

Conceptos y definiciones de la física de medios porosos

Martín A. Díaz-Viera, Jesús Carmona

Instituto Mexicano del Petróleo
mdiazv@imp.mx

Posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo

31 de marzo de 2023

Contenido I

- 1 Introducción
- 2 Propiedades de la roca
 - Poros y gargantas de poro
 - Porosidad
 - Permeabilidad
 - Correlación porosidad-permeabilidad
- 3 Propiedades de los fluidos
 - Fase y Componente
 - Tipos de fluidos de yacimiento
 - Compresibilidad
 - Viscosidad
- 4 Procesos de desplazamiento de fluidos
 - Mojabilidad
 - Procesos de desplazamiento de fluidos

Contenido II

- Métodos de recuperación de aceite

5 Propiedades de la interacción roca-fluidos

- Saturación de fluido
- Presión capilar
- Permeabilidades relativas
- Difusión, dispersión y tortuosidad

Introducción

- Para el estudio de los medios porosos en yacimientos petroleros se requiere introducir definiciones y conceptos básicos de sus propiedades en términos:
- de la roca (matriz sólida),
- los fluidos y
- su interacción roca-fluidos.

Introducción

- Las propiedades de la *roca* reflejan la capacidad de ésta para almacenar y transmitir fluidos en sus poros, e incluyen la porosidad y la permeabilidad.
- Las propiedades de los *fluidos* de interés incluyen aquellas que dependen fuertemente de la presión tal como la viscosidad y la compresibilidad.
- Las propiedades de la interacción *roca-fluido* tales como la presión capilar y la permeabilidad relativa, dependen de la saturación.
- A continuación se presentan las definiciones de estos términos [4].

Propiedades de la roca

Propiedades de la ROCA

Poros y gargantas de poro

- Los *poros* son los diminutos pasajes conectados que existen en una roca permeable, típicamente del tamaño de 1 a 200 μm .
- Ellos pueden estar revestidos por minerales diagenéticos (arcillas, por ejemplo).
- Las restricciones más angostas entre los cuerpos de los poros son las *gargantas de poro*.
- Las gargantas de poro son las que controlan la presión de acceso capilar en un proceso de drene.

Porosidad

- La *porosidad* es la fracción de volumen de una roca que es ocupado por el espacio de poro.
- Hay dos tipos de porosidades: total y efectiva.
- La porosidad total incluye tanto los espacios porosos interconectados como los aislados, mientras que la porosidad efectiva solo incluye a los primeros.
- Debido a que sólo los poros interconectados almacenan y transmiten fluidos, estamos principalmente interesados en la porosidad efectiva.
- En adelante, el término *porosidad* significará solamente la porosidad efectiva. En este sentido, la porosidad mide la capacidad de la roca para almacenar fluidos en sus poros.

Porosidad

- 1 **Porosidad** : Es el volumen de poros por unidad de volumen total. Esta propiedad indica qué tanto fluido puede almacenar una roca. Esta relación se expresa como:

$$\phi = \frac{Volumen_{poros}}{Volumen_{Total}} \quad (1)$$

Porosidad efectiva: Se refiere a los poros que se encuentran interconectados, los fluidos pueden circular a través de los poros.

Porosidad inefectiva: Se refiere a los poros aislados, los fluidos no pueden circular libremente.

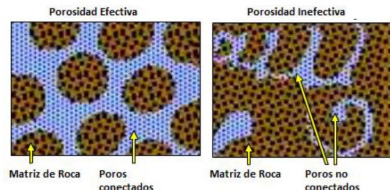


Figura 1: Se puede apreciar que la interconexión entre los poros es clave para el flujo de los fluidos.

Porosidad

- La porosidad se denota comúnmente por ϕ (unidades de fracción o por ciento) y varía de 0.1 a 0.25.
- Si una propiedad de la roca, tal como porosidad, es independiente de su ubicación en la roca, se dice que la *roca es homogénea* con respecto a esa propiedad.
- En caso contrario, se dice que es *heterogénea*.

Porosidad

- La porosidad depende de la presión debido a la *compresibilidad de la roca* (c_R), usualmente se supone constante (entre 10^{-6} y 10^{-7} psi^{-1}) y se define como:

$$c_R = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp}. \quad (2)$$

Después de integrar, la porosidad está dada por

$$\phi = \phi^0 e^{c_R(p-p^0)}, \quad (3)$$

donde ϕ^0 es la porosidad a una presión de referencia p^0 .
Usando una expansión en serie de Taylor resulta:

$$\phi \approx \phi^0 (1 + c_R (p - p^0)).$$

Permeabilidad

- La *permeabilidad* es la capacidad de una roca para conducir fluidos a través de sus poros interconectados.
- Esta capacidad de conducción es referida a veces como *permeabilidad absoluta* cuando sólo existe un fluido, o fase, ya que la presencia de más de un fluido generalmente inhibe el flujo
- Comúnmente se expresa como \underline{k} , que es un tensor con dimensiones de área y unidades de Darcy (d).
- Para la ingeniería de yacimientos, probablemente la permeabilidad es la cantidad más importante ya que su distribución dicta la conectividad y el flujo de fluidos en un yacimiento.
- En la tabla 1, se dan valores típicos para la permeabilidad.

