

# "METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE MEDIOS POROSOS A ESCALA DE PORO EMPLEANDO LOS MODELOS DE RED DE POROS"

Edgar G. Martínez Mendoza<sup>1\*</sup>    Martín A. Díaz Viera<sup>2</sup>



<sup>1\*</sup> Universidad Nacional  
Autónoma de México  
edgar.g.martinez@hotmail.com

<sup>2</sup> Instituto Mexicano del Petróleo  
mdiazv@imp.mx



3ra Reunión Anual del Capítulo Mexicano de Interpore

México D.F. 6 de Octubre de 2016, 12:00-12:20

- 1 **Introducción**
  - Objetivo y alcance
- 2 **Modelo de Red de Poros (MRP)**
  - ¿Qué es un Modelo de Red de Poros?
  - Elementos que conforman un MRP
  - Flujo de trabajo para MRP
- 3 **Aplicación del MRP**
  - Permeabilidad absoluta
  - Presión capilar
- 4 **Casos de estudio**
  - Caso de estudio 1
  - Caso de estudio 2
- 5 **Comentarios finales**
  - Observaciones y conclusiones
  - Trabajo en curso y futuro

# Objetivo y alcance

## Objetivo

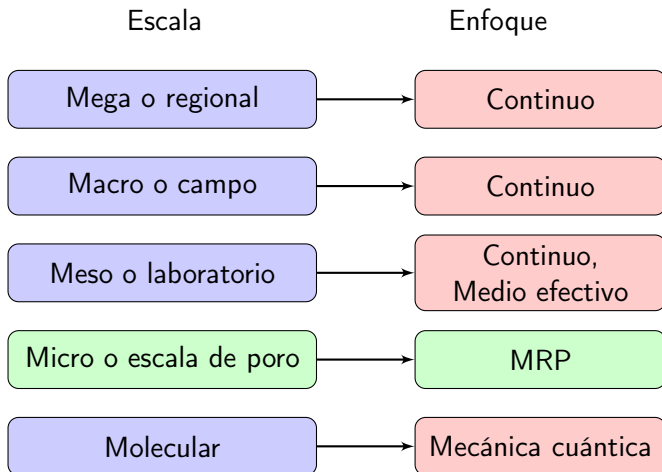
Presentar los Modelos de Red de Poros (MRP) como **enfoque metodológico para caracterizar medios porosos a escala de poro**

## Alcance

Se emplea la metodología de un Modelo de Red de Poros para simular **flujo y desplazamiento inmisible**, bajo condiciones ideales.



# Introducción: Jerarquía de escalas



## ¿Qué es un Modelo de Red de Poros?

Técnica que discretiza un medio poroso, con el fin de estudiar la influencia de la morfología del medio en parámetros de flujo y transporte.

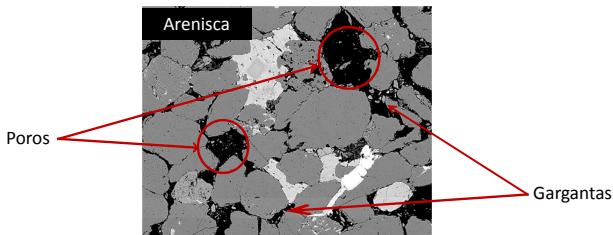


Figura 2: Imagen micro-CT de una arenisca en la que se observan los poros y gargantas de la muestra.

## Elementos que conforman un MRP

En literatura: geometría y modelos

Base: red, geometría, fases, física a escala de poro y métodos

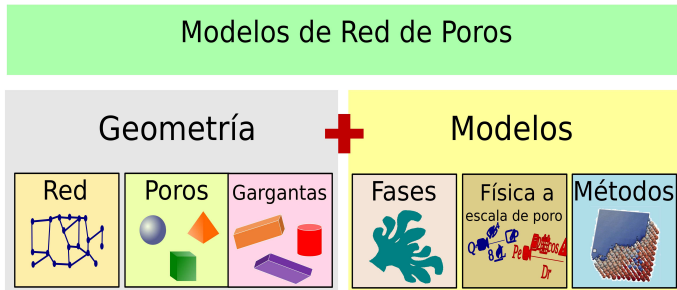


Figura 3: Elementos base para generar un MRP.





