

# RESERVORIOS III


Ing. Silvia Maturano  
2025

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



# RECUPERACIÓN SECUNDARIA

## WATERFLOODING

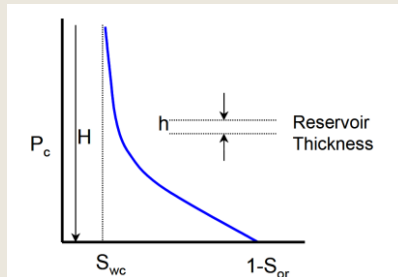


# Reservorios

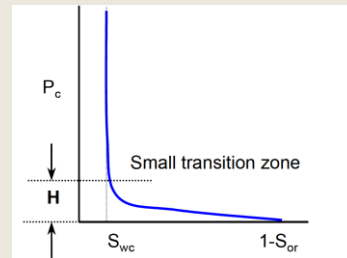
## Homogéneos

Flujo Difuso  
Flujo Intermedio  
Flujo Segregado

BL-Welge



$H \gg h$



$H \ll h$

$H \cong h$   
Uso  
pseudofunciones

## Heterogéneos

Con capas  
comunicadas

Comunicación de P entre las capas y  
equilibrio vertical

Flujo Difuso  
Flujo Segregado

Uso pseudofunciones

Sin capas  
comunicadas

Capas de arena aisladas por capas  
impermeables

Dykstra Parson  
Stiles  
CGM

Métodos predictivos

# Aplicación del Método de Stiles

Usar el método de Stiles para calcular la respuesta de la secundaria en este reservorio

Subsea Depth ft		Absolute Permeability md
From	to	
2050	2051	35
2051	2052	51
2052	2053	27
2053	2054	116
2054	2055	60
2055	2056	237
2056	2057	519
2057	2058	98
2058	2059	281
2059	2060	164

Average Porosity = 25%  
 Average Connate Water = 23%  
 Recovery by Primary Depletion = 140.5 STB/acre-foot  
 $B_{oi} = 1.251$  bbl/STB (no initial gas cap)  
 $B_o$  at depletion = 1.085 bbl/STB (beginning of flood)  
 $k_{ro}$  in oil bank = 0.85  
 $k_{rw}$  = behind oil bank = 0.25  
 $\mu_o = 4.50$  cp  
 $\mu_w = 0.79$  cp  
 $S_{or} = 15.6\%$  (after flooding)  
 $i_w = 1000$  RB/D  
 $E_A = 82\%$   
 $B_w = 1.0$  RB/STB

Datos de testigos de 5 pozos

# Aplicación del Método de Stiles

1° Preparar las curvas adimensionales de capacidades y distribución de k

k	$\Delta h$	k. $\Delta h$	$\Delta C$	C	h	h'
mD	ft	mD.ft	$(k.\Delta h)_i/1588$	$\sum \Delta C$	$\sum \Delta h$	h/ht
519	1	519	0,3268	0,3268	1	0,1
281	1	281	0,1770	0,5038	2	0,2
237	1	237	0,1492	0,6530	3	0,3
164	1	164	0,1033	0,7563	4	0,4
116	1	116	0,0730	0,8293	5	0,5
98	1	98	0,0617	0,8911	6	0,6
60	1	60	0,0378	0,9288	7	0,7
51	1	51	0,0321	0,9610	8	0,8
35	1	35	0,0220	0,9830	9	0,9
27	1	27	0,0170	1,0000	10	1
	<b>10</b>	<b>1588</b>				

