

RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano

2025

silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar

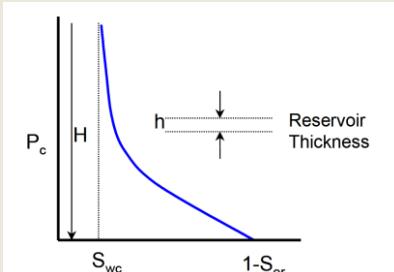
RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING

Reservorios

Homogéneos

↓
Flujo Difuso
Flujo Intermedio
Flujo Segregado
↓

BL-Welge



$H \gg h$

$H \approx h$
Uso
pseudofunciones

$H \ll h$

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

Reservorios heterogéneos sin comunicación de presión

- Los reservorios en los cuales predominan las condiciones de equilibrio vertical se asocian generalmente a ambientes de depositación marinos en los cuales las arenas son relativamente limpias, depositándose en zonas arealmente extensas.
- Sin embargo, otro tipo de reservorio muy común, es aquel cuyo ambiente de depositación es de tipo continental, generalmente deltaico, en donde numerosos canales de arenas aparecen con distintas capacidades de aportes y sin conexiones tanto verticales como laterales, ya que cada cuerpo arenoso está separado por arcillas.
- Si en estos sistemas meandrosos, donde las capas no tienen continuidad se corrieran RFT, lo que aparece es una pérdida total de las condiciones de equilibrio vertical y en donde las capas mas depletadas están asociadas a las capas de mayor permeabilidad y mejor conectadas.

Reservorios heterogéneos sin comunicación de presión

- En este tipo de reservorios, la mayor producción de un pozo, el cual puede tener muchas capas punzadas, proviene por supuesto de las capas más permeables, produciéndose incluso cierto grado de cross-flow de capas de baja permeabilidad a las mas drenadas, generando un sistema de movimiento de fluidos como si se tratara de un reservorio de doble porosidad.
- La recuperación de las zonas menos permeables se ve favorecida a medida que se incrementa la diferencia de presión entre capas, lo cual genera también el fenómeno de cross-flow mencionado anteriormente. Lo anteriormente explicado, tiene como contrapartida, que si se inicia una recuperación secundaria para mantenimiento de presión antes de lograr el cross-flow entre capas, sustanciales áreas del yacimiento pueden quedar sin ser barridas.
- Se debe decidir entre : acelerar la recuperación de petróleo mediante la aplicación de RS o aguardar la producción de las más pobres

Secuencia general para ambientes deltaicos o meandrosos

- Dividir el reservorio en capas no comunicadas
- Determinar la secuencia en que serán barridas
- Generar las pseudo funciones

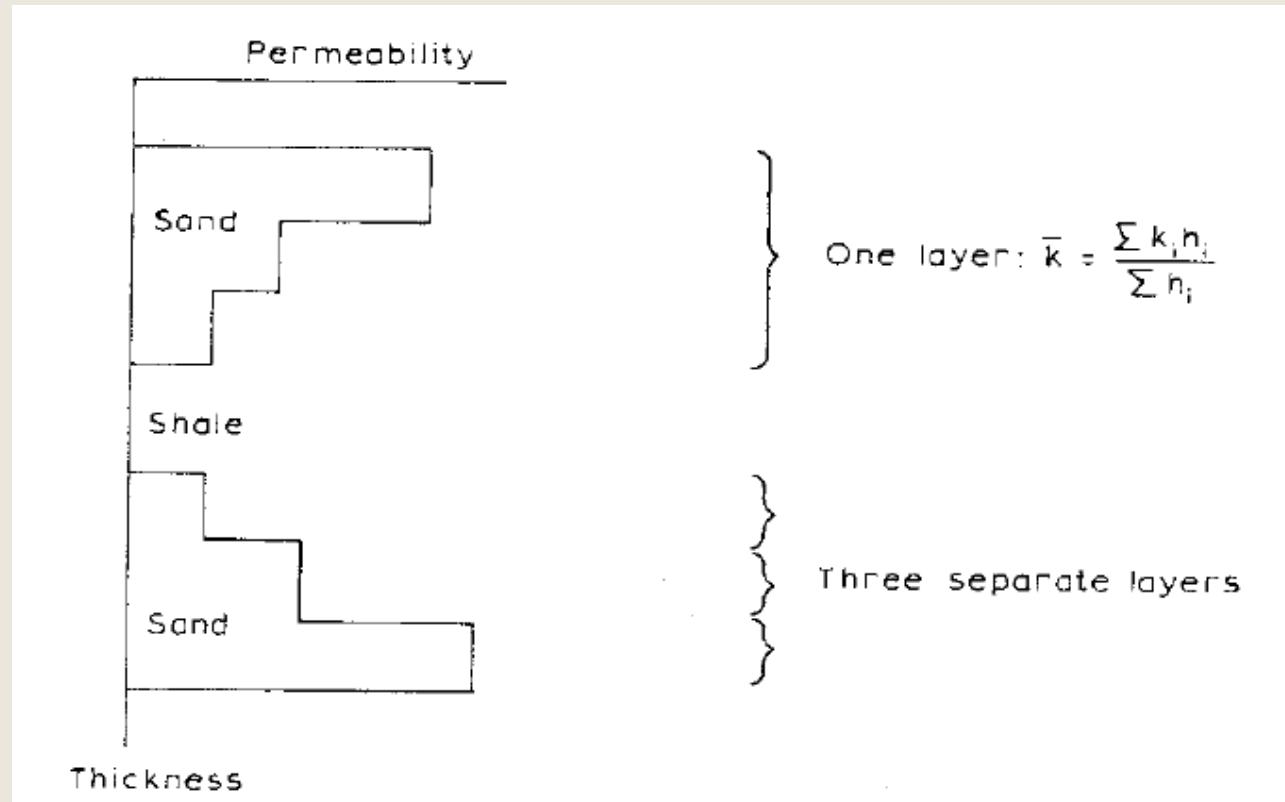
Datos para la generación de pseudofunciones para ambientes deltaicos o meandrosos

Número de capas y permeabilidades

En estos ambientes deltaicos, o meandrosos, la selección del número de capas está asociado principalmente a los valores de permeabilidad, actuando como barrera de separación de capas la presencia de arcillas.