# Aplicación del MRP

## Consideraciones

- Fluido newtoniano e incompresible
- Flujo laminar
- Tubería circular uniforme
- No hay reacción fase-fase, fase-medio
- No hay puntos fuente/sumidero

## Permeabilidad absoluta: Modelo de Flujo

Relación Hagen-Poiseuille

$$Q = -\frac{\pi r^4 \Delta p}{8\mu L} \quad (1)$$

Balance de masa

$$\sum q_{ij} = 0 \quad (2)$$

Considerando conductancia para una garganta cilíndrica:

$$\kappa_{ij} = \frac{\pi r^4}{8\mu L} \quad (3)$$

El modelo de flujo para un MRP es

$$\boxed{\sum q_{ij} = \sum \kappa_{ij}(p_i - p_j) = 0} \quad (4)$$

## Permeabilidad absoluta

Ley de Darcy

$$K = - \frac{\mu Q L}{A(p_{in} - p_{out})}$$

Donde  $A$  y  $L$  son el área de la sección transversal y la longitud del MRP, respectivamente,  $p_{in}$  es la presión de entrada y  $p_{out}$  la presión de salida.

## Curva de Presión Capilar

Percolación de invasión con entrapamiento  $\implies$  Representa secuencia de invasión

### Cálculo de saturaciones

$$S_{invasora} = \frac{\sum \text{Volumen de poros y gargantas invadidos}}{\sum \text{Volumen de todos los elementos de la red}} \quad (5)$$

$$S_{defensora} = 1 - S_{invasora} \quad (6)$$

### Cálculo de presiones capilares

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (7)$$

## Casos de estudio

### Caso 1

- Permeabilidad
- Presiones capilares
- Permeabilidades relativas

### Caso 2

- Ajuste  $P_c(S_w)$

# Caso de estudio 1

## Caso de estudio 1: Descripción del MRP

- Medio poroso: Arenisca
- Reconstrucción de imágenes por micro-CT
- Muestra S1\_Sandstone ([Imperial College](#))
- Fases: Mercurio y aire

Propiedad	Poros	Gargantas
Total elementos	1717	2824
Forma	Esferas	Cilindros
Diámetro máximo	228.00 [ $\mu m$ ]	121.70 [ $\mu m$ ]
Diámetro mínimo	1.77 [ $\mu m$ ]	1.74 [ $\mu m$ ]



# Caso de estudio 1: Tamaños de poro y garganta

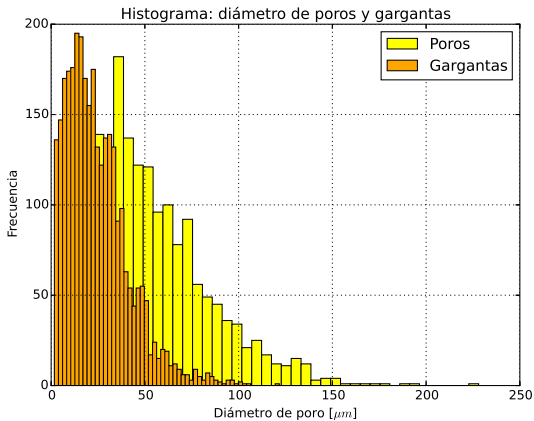


Figura 4: Histograma de los tamaños de poro y garganta de S1\_Sandstone.

