SpringerPlus* **5**(817):1–10 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1186/s40064-016-2424-x> 55
- SORBIE, K. Y COLLINS, I. A Proposed Pore-Scale Mechanism for How Low Salinity Waterflooding Works. *Society of Petroleum Engineers SPE*(129833-MS):1–18 (2010). DOI: <https://doi.org/10.2118/129833-MS> XXII, XXII
- SORBIE, K. Y SKAUGE, A. Can network modelling predict two-phase flow functions? *International Symposium of the Society of Core Analysts SCA2011*(29):12 (2011) 1
- STINGACIU, L. Y ET AL. Determination of pore size distribution and hydraulic properties using nuclear magnetic resonance relaxometry: a comparative study of laboratory methods. *Water Resour. Res.* **46**(11) (2010). doi: <https://doi.org/10.1029/2009WR008686> 5
- STRAND, S., AUSTAD, T., PUNTERVOLD, T., HOGNESEN, E.J., OLSEN, M., Y BARSTAD, S.M.F. “Smart Water” for Oil Recovery from Fractured Limestone: A Preliminary Study. *Energy & Fuels* **22**(5):3126–3133 (2008). DOI: <https://doi.org/10.1021/ef800062n> 48
- SZYMKIEWICZ, A. *Modelling Water Flow in Unsaturated Porous Media*. GeoPlanet: Earth and Planetary Sciences. Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2013). DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-23559-7> 91
- TANG, G. Y MORROW, N. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding. *Society of Petroleum Engineering* **12**(2) (1997). DOI: <https://doi.org/10.2118/36680-PA> XIX, 45



- TANG, G. Y MORROW, N. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **24**(2-4):99–111 (1999). DOI: [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00034-0) 45, 47
- TANSEY, J. Y BALHOFF, M.T. Pore Network Modeling of Reactive Transport and Dissolution in Porous Media. *Transport in Porous Media* **113**(2):303–327 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-016-0695-x> 30
- TARTAKOVSKY, A., TRASK, N., PAN, K., JONES, B., PAN, W., Y WILLIAMS, J. Smoothed particle hydrodynamics and its applications for multiphase flow and reactive transport in porous media. *Computational Geosciences* **20**(4):807–834 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1007/s10596-015-9468-9> 12
- THOMMES, M. Physical adsorption characterization of nanoporous materials. *Chem. Ing. Tech.* **82**(7):1059–1073 (2010). doi: <https://doi.org/10.1002/cite.201000064> 8
- TOMUTSA, L., SILIN, D., Y RADMILOVIC, V. Analysis of chalk petrophysical properties by means of submicron-scale pore imaging and modeling. *SPE Reserv. Eval. Eng.* **10**(3):285–293 (2007). doi: <https://doi.org/10.2118/99558-PA> 3
- TRANter, T., GOSTICK, J., BURNS, A., Y GALE, W. Pore Network Modeling of Compressed Fuel Cell Components with OpenPNM. *Fuel Cells* **16**(4):504–515 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1002/face.201500168> 41
- TRANter, T., GOSTICK, J., BURNS, A., Y GALE, W. Capillary Hysteresis in Neutrally Wetttable Fibrous Media: A Pore Network Study of a Fuel Cell Electrode. *Transport in Porous Media* **121**(3):597–620 (2018). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0973-2> 15
- VALDYA, R.N. Y FOGLER, H.S. Fines Migration and Formation Damage: Influence of pH and Ion Exchange. *Society of Petroleum Engineers* **7**(4) (1992). DOI: <https://doi.org/10.2118/19413-PA> 46
- VALVATNE, H. Predictive Pore-Scale Modelling of Multiphase Flow. *Imperial College London Thesis*(Doctor of Philosophy):1–146 (2004) 95
- VAN GENUCHTEN, M. A Closed-form Equation for Predicting the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Soils. *Soil Science Society of America Journal* **44**(5):892–898 (1980). doi:<http://dx.doi.org/10.2136/sssaj1980.03615995004400050002x> 91
- VAN GENUCHTEN, M. Y ALVES, W. Analytical Solutions of the One-Dimensional Convective-Dispersive Solute Transport Equation. *United States Department of Agriculture, Economic Research Service Technical Bulletin*(1661):1–152 (1982) 41
- WATSON, M., BONDINO, I., HAMON, G., Y MCDUGALL, S. A Pore-Scale Investigation of Low-Salinity Waterflooding in Porous Media: Uniformly Wetted Systems. *Transport in Porous Media* **118**(2):201–223 (2011). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0854-8> XXII, XXII