Ahora bien, en muchos casos, esta separación no aparece y si un paquete de arenas con permeabilidades disminuyendo desde el tope a la base aparece, pueden agruparse como una capa, ya que lo que se producirá en el waterflooding es un flujo pistón, por el contrario, si el paquete de arenas presenta una distribución de permeabilidades aumentando con la profundidad puede ser necesario separarlas en distintas capas, cada una con su respectivo k_i , ϕ_i .

Datos para la generación de pseudofunciones para ambientes deltaicos o meandrosos



- un paquete de arenas con k disminuyendo desde el tope a la base, pueden agruparse como una capa, flujo tipo pistón
- un paquete de arenas presenta una distribución de k aumentando con la profundidad puede ser necesario separarlas en distintas capas, cada una con su respectivo k_i , ϕ_i .

Datos para la generación de pseudofunciones para ambientes deltaicos o meandrosos

Orden de barrido de las capas

- Una vez dividido el reservorio en capas, es necesario predecir la secuencia en que las mismas serán barridas para generar las pseudo permeabilidades relativas.
- Teniendo en cuenta que la cantidad de agua inyectada a un caudal constante es aplicando balance de materiales

$$W_i = q_i t = AL \phi(1 - S_{or} - S_{wc})$$

de donde la velocidad de avance del frente de agua es:

$$v' = \frac{L}{t} = \frac{q_i}{A \phi(1 - S_{or} - S_{wc})}$$

Datos para la generación de pseudofunciones

la velocidad Darcy ($v=q_i/A$) (velocidad promedio del flujo) es:

$$v = v' \phi (1 - S_{or} - S_{wc})$$

la velocidad de Darcy, que se usa para el cálculo del término gravitatorio en la ecuación del flujo fraccional, es típicamente **un orden de magnitud menor que la velocidad real.**

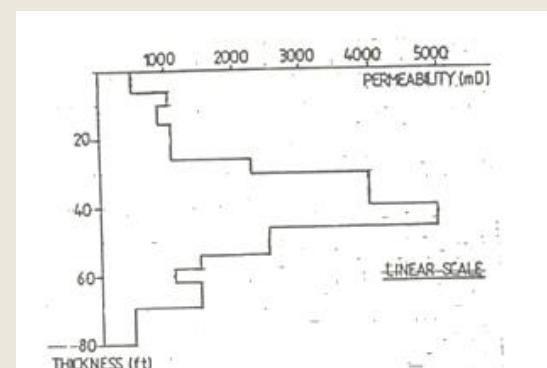
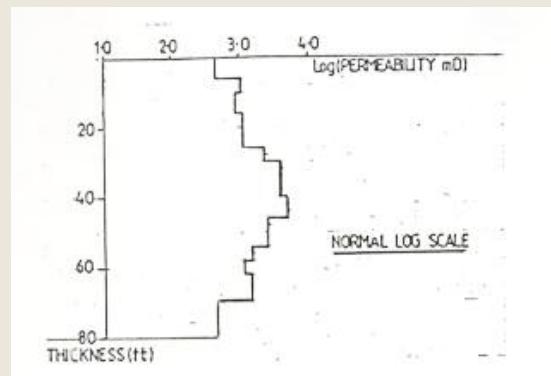
Con diferencia de presión entre el inyector y el productor igual para cada capa

$$v'_i \propto \frac{k_i k'_{rwi}}{\phi_i (1 - S_{or} - S_{wc})} \propto \frac{k_i k'_{rwi}}{\phi \Delta S_i} \propto \frac{k_i}{\phi}$$

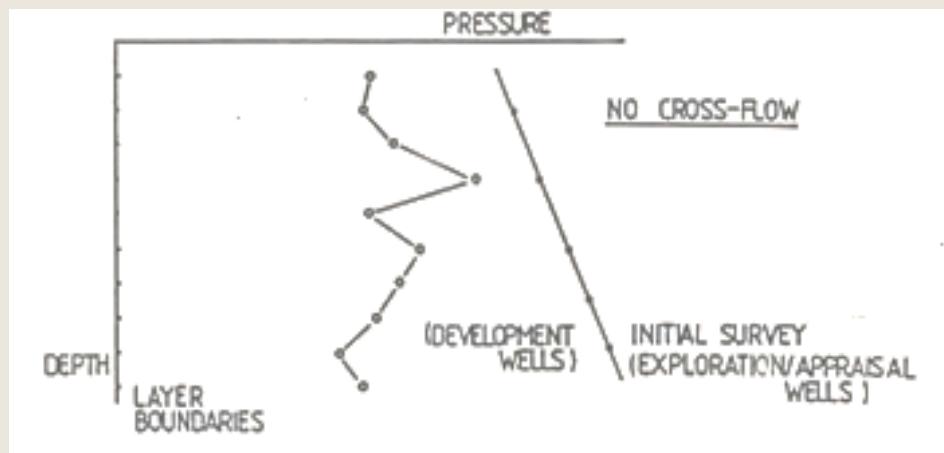
k_i , es el parámetro mas importante en aquellos reservorios con grandes variaciones en permeabilidades

Datos para la generación de pseudofunciones

Se muestran reservorios deltaicos, de por ejemplo, 50 capas separadas. Se las puede reducir a 16 agrupadas por su k_i / ϕ_i ya que aunque estén físicamente separadas fluirán en forma simultánea e independiente de su ubicación. Arregladas las 16 capas en forma decreciente por sus valores k_i / ϕ_i queda preparada la sección datos para el cálculo y generación de las pseudofunciones por distintos métodos.



Investigación de cross flow



Cada capa con su presión individual

Métodos de predicción de la recuperación de petróleo de una secundaria en Reservorios Estratificados

¿Qué se quiere conocer?

- Tiempo requerido para el fillup o llenado
- Rotura del frente de agua
- Recuperación de petróleo a la rotura
- Desarrollo de la relación agua/petróleo luego de la rotura
- Desarrollo de la relación producción- tiempo
- Desarrollo de la relación producción de petróleo-agua inyectada

Reservorio heterogéneo Sin Presión comunicada (sin cross flow)

Los métodos para reservorios estratificados se basan en una combinación de E_A , E_v y E_D .

$$Np = N \cdot E_A \cdot E_v \cdot E_D$$

- Dykstra- Parsons
- Stiles
- Método CGM

Stiles y Dykstra-Parsons, dan Eficiencias de barrido vertical optimistas porque consideran que la caída de presión a lo largo de c/capa es la misma y se mantiene constante. (Si la capa ya está depletada antes de iniciar la secundaria se canaliza el agua lo que no es tomado en cuenta por las pseudofunciones)

Ambos asumen flujo pistón (S_{or} en la porción de reservorio contactada por el agua) y lineal por lo que el barrido areal al iniciarse la rotura es 100% (no consideran la E_A) y por lo tanto estiman una recuperación optimista.