# Aplicación del Método de Stiles

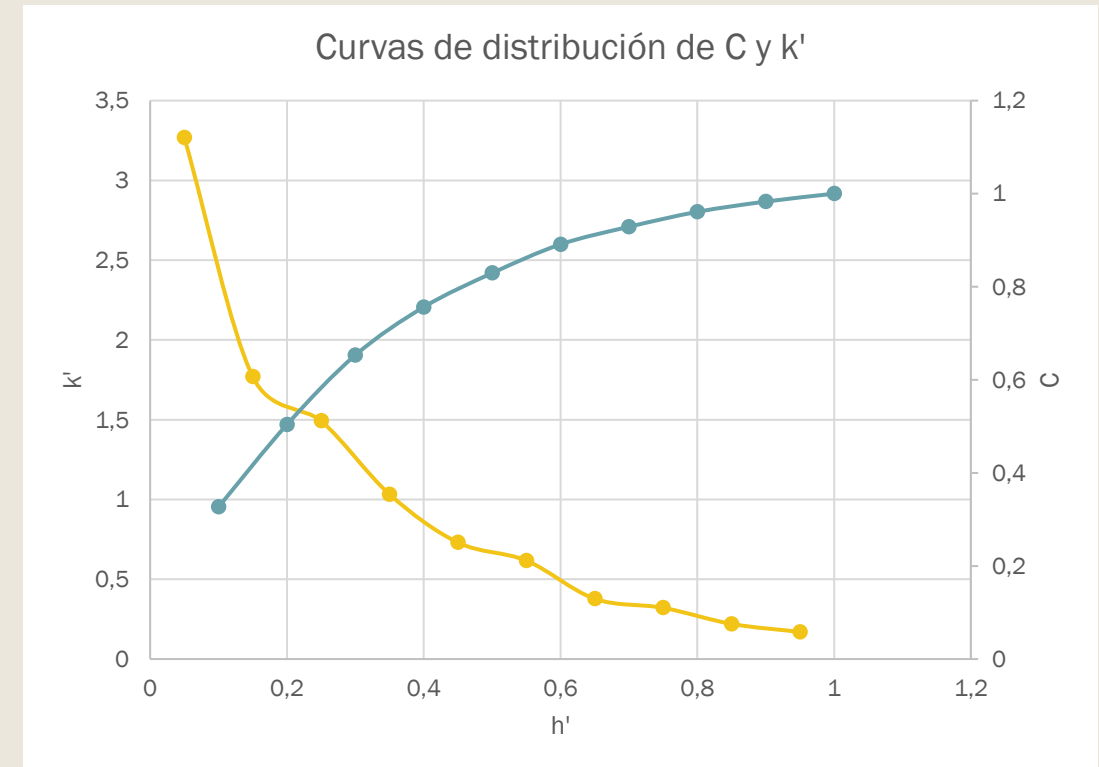
$$k = \frac{dC}{dh}$$

$$k' = \frac{dC}{dh'}$$

## 2° Cobertura vertical:

Como el método asume que el flujo es lineal y que el avance del frente es proporcional a la  $k$ , esto significa que el frente de agua tendrá la misma forma que la curva de distribución de  $k$ .

$h'$	$\Delta h'$	$k' = \Delta C / \Delta h'$	$h'$ plot
$h/ht$			
0,1	0,1	3,268	0,05
0,2	0,1	1,770	0,15
0,3	0,1	1,492	0,25
0,4	0,1	1,033	0,35
0,5	0,1	0,730	0,45
0,6	0,1	0,617	0,55
0,7	0,1	0,378	0,65
0,8	0,1	0,321	0,75
0,9	0,1	0,220	0,85
1	0,1	0,170	0,95

