

# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano

2025

[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)

# RECUPERACIÓN SECUNDARIA

## WATERFLOODING

# Digitación viscosa-Fingering viscoso-Visco fingering

- Cuando  $M \gg 1$ , se genera un fenómeno de digitación. Hill estudió el desarrollo de la aparición de digitaciones en desplazamientos miscibles en sandpacks verticales lo llamó "channeling", canales de desplazamiento preferencial que aparecen cuando la  $\mu$  del fluido desplazante << que la  $\mu$  del fluido que se desplaza. Su análisis se ha extendido desplazamiento inmisible en columnas porosas.
- Las digitaciones se caracterizan por un flujo totalmente aleatorio e impredecible, y donde la velocidad varía tanto con la posición con el tiempo.
- El comienzo y crecimiento de estos dedos se cree que es debido a la presencia de inestabilidades en la interface entre el fluido desplazante y el desplazado siempre y cuando la viscosidad del fluido desplazante sea mucho menor que la del fluido desplazado.

# Digitación viscosa-Fingering viscoso-Visco fingering

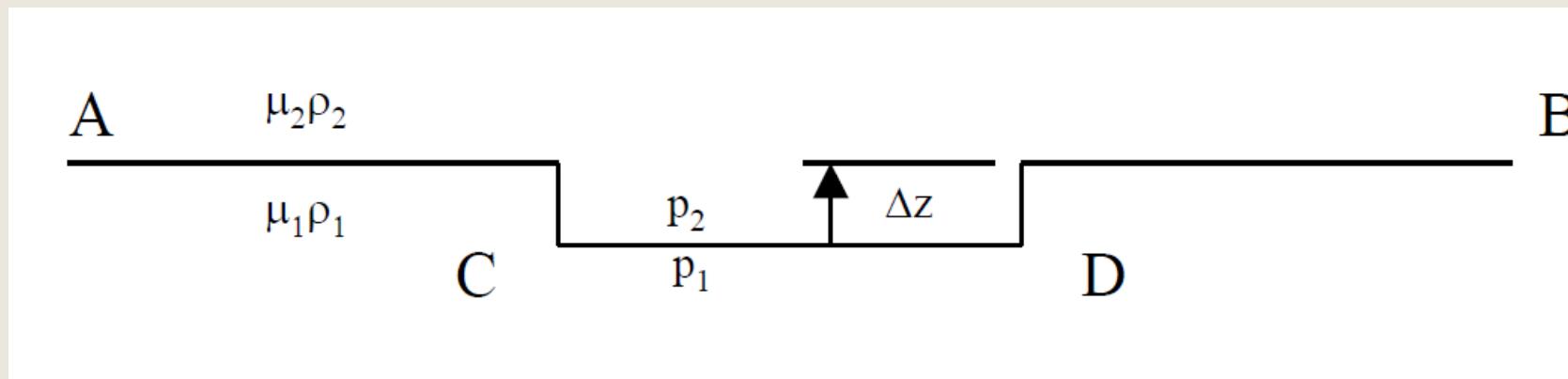
Experimentalmente se ha observado que una zona estabilizada se forma sólo cuando el caudal de desplazamiento es menor que el caudal de desplazamiento de referencia para drenaje calculado con:

$$u_c = \frac{q_c}{A} = \frac{k_L}{\mu} \Delta\rho \operatorname{sen} \alpha$$

$q_c$ = caudal crítico de desplazamiento estabilizado ( $\text{m}^3/\text{d}$ ),  $B/D$   
 $\alpha$ = buzamiento

# Digitación viscosa-Fingering viscoso-Visco fingering

La figura muestra un fluido de viscosidad 2 y densidad 2 desplazando a un fluido de viscosidad 1 y densidad 1 y donde la velocidad de desplazamiento  $u$  se considera constante. En la figura se observa la formación de un dedo de longitud  $\Delta z$  en la interfase AB. Para que se forme la digitación y crezca  $P_1 < P_2$  o lo que es lo mismo la condición de estabilidad es que  $P_1 - P_2 > 0$



