

# **FLUJO MULTIFASICO**

# **FLUJO MULTIFASICO**

- **Se analizará el flujo simultáneo de dos o tres fases en el medio poroso**
- **El flujo petróleo-gas-agua necesita para ser explicado varias propiedades de los fluidos y de las rocas, entre ellas la permeabilidad relativa y la presión capilar.**

# PERMEABILIDAD RELATIVA

- **Es una de las propiedades más importantes que se debe ingresar en el simulador, ya que determina los flujos relativos de los distintos fluidos, y por consiguiente, sus caudales.**
- **La permeabilidad relativa trifásica es difícil de medir, pero la bifásica (petróleo-agua; líquido -gas) se determina fácilmente desde el punto de vista experimental.**
- **Existen ecuaciones para obtener la permeabilidad relativa trifásica a partir de datos bifásicos y los valores que se obtienen son distintos según el método.**

# PERMEABILIDAD RELATIVA

- Las suposiciones en que se basan los distintos métodos son:

$$k_{rw} = f(S_w)$$

$$k_{rg} = f(S_g)$$

$$k_{ro} = f(S_w, S_g)$$

*La fase mojante es el agua y el gas la menos mojante*

# METODO DE NAAR-WYGAL-HENDERSON

- Usa sólo la  $S_{wir}$  como parámetro
- Se sugiere usar cuando no hay datos disponibles o cuando el método puede representar correctamente la permeabilidad relativa bifásica.
- Las ecuaciones no contienen ni el  $S_{or}$  ni la  $S_{gc}$

# METODO DE NAAR-WYGAL-HENDERSON

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^4$$

$$k_{rg} = \frac{S_g^3 (2 - S_g - 2S_{wir})}{(1 - S_{wir})^4}$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3 (1 - S_g + S_w - 2S_{wir})}{(1 - S_{wir})^4}$$

# METODO DE STONE

- Es la aproximación más utilizada en los simuladores. Se definen las saturaciones normalizadas como:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad S_o \geq S_{om}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad S_w \geq S_{wc}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{om})}$$

*S<sub>om</sub> mínima saturación de petróleo cuando se lo desplaza simultáneamente por agua y gas. En general se corresponde con la saturación residual de petróleo cuando se desplaza con gas S<sub>org</sub>*

# METODO DE STONE

*Fayers propuso la siguiente relación para  $S_{om}$*

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org}$$

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{org})}$$

*$\alpha$  = factor de pesaje basado en la cantidad de gas presente relativo a la fracción del volumen poral ocupado por el gas móvil desplazado por el petróleo a la  $S_{wc}$*

# **METODO DE STONE I**

- **La permeabilidad relativa del agua se determina directamente de la curva de permeabilidad relativa agua-petróleo como función de la saturación de agua.**
- **La permeabilidad relativa del gas proviene de la curva de permeabilidad relativa gas-petróleo como función de la saturación del gas o saturación del líquido.**
- **Por lo tanto se asume que las permeabilidades del gas y del agua son función exclusivamente de las saturaciones de agua y de gas ( o de la saturación total del líquido)**

# METODO DE STONE I

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g$$

$$\beta_w = \frac{k_{row}(S_w)}{1 - S_w^*}$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}(S_g)}{1 - S_g^*}$$

# METODO DE STONE I

- Es aplicable sólo si los puntos finales de  $k_r$  son:

$$k_{row}(S_{wc}) = k_{rog}(S_g = 0) = 1$$

# METODO DE STONE I

- Aziz y Settari propusieron normalizar el modelo con:

$$k_{ro}(S_{wc}) = k_{rocw} S_{og}^* \overline{\beta}_w \overline{\beta}_g$$

$$\overline{\beta}_w = \frac{\beta_w}{k_{rocw}}$$

$$\overline{\beta}_g = \frac{\beta_g}{k_{rocw}}$$

Donde  $k_{rocw}$  es la permeabilidad relativa en  $S_{wc}$  y  $S_{gr}$

# METODO DE STONE II

- En este modelo no se necesita estimar  $S_{om}$  ya que el mismo predice dicho parámetro

$$k_{ro} (k_{row} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg})$$

- Dietrich y Bondor modificaron esta expresión normalizando las permeabilidades relativas del petróleo, gas y agua con el valor de la permeabilidad relativa al petróleo a la  $S_{wc}$ ,  $k_{rocw}$
- Escrito con la normalización propuesta por Aziz se expresa con

$$k_{ro} = \frac{1}{k_{rocw}} \left[ (k_{row} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) \right] - (k_{row} + k_{rw})$$

$$k_{ro} = k_{rocw} \left[ \left( \frac{k_{row}}{k_{rocw}} + k_{rw} \right) \left( \frac{k_{rog}}{k_{rocw}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right]$$

# PRESION CAPILAR

- La presión capilar aparece como consecuencia de la existencia de límites entre el petróleo y el agua ( $P_{cow}$ ) y el gas y el petróleo ( $P_{cog}$ ).

$$P_{cow} = p_o - p_w = P_{cow}(S_w)$$

$$P_{cog} = p_g - p_o = P_{cog}(S_g)$$

- En simulación es necesario usar un valor finito de  $dP_c/dS$  para todas las saturaciones. En ausencia de datos la función J de Leverett se usa frecuentemente para escalar los datos de  $P_c$ .  $P_c$  y  $k$  son función de la historia de  $S_w$  (histéresis)

$$J = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$