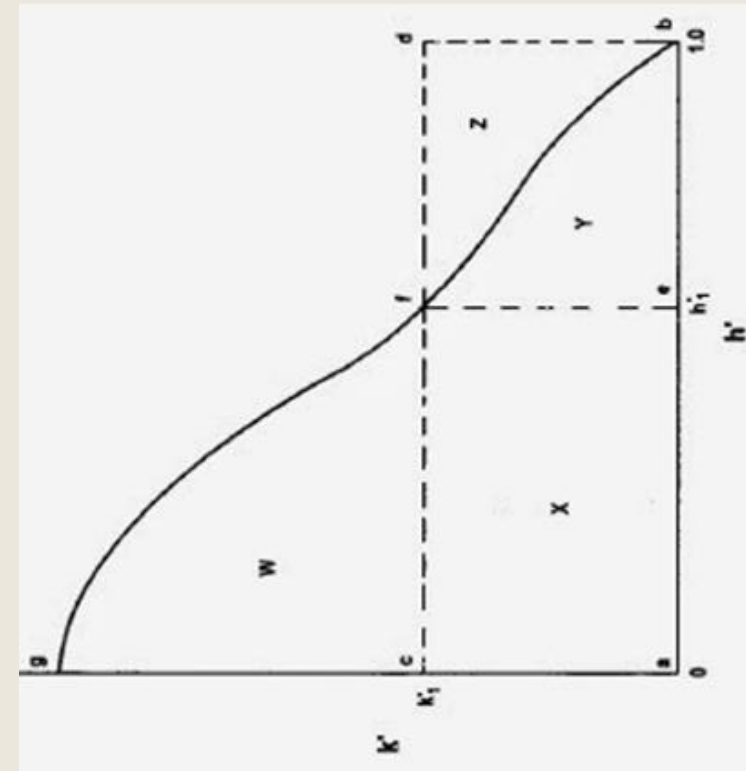
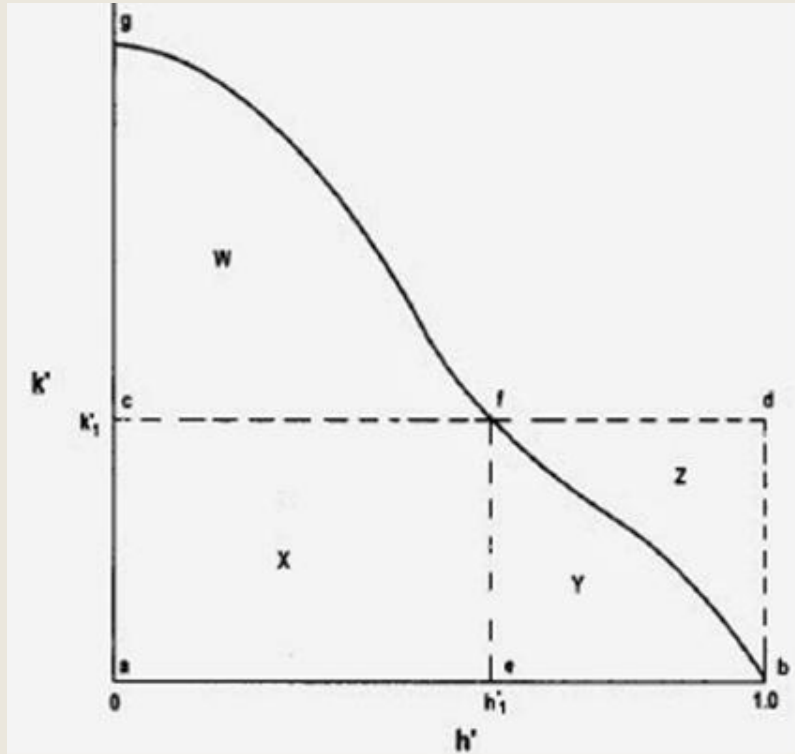


$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_A C_V}{B_o}$$

# Cobertura vertical

$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_A C_V}{B_o}$$

Suponiendo que el segmento **ab** representa el pozo inyector y el segmento **cd** al pozo productor , la posición del frente luego de que  $h'_1$  capas han sido barridas, está representado por el segmento **cfb** , y la fracción del reservorio barrido hasta entonces es proporcional al área  $X+Y$ .