Método de Dykstra-Parsons

- Sirve para calcular la eficiencia de barrido vertical.
- Se usa para dar una rápida predicción de la recuperación de petróleo en función de WOR.
- Se aplica **cualquiera sea M**, tiene en cuenta la dispersión de velocidades en el frente de barrido entre las distintas capas.

Método de Dykstra Parsons

Suposiciones

- El modelo de reservorio es tipo torta, sin flujo cruzado entre capas.
- El desplazamiento es tipo pistón, sin producción de petróleo después de la rotura (BT).
- El flujo es lineal y en estado estacionario.
- Asume que el barrido areal al iniciarse la rotura (BT) es 100% y por lo tanto estima una recuperación optimista.

Método de Dykstra Parsons

Suposiciones (continuación)

- Las propiedades del fluido y saturaciones son iguales para todo el reservorio, excepto la k absoluta que puede variar en las capas.
- El fillup del gas ocurre antes de que se produzca la respuesta de la secundaria o bien la S_g es despreciable al inicio de la inyección.

Método de Dykstra Parsons

El método requiere el conocimiento de:

- V , coeficiente de variación (vertical) de permeabilidad.
- M , la relación de movilidades.
- S_{wi} , saturación de agua inicial y
- Factor de recuperación para un determinado WOR.

Método de Dykstra Parsons

Se asume que el petróleo desplazado es igual al petróleo producido.

1 Cálculo del petróleo producido: $N_p = N_d = N * E_D * E_A * C_V$

1.1 Determinar la variación de permeabilidad, V

1.2 Determinar la relación de movilidad M

1.3 Usando V y M obtener C_V para valores de WOR de 1, 5, 25 y 100

1.4 Calcular la eficiencia de barrido areal E_A

1.5 Calcular la acumulada de petróleo correspondiente a c/valor del WOR

1.6 Graficar N_p vs WOR. Extrapolar esta curva hasta $WOR=0$ para obtener la recuperación al BT.

2 Cálculo del agua inyectada

2.1 Calcular el agua inyectada para alcanzar el llenado (fill up) del espacio ocupado por el gas. W_f

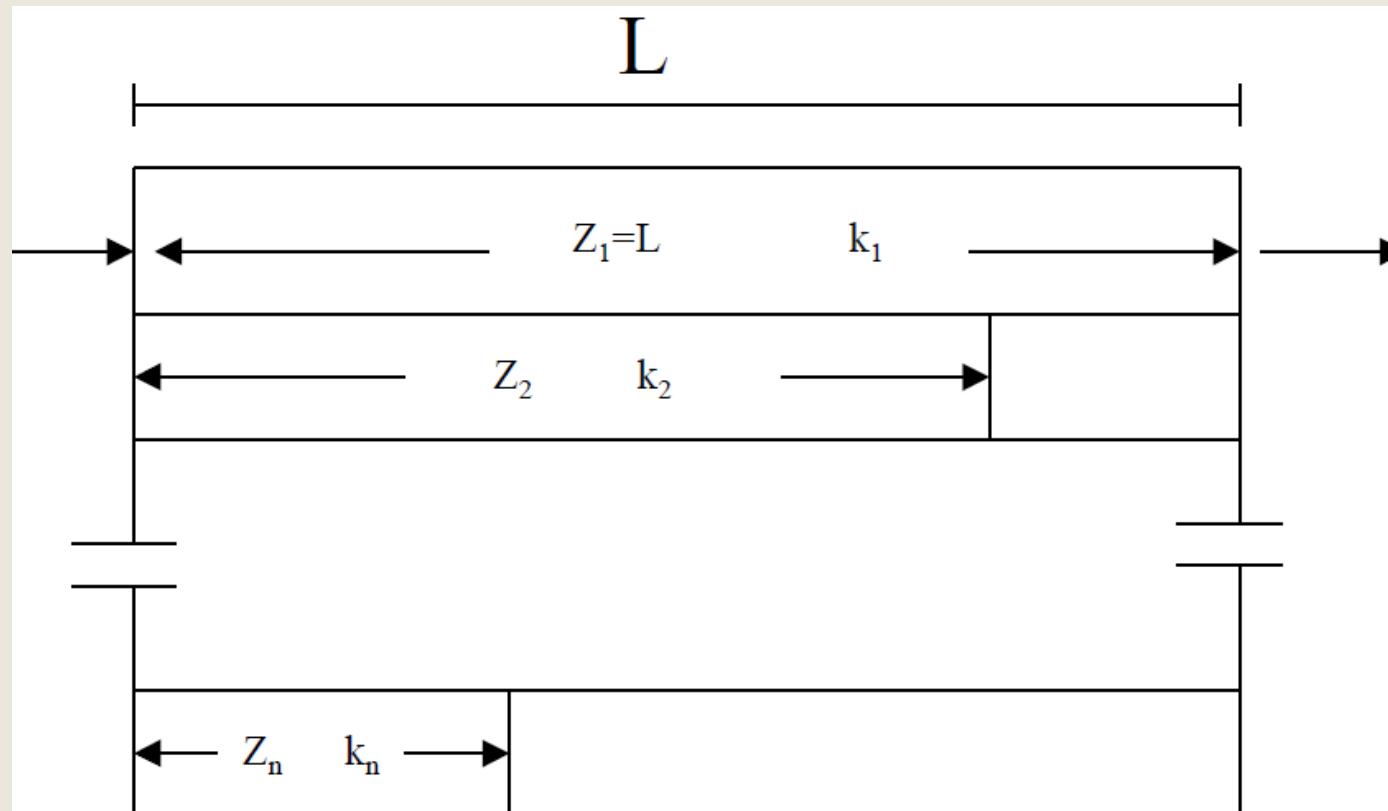
2.2 Calcular el agua inyectada, W_o , para reemplazar la producción de petróleo, en función de N_p .