Modelo de Hill para el análisis de estabilidad en la interfase

# Digitación viscosa-Fingering viscoso-Visco fingering

$$p_1 = p_o + \rho_1 g \Delta z - \frac{u \mu_1 \Delta z}{k_1}$$

$$p_2 = p_o + \rho_2 g \Delta z - \frac{u \mu_2 \Delta z}{k_2}$$

Restando m.a.m

$$g(\rho_1 - \rho_2) \Delta z - \left( \frac{\mu_1}{k_1} - \frac{\mu_2}{k_2} \right) u \Delta z > 0$$

Si  $k_1 = k_2 = k$  se tendrá flujo estable cuando

$$u < \frac{kg \Delta \rho}{(\mu_1 - \mu_2)}$$

# Digitación viscosa-Fingering viscoso-Visco fingering

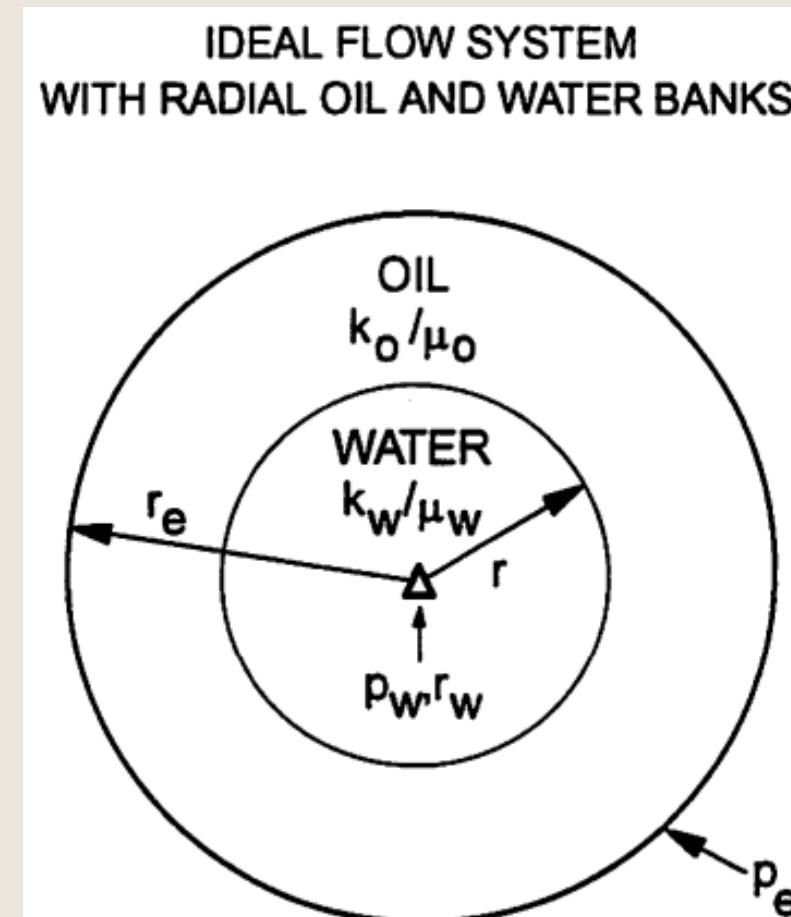
Dietz propuso que la velocidad crítica para que se produzca la digitación viscosa en un reservorio es donde  $\alpha$ , es el ángulo entre la vertical y la normal a la interfase en la dirección de flujo.

$$u_c \leq \frac{g(\rho_1 - \rho_2) \cos \alpha}{\left( \frac{\mu_1}{k_1} - \frac{\mu_2}{k_2} \right)}$$

# Digitación viscosa-Fingering viscoso-Visco fingering

- Aunque el criterio para la aparición de este fenómeno es aceptado, que es lo que pasa después es objeto de múltiples discusiones y aunque se han propuesto varios modelos, ninguno de ellos ha ganado aceptación como herramienta para predecir el comportamiento del reservorio una vez que el proceso de digitación viscosa se produce.
- Lo único que si se puede afirmar es que este proceso disminuye la eficiencia de desplazamiento macroscópica, como consecuencia de que zonas con alta saturación de petróleo son bypassadas por el fluido desplazante. Esta situación es crítica en los métodos de recuperación terciaria (IOR Improved Oil Recovery) por lo que en estos procesos se trata de incorporar compuestos que minimicen este efecto y que genéricamente reciben el nombre de productos para el control de la movilidad.