Permeabilidad

- En la Tabla 1, se dan valores típicos para la permeabilidad.

Tabla 1: Clasificación de la permeabilidad de una roca

Clasificación	Permeabilidad [md]
Pobre a baja	1-15
Moderada	15-20
Buena	50-250
Muy buena	250-1000
Excelente	arriba de 1000

Permeabilidad

- La permeabilidad varía según la ubicación, e incluso en la misma ubicación, puede depender de la dirección del flujo.
- En muchas situaciones prácticas, es posible considerar que \underline{k} es un tensor diagonal:

$$\underline{k} = \begin{pmatrix} k_{11} & 0 & 0 \\ 0 & k_{22} & 0 \\ 0 & 0 & k_{33} \end{pmatrix} = \text{diag}(k_{11}, k_{22}, k_{33}). \quad (4)$$

Permeabilidad

Si $k_{11} = k_{22} = k_{33}$, se dice que el medio poroso es isótropo; de otro modo, es anisótropo.

- Isótropo: Uniforme direccionalmente, de modo que las propiedades físicas no varían en las diferentes direcciones.
- En las rocas, los cambios producidos en las propiedades físicas en las diferentes direcciones, tales como la alineación de los granos minerales o la velocidad sísmica medida en sentido paralelo o perpendicular a las superficies de estratificación, son formas de anisotropía.

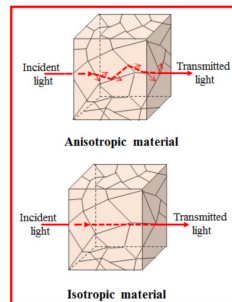


Figura 2: Comparación entre anisotropía e isotropía.

Correlación porosidad-permeabilidad

- En muchos sistemas hay una correlación aproximada entre la permeabilidad \underline{k} y la porosidad ϕ .
- En general, entre mayor es la porosidad, mayor es la permeabilidad.
- Existen relaciones teóricas como las de Carman-Kozeny [3]:

$$k = k_0 \frac{(1-\phi_0)^2}{\phi_0^3} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (5)$$

donde k y k_0 son las permeabilidades absolutas actual e inicial, respectivamente.

- También se pueden establecer relaciones empíricas.

Relación empírica porosidad-permeabilidad

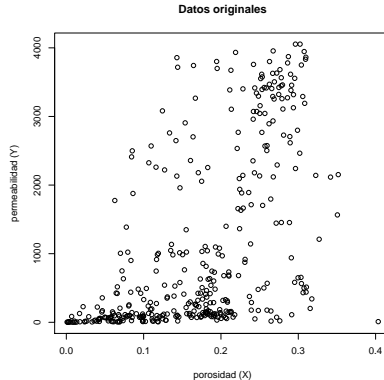


Figura 3: Datos de porosidad vs. permeabilidad en un acuífero kárstico [6].

Relación empírica porosidad-permeabilidad

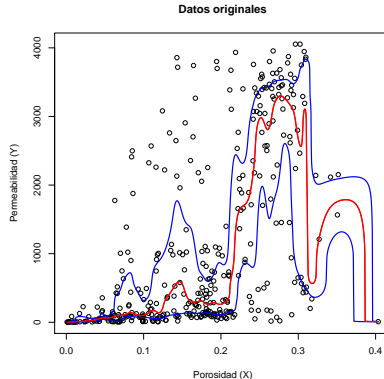


Figura 4: Regresión cuantil de porosidad-permeabilidad en un acuífero kárstico [6].

Propiedades de los fluidos

Propiedades de los FLUIDOS

Fase y Componente

- La **fase** se refiere a una región del sistema en estudio, que posee una velocidad común, de forma que puede distinguirse de otra por una interfase. Por ejemplo, oleica (aceite), acuosa (principalmente agua), o gaseosa (gases).
- Una **componente** es una especie química simple que puede estar presente en una fase. Por ejemplo, la fase acuosa puede contener las componentes agua (H_2O), cloruro de sodio ($NaCl$), y oxígeno disuelto (O_2), y la fase oleica puede contener cientos de componentes del hidrocarburo, por ejemplo, C_1 , C_2 , C_3 , etc.