## Caso de estudio 1: MRP

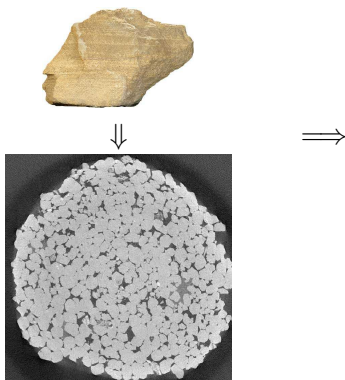


Imagen micro-CT, resolución 8.63  $\mu\text{m}$

MRP de la arenisca S1\_Sandstone

# Resultados

## Caso de estudio 1: Permeabilidad

- Dirección de flujo: eje  $x$  del modelo

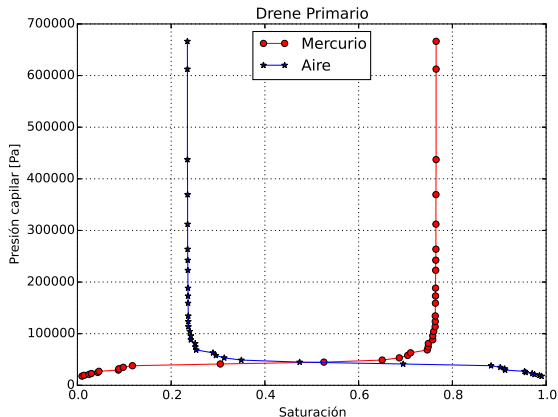
### Permeabilidad absoluta en una dirección

- Longitud:  $2.57 \times 10^{-3}[m]$
- Área:  $6.83 \times 10^{-6}[m^2]$
- Gasto:  $5.41 \times 10^{-12}[m^3/s]$
- **Permeabilidad:**  $1.34 \times 10^{-12}[m^2] = 1366.01[mD]$

## Caso de estudio 1: Presión capilar

Aire (Defensor) = azul,      Mercurio (Invasor) = rojo  
Entrada = verde,          Salida = amarillo

# Caso de estudio 1: Presión capilar



- $S_{air} = 23.81$
- $S_{hg_{ir}} = 31.21$
- $P_{ad} = 15[kPa]$



# Caso de estudio 2



## Caso de estudio 2: Descripción del MRP

- Misma conectividad del MRP Caso 1
- Tamaños de poros/ gargantas a partir de distribuciones
- Cien simulaciones

Salmuera → invasor

Aceite → defensor

**Cuadro 1:** Coeficientes de la distribución tipo Weibull.

	Forma	Localización [ $\mu m$ ]	Escala [ $\mu m$ ]
Poros	1.62	1.22	55.93
Gargantas	1.37	1.63	25.11

## Caso de estudio 2: Objetivo

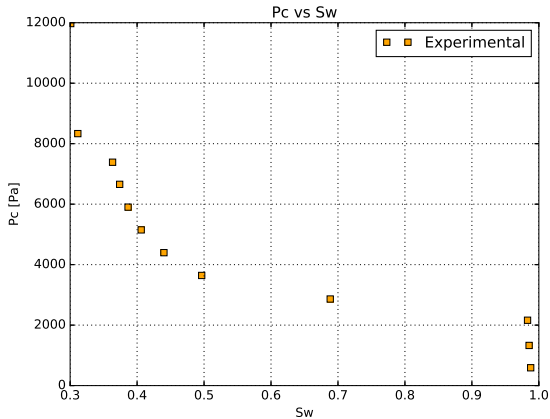


Figura 7: Curva de  $P_c$  a partir de prueba experimental.

# Resultados

## Caso de estudio 2: Simulaciones

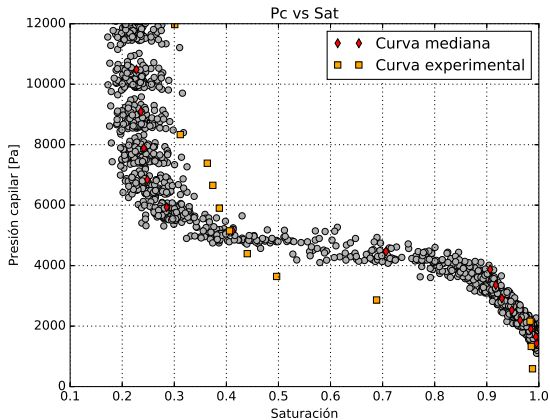


Figura 8: Curvas de  $P_c$  a partir de simulaciones (gris).