# Impacto de M sobre la inyectividad



# Impacto de M sobre la inyectividad

Para M=1

$$i_w = \frac{0.00707kh\Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r'_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}}$$

$i_w$  = water injection rate, bbls/day

$h$  = net pay, feet

$k$  = base permeability used to define relative permeability, md  
[usually the effective permeability to oil at irreducible water,  
 $(k_o)_{S_{wir}}$ , md]

$k_{ro}$  = relative permeability to oil in oil bank at  $S_{wc}$

$k_{rw}$  = relative permeability to water in water bank at  $\bar{S}_{wbt}$

$r$  = radius of water bank, feet

$r_e$  = radius of oil bank, feet

$r'_w$  = effective wellbore radius, feet =  $r_w e^{-s_i}$

$r_w$  = wellbore radius, feet

$s_i$  = skin factor at injection well, dimensionless

$\Delta p$  = applied pressure differential, psi  
(difference between pressure at formation face of injection well,  
 $p_w$ , and pressure in reservoir at the outer edge of oil bank,  
 $p_e$ , usually assumed as the average reservoir pressure at start of  
injection)

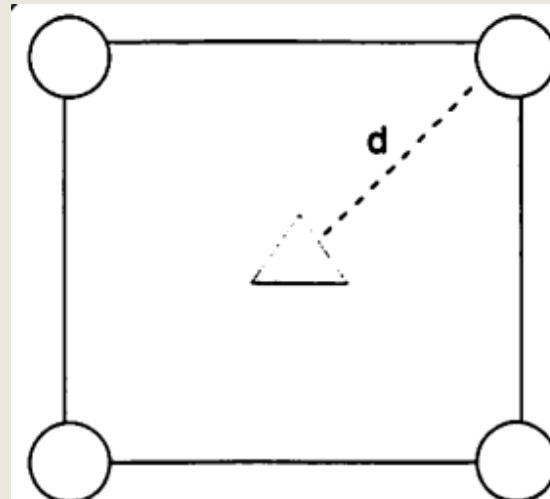
$\mu_o$  = oil viscosity, cp

$\mu_w$  = water viscosity, cp

# Impacto de M sobre la inyectividad

Five-Spot<sup>2</sup>

$$i_w = \frac{0.003541(k_o)s_{wir}h\Delta p}{\mu_o \left[ \ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5(s_i + s_p) \right]}$$