2.3 Calcular el agua inyectada requerida para reemplazar el agua producida W_p , en función de N_p .

2.4 Calcular la acumulada de agua inyectada, como función de N_p y como función del tiempo.

Coeficiente de variación de k (V) , o coeficiente Dykstra-Parsons.

Suposiciones:



Flujo lineal en el modelo de Dykstra-Parsons

- Reservorio compuesto por n capas, cada una con su k y sin flujo cruzado entre ellas. (layer cake model)]
- Las capas son de igual espesor
- La k tiene una distribución log-normal (los procesos geológicos que crean la k en las rocas reservorio las distribuyen alrededor de la media geométrica)

Coeficiente de variación de k, (V), o coeficiente Dykstra-Parsons

1-Dividir los valores de k de las muestras en capas de igual espesor.

2-Arreglar los valores de k en orden decreciente.

3-Calcular para cada muestra el porcentaje de muestras que tienen una k mayor y expresar este nº como % mayor que.

4-Graficar los valores de la tabla en papel probabilístico logarítmico, donde k se grafica en la escala logarítmica y % mayor que, en la escala probabilística.

5-Trazar la recta que mejor ajuste esos datos y determinar k para los valores de 84.1 y 50% de probabilidad.

k [md]	% mayor que
10	0
9	10
8	20
7	30
6	40
6	40
6	40
5	70
4	80
3	90

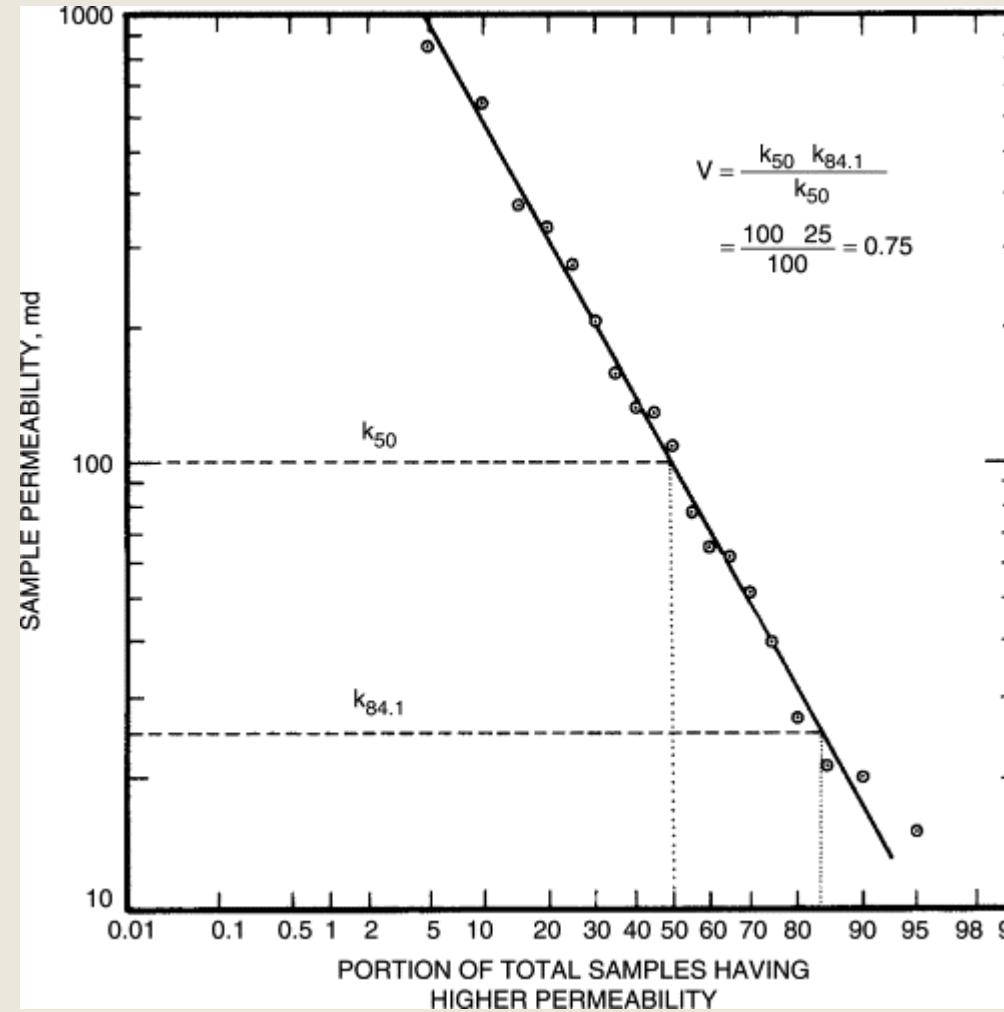
Coeficiente de variación de k o coeficiente Dykstra-Parsons.

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}}$$

Medida estadística de no uniformidad de una serie de datos

- Si $V=0$, el reservorio es homogéneo.
- $A > V$, mayor heterogeneidad del reservorio.
- $V>0,7$; en general nunca $V<0,4$