Tipos de fluidos de yacimiento

En un yacimiento pueden existir simultáneamente el agua, aceite y gas.

Fluido	Clasificación	Ejemplo
Fluido Incompresible	Tiene una compresibilidad cero, su densidad es independiente de la presión.	El agua y el aceite libre de gas (muerto)
Fluido ligeramente compresible	tiene una compresibilidad pequeña pero constante que típicamente varía de 10^{-5} a 10^{-6} psi $^{-1}$	Agua-Aceite (muerto) y con una baja saturación
Fluido compresible	Tiene una compresibilidad en el rango de 10^{-3} a 10^{-4} psi $^{-1}$, su densidad incrementa conforme la presión incrementa pero tiende a estabilizarse a presiones altas	En condiciones de yacimientos, el gas es compresible.

Figura 5: Tipos de fluidos de yacimiento.

Compresibilidad

- La **compresibilidad** de un fluido puede definirse en términos del cambio de volumen (V) o de densidad (ρ) con respecto a la presión a una temperatura fija:

$$c_f = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \Big|_T = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP} \Big|_T \quad (6)$$

Cuando se integra se puede obtener la densidad como:

$$\rho = \rho^0 e^{c_f(p-p^0)} \quad (7)$$

o de manera aproximada como

$$\rho \approx \rho^0 (1 + c_f(p - p^0)) \quad (8)$$

Viscosidad de un fluido

- La **viscosidad** dinámica (μ) de un fluido es una medida de la energía disipada (fricción) cuando éste está en movimiento resistiendo una fuerza cortante aplicada,
- Con dimensiones de fuerza/área \times tiempo y unidades de *Pa.s* (SI) o Poise (usual).
- La unidad más común en la práctica de campo petrolera es el centipoise (cP).
- La viscosidad del agua a condiciones estándar es 1 cP.
- En general, la viscosidad de un fluido depende de la presión, la temperatura y su composición.

Clasificación del aceite en términos de su viscosidad

En la Tabla 2 se dan valores típicos de la viscosidad de aceites a condiciones de yacimiento (4000-6000 psi y 200°F).

Tabla 2: Clasificación del aceite en términos de su viscosidad

Clasificación	Viscosidad [cP]
Ligero	0.3 - 1
Medio	1 - 6
Moderado	6 - 50
Muy viscoso	50 - 1000
Pesado	1000 - en adelante
Betún	$\sim 4,5 \times 10^6$

Procesos de desplazamiento de fluidos

Procesos de desplazamiento de fluidos

Mojabilidad

- La **mojabilidad** representa un equilibrio de fuerzas que ocurre en la interfaz entre tres fases, una de las cuales es sólida.
- Para un sistema de aceite, agua y sólido, la ecuación que describe este equilibrio es la de Young-Laplace

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos(\theta) \quad (9)$$

donde σ_{os} es IFT entre las fases de aceite y sólida, σ_{ws} es la IFT entre las fases de agua y sólida, y σ_{ow} = la IFT entre las fases de aceite y agua.

Mojabilidad

- El ángulo de contacto (θ) define qué fase fluida es más mojante.
- Para $\theta < 90$, la fase de agua es más mojante, mientras que para $\theta > 90$, la fase de aceite es más mojante.

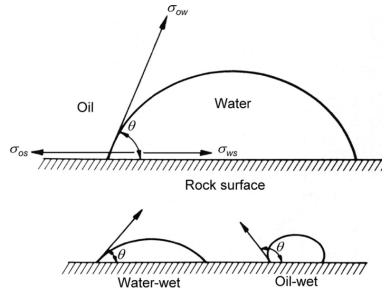


Figura 6: Mojabilidad del sistema aceite/agua/sólido.

Mojabilidad

- La mojabilidad mide la preferencia de la superficie de la roca a ser mojada por una fase particular: oleica, acuosa, o alguna combinación mixta (intermedia).
- La mojabilidad de un medio poroso determina la forma de las funciones de la permeabilidad relativa y de la presión capilar.
- Uno de los mecanismos para cuantificar la mojabilidad es el *índice de mojabilidad*, el cual se determina mediante la relación de Amott-Harvey (Dandekar, 2006):

$$I_{AH}^w = \delta_w - \delta_o \quad (10)$$

Mojabilidad

Variables	Descripción
$\delta_o = \frac{V_o^{sp}}{V_h^{total}}$	Desplazamientos por la tasa de aceite
$\delta_w = \frac{V_w^{sp}}{V_w^{total}}$	Desplazamientos por la tasa de agua
V_o^{sp}	Es el volumen de aceite espontáneamente desplazado por agua
V_o^{total}	Es el volumen total de aceite desplazado (la suma del espontáneamente y forzadamente desplazado)
V_w^{sp}	Es el volumen de agua espontáneamente desplazado por aceite
V_w^{total}	Es el volumen total de agua desplazada (la suma de espontáneamente y forzadamente desplazada).