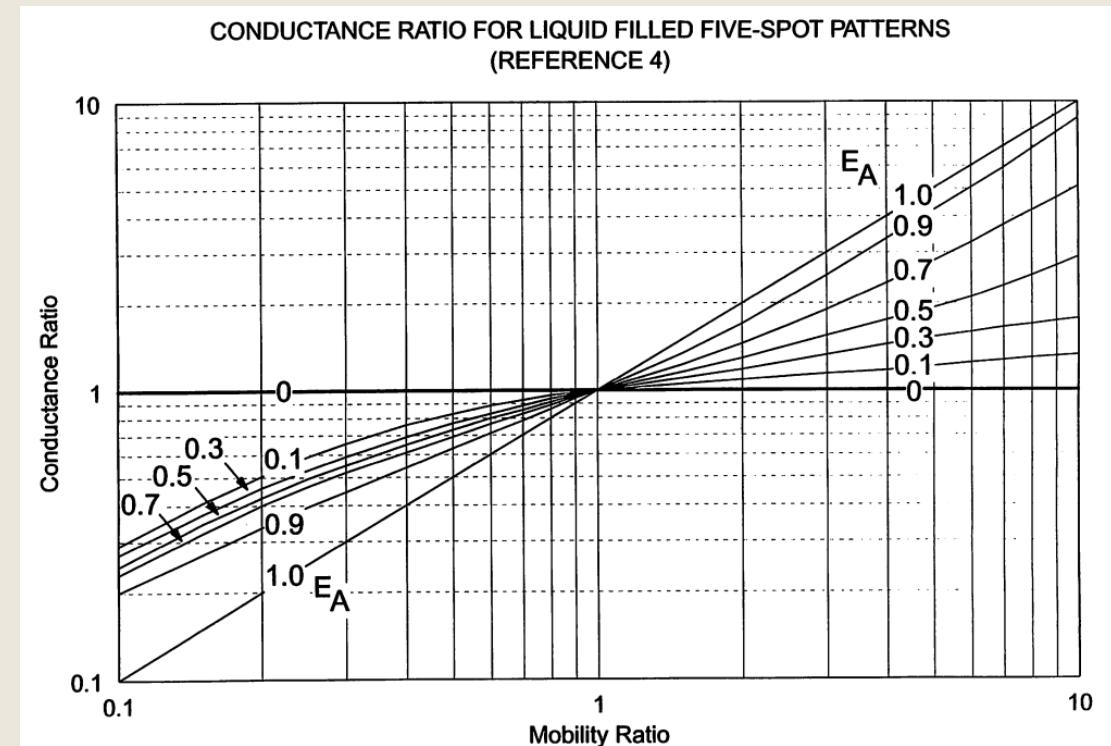
# Impacto de M sobre la inyectividad

Para  $M \neq 1$ ,  $i_w$  debe ajustarse

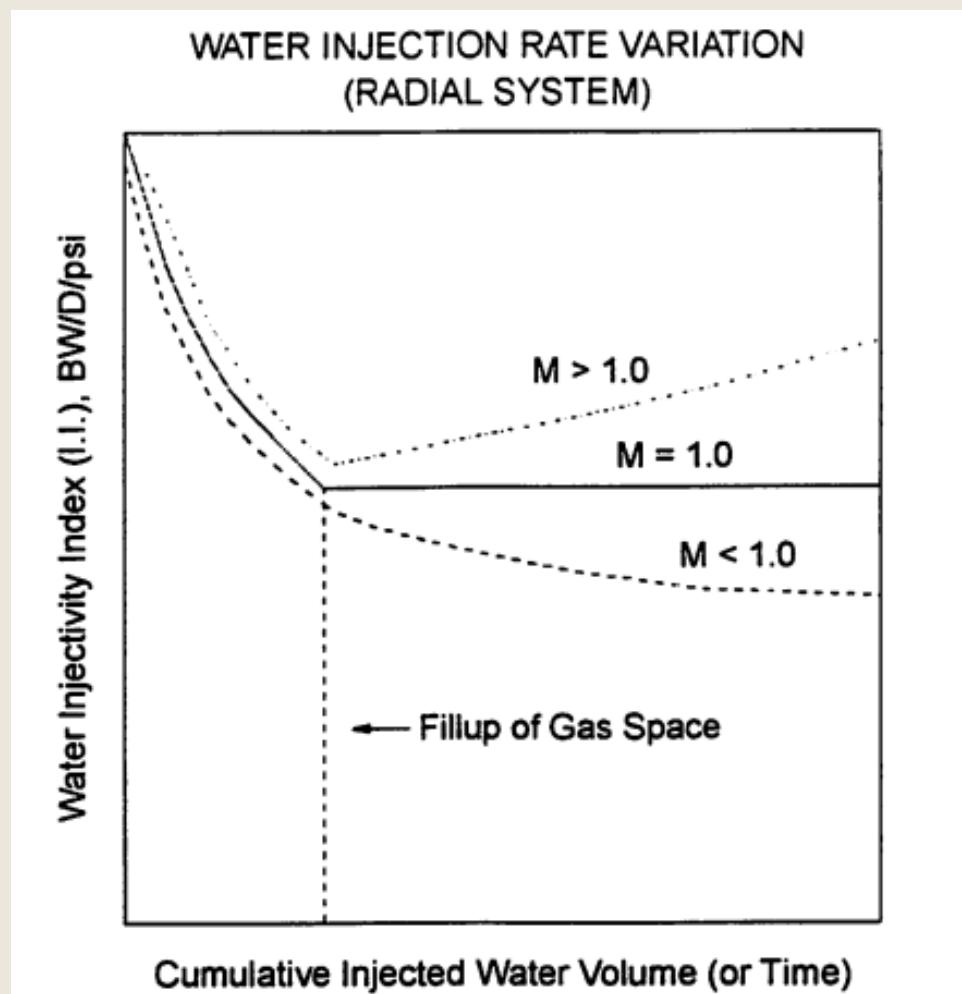
$$i_w = \gamma i_{\text{base}}$$

$\gamma$  = conductance ratio

$i_{\text{base}}$  = base water injection rate, bbls/day (steady-state water injection rate in an oil-filled pattern with immobile connate water for a unit mobility ratio)



# Impacto de M sobre la inyectividad



# FIN

*Eres agente de cambio*