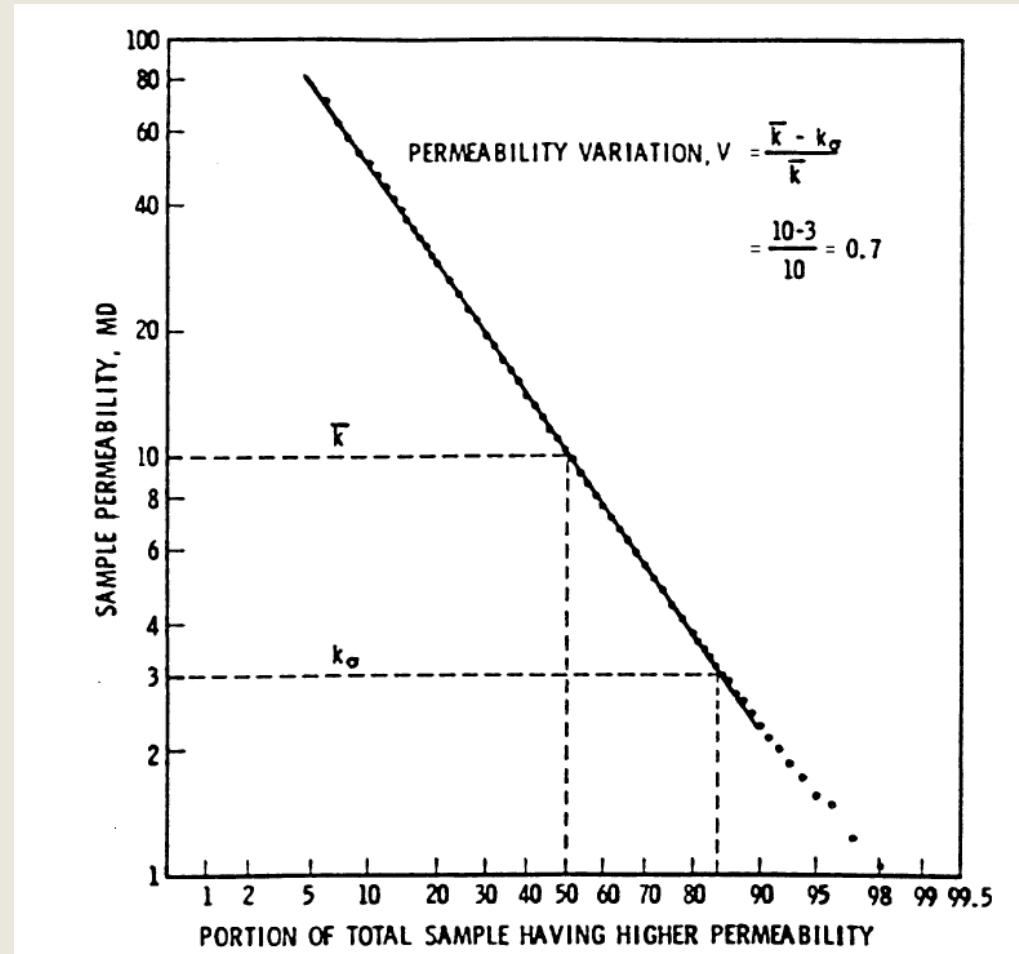
Coeficiente de variación de k o coeficiente Dykstra-Parsons.



Coeficiente de variación de k, V, o coeficiente Dykstra-Parsons.

CORE ANALYSIS FOR HYPOTHETICAL RESERVOIR										
Cores from 10 Wells, A Through J; Each Permeability Value (md) Represents 1 ft of Pay										
Depth (ft)	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
6791	2.9	7.4	30.4	3.8	8.6	14.5	39.9	2.3	12.0	29.0
6792	11.3	1.7	17.6	24.6	5.5	5.3	4.8	3.0	0.6	99.0
6793	2.1	21.2	4.4	2.4	5.0	1.0	3.9	8.4	8.9	7.6
6794	167.0	1.2	2.6	22.0	11.7	6.7	74.0	25.5	1.5	5.9
6795	3.6	920.0	37.0	10.4	16.5	11.0	120.0	4.1	3.5	33.5
6796	19.5	26.6	7.8	32.0	10.7	10.0	19.0	12.4	3.3	6.5
6797	6.9	3.2	13.1	41.8	9.4	12.9	55.2	2.0	5.2	2.7
6798	50.4	35.2	0.8	18.4	20.1	27.8	22.7	47.4	4.3	66.0
6799	16.0	71.5	1.8	14.0	84.0	15.0	6.0	6.3	44.5	5.7
6800	23.5	13.5	1.5	17.0	9.8	8.1	15.4	4.6	9.1	60.0

Coeficiente de variación de k , V , o coeficiente Dykstra-Parsons.



$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} = \frac{10-3}{10} = 0.7$$

Aplicación Método de DP

Use las correlaciones de DP para determinar:

- a) N_p vs WOR
- b) W_i vs N_p
- c) N_p vs tiempo

Aplicación Método de DP

$B_w = 1.05 \text{ RB/STB}$

$S_{gi} = 0$

$S_{wi} = 0.36$

Five spot

Capa	h ft	k, mD
1	1	10
2	1	6.8
3	1	4.7
4	1	10.4
5	1	20.5
6	1	12.1
7	1	8.6
8	1	18.4
9	1	14.3
10	1	10.9

Tabla de distribución de k

$B_w = 1.05 \text{ RB/STB}$

$\mu_o = 2.72 \text{ cP}$

$\mu_w = 0.75 \text{ cP}$

OIIP al inicio del barrido = 32.10^6 STB

$i_w = 15000 \text{ RB/D}$

$B_o = 1.25 \text{ RB/STB}$

S_w	k_{rw}	k_{ro}
0.36	0	0.180
0.38	0.004	0.130
0.42	0.008	0.082
0.46	0.015	0.050
0.54	0.038	0.020
0.58	0.063	0.014
0.62	0.1	0.008
0.66	0.155	0.002
0.70	0.214	0

Tabla de kr

Aplicación Método de DP N_p como función de WOR

$$N_p = N_d = N \cdot E_D \cdot E_A \cdot C_v$$

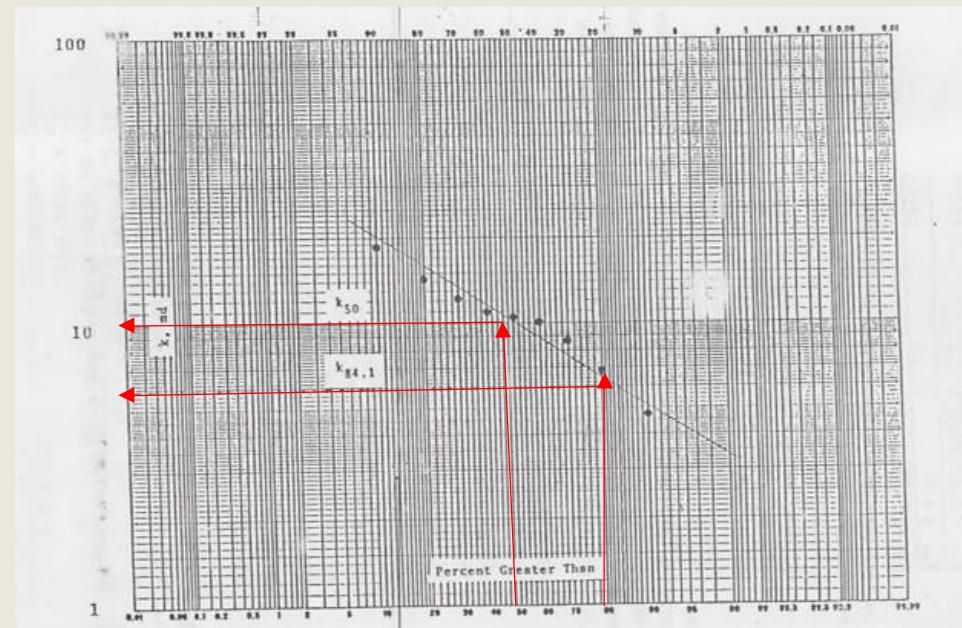
1) Determinar $V \longrightarrow C_v$

k,mD	% > que
20.5	0
18.4	10
14.3	20
12.1	30
10.9	40
10.4	50
10.0	60
8.6	70
6.8	80
4.7	90