## Caso de estudio 2: Ajuste $P_c(S_w)$

Para la prueba experimental

- Brooks-Corey

$$P_c = \frac{3583.42}{\left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}}\right)^{0.22}} \quad (8)$$

- Skjaeveland(2000)

$$P_c = \frac{3583.42}{\left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}}\right)^{0.22}} - \frac{3583.4 (0.2)^{0.87}}{(1 - S_w)^{0.87} \left(\frac{0.98 - S_{wr}}{1 - S_{wr}}\right)^{0.22}} \quad (9)$$

## Caso de estudio 2: Presión capilar

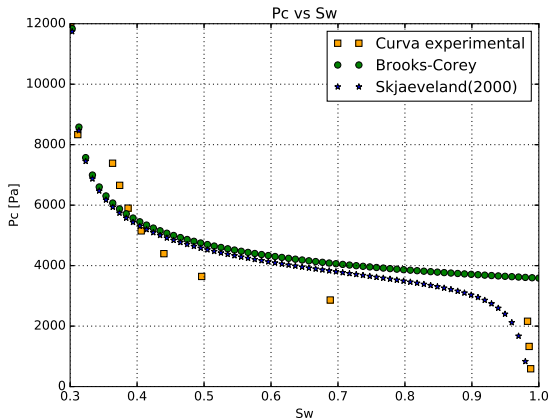


Figura 9: Ajuste de curva.

## Caso de estudio 2: Presión capilar

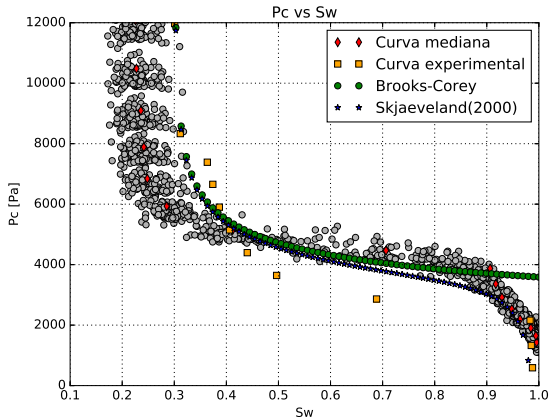


Figura 10: Comparativa de curvas.

# Comentarios finales



## Observaciones y conclusiones

- Los modelos de flujo y desplazamiento permiten realizar **estimaciones aceptables**
- Se propone un flujo de trabajo para emplear los MRP
- Seguir la metodología de MRP en su totalidad, conforma una **alternativa para caracterizar un medio poroso**
- Conocer la estructura del medio es fundamental
- Involucrar tecnología en estudios a escala de poro

## Trabajo en curso y futuro





- Ajuste de curvas
- Familia de  $P_c(S_w)$  para  $\sigma$ ,  $\mu$  y  $\theta$
- Formas irregulares para poros y gargantas



# ¡Gracias por su atención!

## ¿Preguntas y Comentarios?

## Bibliografía I

-  Berkowitz, B. and Ewing, R. (1998).  
Percolation theory and network modeling applications in soil physics.  
*Surveys in Geophysics*, (19):23–72.
-  Brooks, R. and Corey, A. (1964).  
Hydraulic Properties of Porous Media.  
*Hydrology Papers*, (3):1–27.
-  Chandler, R., Koplik, J., Lerman, K., and Willemsen, J. (1982).  
Capillary displacement and percolation in porous media.  
*J. Fluid Mech.*, 119:248–267.
-  Gostick, J.T., Ioannidis, M., Fowler, M., and Pritzker, M. (2007).  
Pore network modeling of fibrous gas diffusion layers for polymer electrolyte membrane fuel cells.  
*Journal of Power Sources*, (177):277–290.

## Bibliografía II



Imperial College (2016).  
Pore scale modelling consortium.  
<https://goo.gl/HWM4fU>.  
[En línea; 21-01-2016].



Lenormand, R. and Boris, S. (1980).  
*Acad. Sci.*, (B291):279.



Martínez-Mendoza, E. G. (2016).  
Modelos de red de poros para la obtención de propiedades efectivas de flujo y transporte en yacimientos petroleros.



Oren, P., Bakke, S., and Arntzen, O. (1998).  
Extending predictive capabilities to network models.  
*Society of Petroleum Engineers SPE*, (52052):324–336.



Sahimi, M. (2011).  
*Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock*.  
Wiley-VCH, second edition.

## Bibliografía III



Skjaeveland, S. M., Siqveland, L. M., Kjosavik, A., Thomas, W. L. H., and Virnovsky, G. A. (2000).

Capillary Pressure Correlation for Mixed-Wet Reservoirs.  
*SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(1):60–67.



Stockmayer, W. (1943).

Theory of molecular size distribution and gel formation in branched-chain polymers.  
*J. Chem. Phys.*, (45).