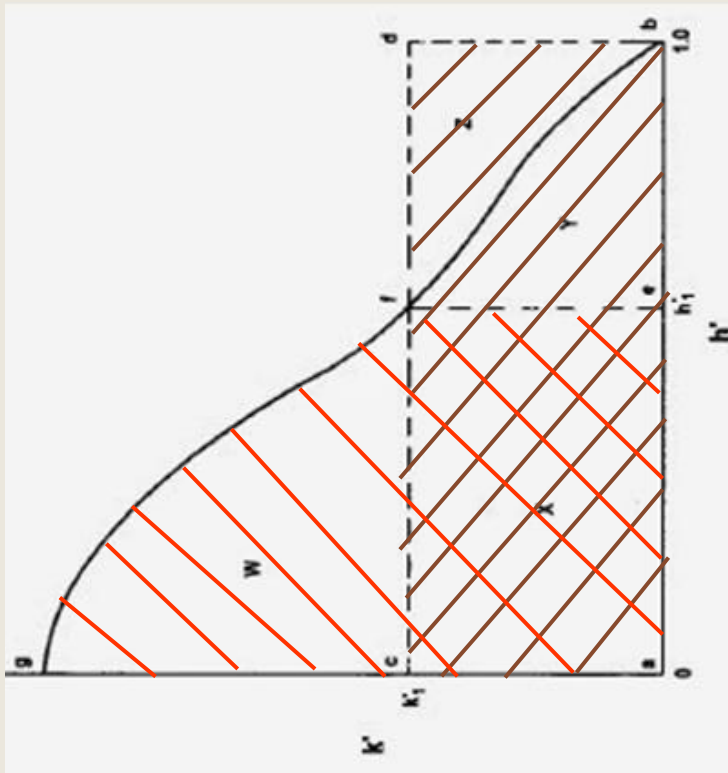


La posición del frente luego de que  $h'_1$  capas han sido barridas, está representado por el segmento **cfb**

# Cobertura vertical

El volumen total del reservorio es equivalente al área  $X+Y+Z$ , la fracción barrida del mismo representa la cobertura vertical  $C_v$ :

$$C_v = \frac{X+Y}{X+Y+Z}$$



Se puede demostrar que:  $W+X+Y=1$  y dado que la distribución de capacidad es la integral de la curva de distribución de  $k'$ , la  $C$  correspondiente al espesor adimensional  $h'_1$  es:  $C=W+X$  e  $Y=1-C$

Además:  $X=ae*ac=h'_1*k'_1$  en general  $X=h'*k'$

$$C_v = \frac{h'k' + (1 - C)}{k'}$$

La única información que se necesita son las curvas de distribución de  $C$  y  $k$



# Aplicación del Método de Stiles

3° Corte de agua:

las partes del reservorio con  $k > k'_1$  producirán sólo W, y tendrán capacidad C, mientras que la parte del reservorio que produce petróleo tendrá capacidad (1-C), aplicando Darcy se obtiene:

- en condiciones de superficie antes de la rotura en c/capa:

$$f_{ws} = \frac{C \left( \frac{k_{rw} \mu_o B_o}{\mu_w k_{ro} B_w} \right)}{C \left( \frac{k_{rw} \mu_o B_o}{\mu_w k_{ro} B_w} \right) + (1 - C)} = \frac{CA}{CA + (1 - C)}$$

$$A = \left( \frac{k_{rw} \mu_o B_o}{\mu_w k_{ro} B_w} \right)$$

- en condiciones de reservorio antes de la rotura en c/capa es:

$$f_w = \frac{CA'}{CA' + (1 - C)}$$

$$A' = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

# Aplicación del Método de Stiles

Para nuestro caso

$$A = \left( \frac{k_{rw} \mu_o B_o}{\mu_w k_{ro} B_w} \right)$$

$$A=1.82$$

$$f_{ws} = \frac{1.82 \times C}{1 + 0.82C}$$

$$A' = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

$$A'=1.68$$

$$f_{wr} = \frac{1.68 \times C}{1 + 0.68C}$$

# Aplicación del Método de Stiles

3º Corte de agua y Cv:

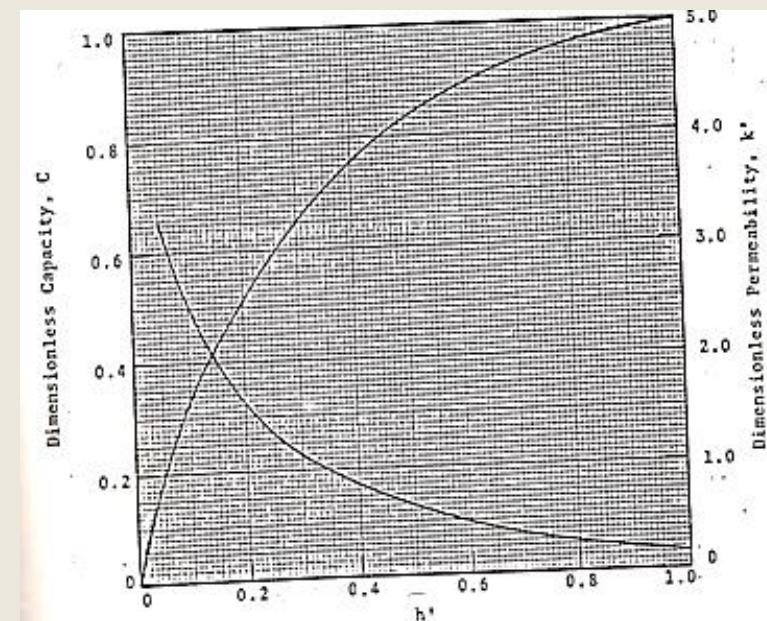
h'	k'	C	Cv	fws	fwr
0,1	2,53	0,33	0,365	0,000	0,000
0,2	1,62	0,51	0,502	0,473	0,453
0,3	1,13	0,65	0,610	0,654	0,636
0,4	0,85	0,75	0,694	0,772	0,757
0,5	0,65	0,83	0,762	0,845	0,834
0,6	0,50	0,89	0,820	0,899	0,891
0,7	0,37	0,93	0,889	0,936	0,931
0,8	0,28	0,96	0,943	0,960	0,957
0,9	0,22	0,98	0,991	0,978	0,976
1	0,17	1	1,000	0,989	0,988

k' y C se leen de la gráfica

$$C_v = \frac{h'k' + (1 - C)}{k'}$$

$$f_{ws} = \frac{1.82 \times C}{1 + 0.82C}$$

$$f_{wr} = \frac{1.68 \times C}{1 + 0.68C}$$



Curva de distribución adimensionalizada de C y k'

# Aplicación del Método de Stiles

$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_A C_V}{B_o}$$

## 4° Petróleo recuperado

La  $S_o$  al comienzo del barrido puede calcularse por balance de materia

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right) (1 - S_{wi})$$

N: petróleo inicial en el reservorio

Np: producción de petróleo acumulado por primaria, STB

Boi: a la presión inicial del reservorio, RB/STB

Bo: a la presión de inicio del flujo, RB/STB

$$N = 7758 A h \phi (1 - S_{wi}) / B_{oi}$$

$$N = 7758 \cdot 80 \cdot 10 \cdot 0.25 (1 - 0.23) / 1.251$$

$$N = 955,021 \text{ STB}$$

Teniendo en cuenta que la recuperación por primaria es 140.5 STB /acre-pie, la producción de petróleo acumulado por primaria será:

$$N_p = (140,5 \text{ STB/ac pie}) (80 \text{ ac}) (10 \text{ pie})$$

$$N_p = 112,4 \text{ STB}$$

# Aplicación del Método de Stiles

4° Petróleo recuperado

$$S_o = \left(1 - \frac{Np}{N}\right) \left(\frac{Bo}{Boi}\right) (1 - S_{wi}) \quad S_o = \left(1 - \frac{112,4}{955,021}\right) \left(\frac{1,085}{1,251}\right) (1 - 0,23)$$

$$S_o = 0,589$$

La Sg libre al inicio de la secundaria es:

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi} = 1 - 0,589 - 0,23$$

$$S_g = 0,181$$

# Aplicación del Método de Stiles

4° Petróleo recuperado

Cantidad de agua requerida para llenar el espacio ocupado por el gas:

$$W_{if}=V_p S_g=7758 A h \phi S_g=7758(80 \text{ ac})(10 \text{ pie})(0,25)(0,181)$$

$$W_{if}=280,840 \text{ BBL}$$

El tiempo requerido para llenar el espacio ocupado por el gas:

$$t_f = \frac{W_{if}}{i_w} \quad t_f = \frac{280840}{1000} = 281 \text{ días}$$

El petróleo recuperado en cualquier momento de la secundaria es:

$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_A C_v}{B_o}$$

$$N_p = 7758(80)(10)(0,25)(0,589 - 0,156)(0,82)C_v / (1,085)$$
$$N_p = 507.752 \times C_v \text{ (STB)}$$

$S_{oi}$  es la saturación de petróleo al comienzo del waterflooding  
 $S_{or}$  es la saturación de petróleo residual al finalizar el barrido.

# Aplicación del Método de Stiles

4° Petróleo recuperado

<b>h'</b>	<b>Cv</b>	<b>Np</b> STB	<b>ΔNp</b> STB
0,1	0,365	185239	185239
0,2	0,502	255130	69891
0,3	0,610	309594	54464
0,4	0,694	352440	42846
0,5	0,762	386673	34233
0,6	0,820	416357	29684
0,7	0,889	451488	35131
0,8	0,943	478738	27250
0,9	0,991	503136	24398
1	1,000	507752	4616

$$C_V = \frac{h'k' + (1 - C)}{k'}$$

$$N_p = \frac{V_p (S_{oi} - S_{or}) E_A C_V}{B_o}$$

# Aplicación del Método Stiles

El caudal de petróleo en superficie :

$$q_{os} = \frac{i_w(1 - fwr)}{B_o}$$

El tiempo requerido para producir un incremento de petróleo:

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{(q_{os})_{prom}}$$



# Aplicación del Método Stiles

$t_f = 281$  días

$h'$	$q_{os}(STB/D)$	$(q_{os})_{prom}$	$\Delta t = \Delta N_p / q_{os} (prom)$	$t = t_f + \sum \Delta \tau$
0,1	921,7	921,7	201,0	482,0
0,2	504,3	713,0	98,0	580,0
0,3	335,3	419,8	129,7	709,7
0,4	223,7	279,5	153,3	863,0
0,5	152,6	188,1	181,9	1045,0
0,6	100,2	126,4	234,9	1279,9
0,7	63,2	81,7	430,2	1710,1
0,8	39,5	51,3	530,8	2240,9
0,9	22,3	30,9	789,2	3030,1
1	0,0	11,2	413,9	3444,0

# Aplicación del Método Stiles

La acumulada de agua inyectada luego de un tiempo t :

$$W_i = i_w \cdot t$$

La relación WO producida antes de la rotura:

$$WOR = \frac{q_w}{q_o} = \frac{CA}{1 - C}$$

h'	Wi bbl.10 <sup>6</sup>	WOR
0,1	0,76	0
0,2	0,86	0,9
0,3	0,99	1,9
0,4	1,14	3,4
0,5	1,33	5,5
0,6	1,56	8,9
0,7	1,99	14,7
0,8	2,52	24,3
0,9	3,31	43,7
1	3,72	89,3

# Aplicación del Método Stiles

## Resumen de cálculos

t	Np STB	qos(STB/D)	WOR
482,0	185239	921,7	0
580,0	255130	504,3	0,9
709,7	309594	335,3	1,9
863,0	352440	223,7	3,4
1045,0	386673	152,6	5,5
1279,9	416357	100,2	8,9
1710,1	451488	63,2	14,7
2240,9	478738	39,5	24,2
3030,1	503136	22,3	43,7
3444,0	507752	0,0	89,2

# FIN

*Eres agente de cambio*