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}}$$

$$V = \frac{10 - 5.95}{10}$$

$$V = 0.405$$



Aplicación Método de DP

N_p como función de WOR

2) Determinar M

Para desplazamiento tipo pistón

$$M = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w} = \frac{0.214}{0.180} \frac{2.72}{0.75} = 4.31$$

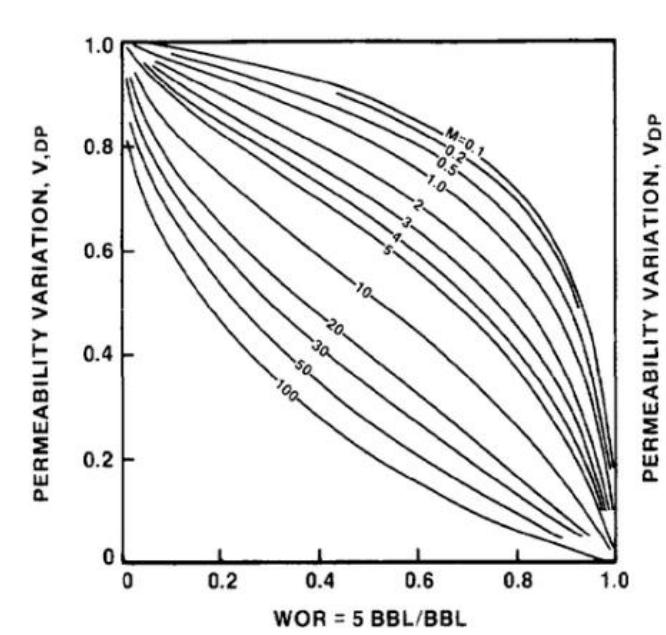
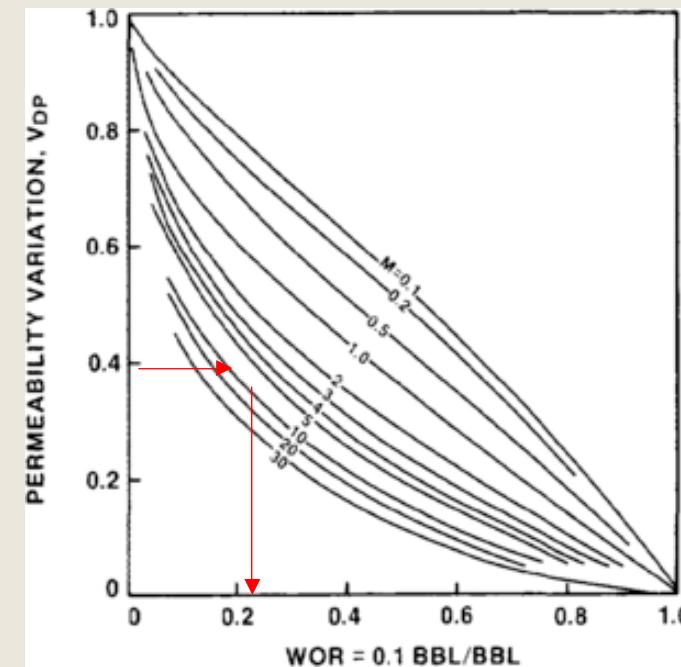
k_{ro} a la S_{wi}
 k_{rw} a la S_{or}

3) Obtener Cv en función de WOR

Aplicación Método de DP

N_p como función de WOR

WOR	C_v
0.1	0.24
0.2	0.29
0.5	0.40
1	0.51
2	0.63
5	0.79
10	0.88
25	0.94
50	0.96
100	0.98



Aplicación Método de DP

N_p como función de WOR

■ $N_p = N_d = N * E_D * E_A * C_v$

$N = V_p \cdot S_o / B_o$ (petróleo in situ al comienzo de la RS)

$$V_p = N \cdot B_{oi} / (1 - S_{wi}) = 32 \times 10^6 \text{ STB} \times (1.25 \text{ RB/STB}) / (1 - 0.36)$$

$$V_p = 62.5 \times 10^6 \text{ RB}$$

$$N_p = 62.5 \times 10^6 \text{ RB} \times (S_o) \times E_D \times E_A \times C_v / B_o \quad \text{siendo } E_D = S_o - S_{or} / S_o = 1 - S_{wc} - S_{g} - S_{or} / (1 - S_{wc} - S_g)$$

$$N_p = 62.5 \times 10^6 \times (S_o - S_{or}) \times E_A \times C_v / B_o$$

Aplicación Método de DP

N_p como función de WOR

4) Calcular EA (por CGM)

$$M = \frac{(krw)_{Swbt}}{(kro)_{Swi}} \frac{\mu_o}{\mu_w} = \frac{0.043}{0.180} \frac{2.72}{0.75} = 0.87$$



$$E_A = 70\%$$

$$\overline{Sw_{bt}} = 0.548$$



Aplicación Método de DP

N_p como función de WOR

$$N_p = 62.5 \times 10^6 \times (0.64 - 0.30) \times 0.7 \times C_v / 1.25$$

$$N_p = 11.9 \times 10^6 \times C_v$$

WOR	C_v	N_p STB 10^6
0.1	0.24	2.85
0.2	0.29	3.45
0.5	0.40	4.76
1	0.51	6.07
2	0.63	7.59
5	0.79	9.4
10	0.88	10.47
25	0.94	11.19
50	0.96	11.42
100	0.98	11.66

Graficar N_p vs WOR.
Extrapolar esta curva hasta
 $WOR=0$ para obtener la
recuperación al BT.
Lectura $(N_p)_{bt}=2.55$