- WILDENSCHILD, D., VAZ, C., RIVERS, M., RIKARD, D., Y CHRISTENSEN, B. Using X-ray computed tomography in hydrology: systems, resolutions, and limitations. *J. Hydrol.* **267**(3):285–297 (2002). doi: [https://doi.org/10.1016/S0022-1694\(02\)00157-9](https://doi.org/10.1016/S0022-1694(02)00157-9) 4
- WILKINSON, D. Y WILLEMSSEN, J. Invasion percolation: a new form of percolation theory. *Journal of Physics* **16**(14):3365–3376 (1983). doi: <https://doi.org/10.1088/0305-4470/16/14/02895>
- WU, K., VAN DIJKE, M., COUPLES, G., JIANG, Z. AND MA, J., SORBIE, K., CRAWFORD, J., YOUNG, I., Y ZHANG, X. 3D Stochastic Modelling of Heterogeneous Porous Media - Applications to Reservoir Rocks. *Transport in Porous Media* **65**(3):433–467 (2006) 1
- WU, Y. Y BAI, B. Efficient Simulation for Low Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers SPE*(118830-MS):1–13 (2009). DOI: <https://doi.org/10.2118/118830-MS> XIX
- XIONG, Q., BAYCHEV, T.G., Y JIVKOV, A.P. Review of pore network modelling of porous media: Experimental characterisations, network constructions and applications to reactive transport. *Journal of Contaminant Hydrology* **192**:101–117 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jconhyd.2016.07.002> XX, XXI, 3, 4, 5, 6, 8, 18, 19, 31, 52
- XU, Q., LONG, W., JIANG, H., ZAN, C., HUANG, J., CHEN, X., Y SHI, L. Pore-scale modelling of the coupled thermal and reactive flow at the combustion front during crude oil in-situ combustion. *Chemical Engineering Journal* **350**(1):776–790 (2018). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2018.04.114> XXI, XXI, XXII
- YANG, X., SCHEIBE, T.D., RICHMOND, M.C., PERKINS, W.A., VOGT, S.J., CODD, S.L., SEYMOUR, J.D., Y MCKINLEY, M.I. Direct numerical simulation of pore-scale flow in a bead pack: Comparison with magnetic resonance imaging observations. *Advances in Water Resources* **54**:228–241 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2013.01.009> 11, 12, 13
- YEONG, C.L.Y. Y TORQUATO, S. Reconstructing random media. *Phys. Rev. E* **57**(1):495–506 (1998a). DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.57.495> 18
- YEONG, C.L.Y. Y TORQUATO, S. Reconstructing random media. II. Three-dimensional media from two-dimensional cuts. *Phys. Rev. E* **58**(1):224–233 (1998b). DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.58.224> 18
- YI, Z., LIN, M., JIANG, W., ZHANG, Z., LI, H., Y GAO, J. Pore network extraction from pore space images of various porous media systems. *Water Resources Research* **53**(1):3424–3445 (2017). DOI: <https://doi.org/10.1002/2016WR019272> 55
- YILDIZ, H.O. Y MORROW, N.R. Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **14**(3-4):159–168 (1996). DOI: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00041-0](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00041-0) XIX, 45
- YIOTIS, A., STUBOS, A., BOUDOUVIS, A., Y YORTSOS, Y. A 2-D pore-network model of the drying of single-component liquids in porous media. *Advances in Water Resources* **24**(3-4):439–460 (2001). DOI: [https://doi.org/10.1016/S0309-1708\(00\)00066-X](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(00)00066-X) 15

- YOUSEF, A.A., AL-SALEH, S.H., AL-KAABI, A., Y AL-JAWFI, M.S. 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 (2011). DOI: <https://doi.org/10.2118/137634-PA> 48, 71, 72, 73, 74, 75
- ZHANG, P., TWEHEYO, M.T., Y AUSTAD, T. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ , and  $\text{SO}_4^{2-}$ . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* **301**(1-3):199–208 (2007). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.12.058> 48
- ZHAO, W. Y IOANNIDIS, M.A. Gas exsolution and flow during supersaturated water injection in porous media: I. Pore network modeling. *Advances in Water Resources* **34**(1):2–14 (2011). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2010.09.010> 15
- ZHENG, L. Studying the Effect of Flooding Water Salinity on Two-phase Flow in Porous Media through Pore-scale Modelling. *Idea League Thesis*(Master of Science):1–86 (2016) xv, 102