Procesos de desplazamiento de fluidos

La elección de un modelo de simulación depende del proceso de desplazamiento de fluidos que se esté modelando.

- 1 **Imbibición**: Un proceso de desplazamiento por imbibición ocurre cuando la fase mojante se incrementa.
- 2 **Drene**: Un proceso de desplazamiento por drene ocurre cuando la fase no mojante se incrementa. Por ejemplo, en un medio poroso mojable por agua, la imbibición será aceite desplazando agua.
- 3 **Imbibición espontánea**: Un proceso de imbibición espontánea es cuando una fase mojante invade un medio poroso en ausencia de cualquier fuerza de empuje externa. La fase mojante invade bajo la acción de fuerzas de superficie.

Métodos de recuperación de aceite

Los *métodos de recuperación* de aceite se clasifican como:

- Recuperación primaria: el yacimiento produce con su presión original
- Recuperación secundaria: inyección de un fluido, usualmente agua o gas
- Recuperación terciaria o recuperación mejorada: métodos químicos, térmicos, etc.

Propiedades de la interacción roca-fluidos

Propiedades de la interacción ROCA-FLUIDOS

Saturación de fluido

- La **saturación** (S_α) de una fase fluida α (agua, aceite, o gas) es la fracción de volumen del espacio de poro que ésta ocupa.
- Usualmente se considera que el medio poroso está completamente saturado, lo cual implica, por ejemplo para el flujo bifásico de agua y aceite, que las saturaciones S_w y S_o satisfacen

$$S_w + S_o = 1 \quad (11)$$

- Las funciones de flujo multifásico tal como la presión capilar y la permeabilidad relativa dependen fuertemente de las saturaciones.

Saturación residual

- La **saturación residual** de una fase es la saturación de esa fase que está atrapada o es irreducible.
- La saturación residual de la fase no mojante está atrapada en los poros por fuerzas capilares.
- La saturación residual depende de la mojabilidad de la roca.
- En una arenisca moderadamente mojabable por agua, saturación residual de aceite S_{or} varía típicamente 0.2 a 0.35.

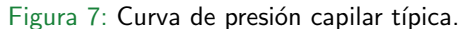
Presión capilar

- La **presión capilar** (p_c) se define como la diferencia de presiones entre la fase no mojante (aceite) p_o y la fase mojante (agua) p_w :

$$p_{cow} = p_o - p_w, \quad (12)$$

- Es una discontinuidad en la presión que ocurre a través de una interfase entre cualquier par de fluidos inmiscibles (por ejemplo, agua y aceite).
- Esto es una consecuencia de la tensión interfacial que existe en la interfase.
- La presión capilar depende de la saturación de la fase mojante S_w y de la dirección del cambio de la saturación (drene o imbibición).

- Una curva típica de la presión capilar se muestra en Figura 7.



Presión capilar

- El fenómeno de la dependencia de la curva de presión capilar con respecto a la historia de la saturación se conoce como *histéresis*.
- La *presión umbral* o *presión de entrada* p_t [1] representa la presión mínima requerida por la fase no mojanete para entrar a un medio poroso inicialmente saturado por la fase mojanete.
- El valor de la saturación para la cual la fase mojanete no se puede desplazar más mediante la aplicación de un gradiente de presión se conoce como *saturación irreducible*.
- En particular, se considera que la presión capilar depende solo de la saturación de la fase mojanete y de su historia.

Presión capilar

- Sin embargo, ésta también depende de la tensión superficial σ , de la porosidad ϕ , de la permeabilidad k y del ángulo de contacto θ con la superficie de la roca de la fase mojanete, el cual a su vez depende de la temperatura y de la composición del fluido:

$$J(S_w) = \frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}},$$

donde $J(S_w)$ es la función J de Leverett.

Presión capilar

- El modelo de presión capilar más usado es de Brooks-Corey [2]

$$p_{cow} = p_t S_e^{-1/\theta} \quad (13)$$

- p_{cow} es la presión capilar en un sistema bifásico agua-aceite,
- p_t es la presión del umbral de entrada.
- $S_e = (S_w - S_{wr}) / (1 - S_{wr} - S_{or})$ es la saturación efectiva
- θ caracteriza la distribución del tamaño de poros, usualmente entre 0.2 y 3.0.