Aplicación Método DP

Wi vs Np

$$W_i = W_f + W_o + W_p$$

1-Calcular el agua inyectada para alcanzar el llenado (fill up) del espacio ocupado por el gas.

$$W_f = V_p(1 - S_o - S_{w_i}) = V_p x S_g = 0$$

2-Calcular el agua inyectada para reemplazar la producción de petróleo en función de Np

$$W_o = Np \cdot B_o$$

3-Calcular el W inyectada requerida para reemplazar el W producida en función de Np. Puede calcularse al integrarse gráficamente la curva WOR vs Np para distintos valores de Np.

$$W_p = \int (WOR) dNp$$

Aplicación Método DP

W_i vs N_p

WOR	$N_p, \text{STB.}10^6$	$W_o, \text{bbl.}10^6$	$W_p, \text{bbl.}10^6$	$W_i, \text{bbl.}10^6$
0.1	2.85	3.56	0.03	3.59
0.2	3.45	4.31	0.12	4.43
0.5	4.76	5.95	0.58	6.53
1	6.07	7.58	1.56	9.14
2	7.59	9.49	3.84	13.33
5	9.40	11.75	9.70	21.45
10	10.47	13.09	23.06	36.15
25	11.19	13.99	39.28	53.27
50	11.42	14.27	47.91	62.18
100	11.66	14.58	65.91	80.49

Aplicación Método DP

N_p vs tiempo

$$t = \frac{Wi}{i_w}$$

WOR	N_p (STB. 10^6)	t(días)
0.1	2.85	239
0.2	3.45	295
0.5	4.76	435
1	6.07	609
2	7.59	889
5	9.4	1430
10	10.47	2410
25	11.19	3551
50	11.42	4145
100	11.66	5366

Método de Stiles

- **Objetivo:** obtener la recuperación de petróleo luego de la rotura en c/u de las capas no comunicadas, según el orden de barrido.
- Exige $M \approx 1$ (la distancia que se desplaza el frente en cada capa es proporcional a la capacidad de la capa (kh)). Aunque las velocidades en cada capa son diferentes, la relación entre ellas a medida que el barrido avanza se mantiene constante. (Se lo puede usar también para $M > 1$ ajustando curvas de kr con los datos del piloto).

Método de Stiles

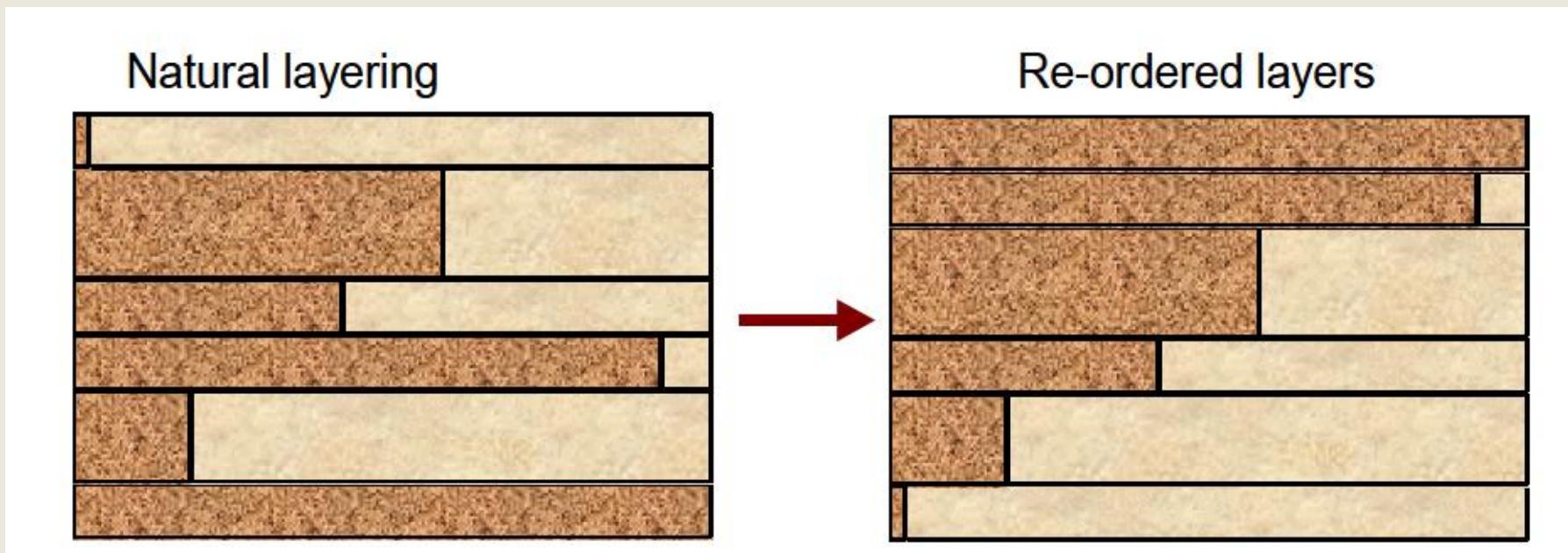
Suposiciones

- El modelo de reservorio es tipo torta sin flujo cruzado entre capas (supone barrera impermeable entre capas).
- El desplazamiento es tipo pistón
- El llenado ocurre en todas las capas previamente a que se produzca la respuesta de flujo.
- El flujo es lineal y en estado estacionario.
- Las propiedades de los fluidos y de las rocas, con excepción de las permeabilidades, son iguales en todas las capas.
- La distancia que se desplaza el frente en cada capa es proporcional a la capacidad de la capa (kh). Esto implica aceptar que $M \approx 1$.
- Solo fluyen dos fases: o/w. (No usar en inyección de gas)

Método de Stiles

1. Cobertura vertical
2. Corte de agua y WOR
3. Caudales de petróleo y agua producidos
4. Recuperación de petróleo acumulado

Método de Stiles



Reservorio estratificado para la aplicación de Stiles

- Requiere ordenar los datos de permeabilidad, no importando de qué pozo ni su posición estructural, en forma decreciente.
- Desplazamiento tipo pistón
- $M \approx 1$

Métodos para evaluar permeabilidad.