Permeabilidades relativas

- La **permeabilidad relativa** es la relación entre la permeabilidad efectiva de una fase fluida con una saturación dada y la permeabilidad absoluta.
- Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1.0.
- La permeabilidad relativa cuantifica la capacidad de flujo de una fase fluida respecto a otra, ya que la presencia de más de una fase fluida por lo general inhibe el flujo.
- Las mediciones de las *permeabilidades relativas* mayormente se han hecho para flujo de dos fases.

Curva de permeabilidades relativas

En la Figura 8 se muestran curvas típicas de permeabilidades relativas para un sistema aceite-agua.

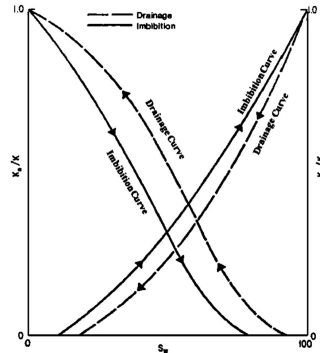


Figura 8: Curvas típicas de permeabilidades relativas.

Permeabilidades relativas

- Las permeabilidades relativas no solo dependen de la saturación de la fase mojannte S_w , sino también de la dirección de cambio de la saturación (drene o imbibición).
- La figura 8 muestra el fenómeno de dependencia de la permeabilidad relativa para la fase no mojannte con respecto a la historia de la saturación. Nótese que la curva de imbibición está siempre por debajo de la curva de drene.
- La mojabilidad de la roca también influye fuertemente en las permeabilidades relativas
- Se deben determinar experimentalmente para cada medio poroso particular de interés.

Permeabilidades relativas

- El modelo de permeabilidad relativa más usado es el de Brooks-Corey modificado

$$\begin{aligned}k_{rw} &= k_{rw}^0 S_e^{nw} \\ k_{ro} &= k_{ro}^0 (1 - S_e)^{no}\end{aligned}\tag{14}$$

- $S_e = (S_w - S_{wr}) / (1 - S_{wr} - S_{or})$ es la saturación efectiva o normalizada del agua;
- k_{ro}^0 , k_{rw}^0 son los máximos de k_{ro} y k_{rw} .
- no y nw son los exponentes.

Difusión, dispersión y tortuosidad

- Ley de Fick para el flujo de masa de un componente κ en una fase fluida α en un medio poroso está dada por:

$$\underline{\tau} = -\underline{\underline{D}}_{\alpha}^{\kappa} \cdot \nabla c_{\alpha}^{\kappa} \quad (15)$$

- $\underline{\underline{D}}_{\alpha}^{\kappa}$ es el tensor de dispersión hidrodinámica de la componente κ en la fase α en $[m^2/s]$ [1].
- El tensor de dispersión hidrodinámica para la componente κ en la fase α se expresa como:

$$\underline{\underline{D}}_{\alpha}^{\kappa} = \underline{\underline{D}}_{\alpha}^{\prime \kappa} + \underline{\underline{D}}_{\alpha}^{* \kappa} \quad (16)$$

Tortuosidad

- La **tortuosidad** está definida como el recíproco de la razón de la distancia real viajada (Δx) por las especies por unidad de longitud (ΔL) del medio:

$$\tau = \frac{\Delta L}{\Delta x} \quad (19)$$

- La tortuosidad se puede expresar como (Millington and Quirk, 1961)

$$\tau = \frac{1}{\phi^2} (\phi S_w)^{7/3} \quad (20)$$

Referencias

- [1] Jacob Bear, *Dynamics of fluids in porous media*, Dover, USA, (1972).
- [2] R. Brooks and A. Corey, "Hydraulic Properties of Porous Media", of *Colorado State University Hydrology Paper*, 3, Colorado State University, (1964).
- [3] P. C. Carman, *Flow of gases through porous media*, Butterworth, London, (1956).
- [4] Z. Chen, G. Huan and Y. Ma, *Computational methods for multiphase flows in porous media*, SIAM, USA, (2006).
- [5] M. A. Díaz-Viera and A. Ortiz-Tapia, *Modelación Matemática, Numérica y Computacional de Flujo y Transporte en Medios Porosos*, Notas del curso, CDMX, México (2018).
- [6] A. Erdely and M. A. Díaz-Viera, *Joint Porosity-Permeability Stochastic Simulation and Spatial Median Regression by Nonparametric Copula Modeling*, GI Forum 2012: Geovizualisation, Society and Learning, Herbert Wichmann Verlag, 346-354 pp., (2012).

Gracias!!!

Preguntas / Comentarios