Método de Stiles

Modelo de torta

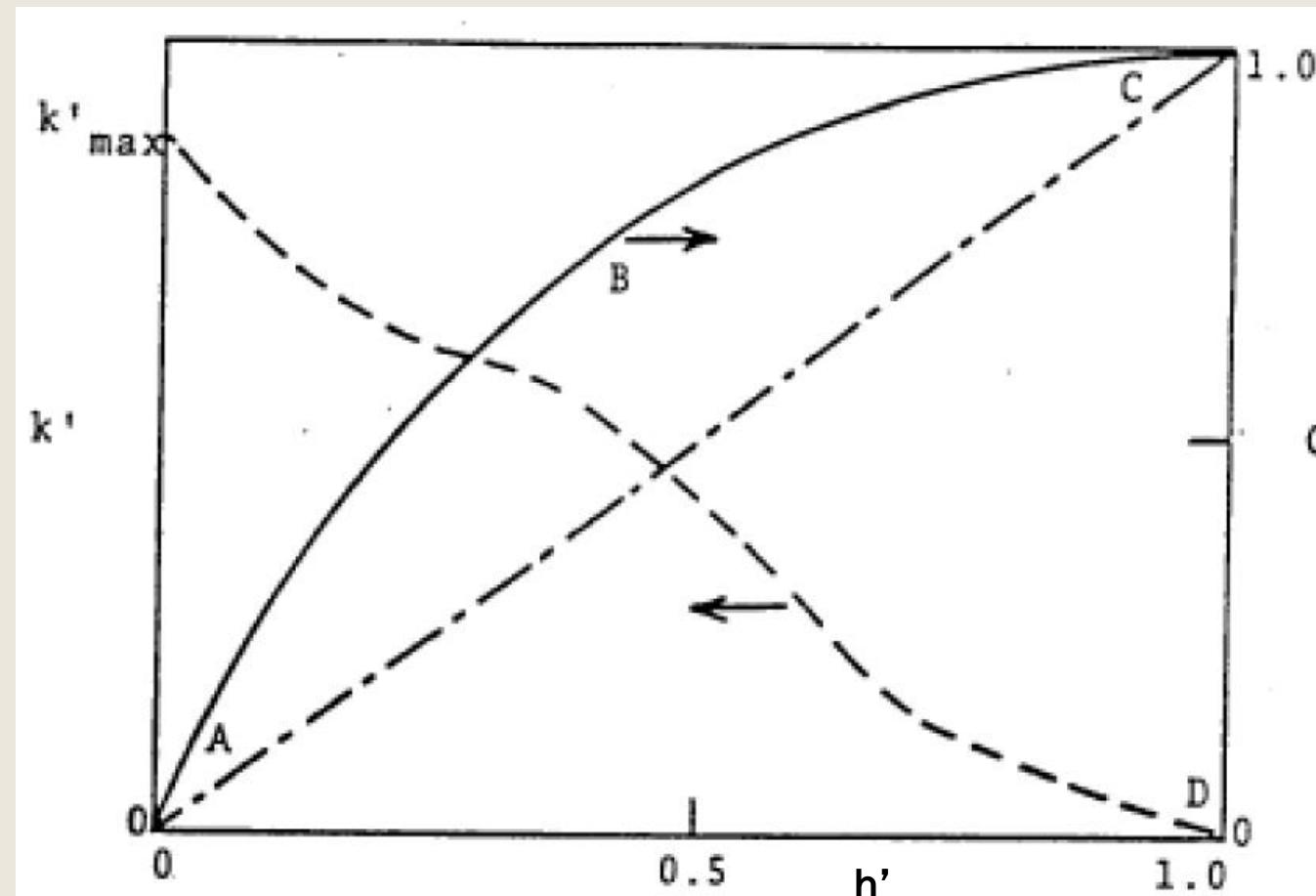
h' =espesor
adimensional

Δh	k	$k \Delta h$	$\Delta C = (k \Delta h)_i / \sum k \Delta h$	$C = \sum k \Delta C$	$h = \sum \Delta h_i$	$h' = h/h_t$
Δh_1	k_1	$(k \Delta h)_1$	ΔC_1	C'_1	h_1	h'_1
Δh_2	k_2	$(k \Delta h)_2$	ΔC_2	C'_2	h_2	h'_2
Δh_3	k_3	$(k \Delta h)_3$	ΔC_3	$C'_3 = 1$	h_3	$h'_3 = 1$
$h_t = \sum \Delta h$		$\sum k \Delta h$	1.0			

- Ordenar los datos de permeabilidad, no importando de qué pozo ni su posición estructural, en forma decreciente.
- Determinar la **distribución de capacidades de flujo**, kh , dentro de la formación. Conviene expresar esta distribución en forma adimensional.
- Graficar la curva de distribución de capacidad para el reservorio(línea llena ABC en la figura siguiente).
- Usar la curva de distribución de la capacidad para determinar la curva de distribución de la k , ($C=kh$)

Métodos para evaluar permeabilidad.

Método de Stiles



Curva de distribución de capacidad para el reservorio

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

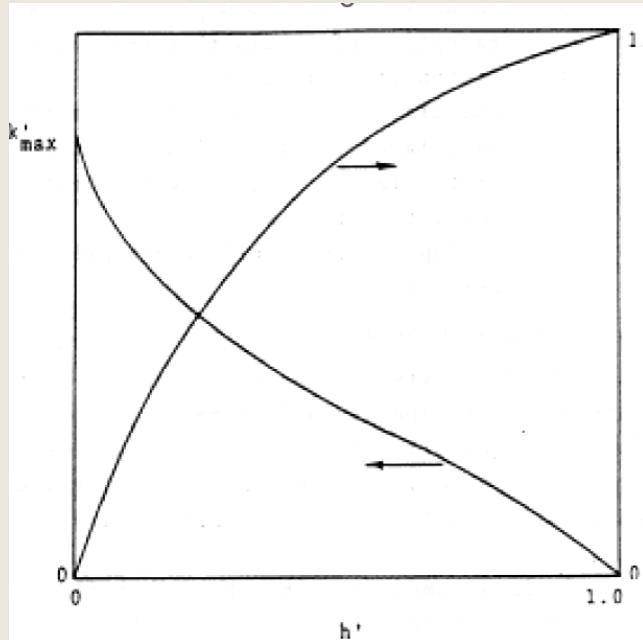
$$k' = \frac{dC}{dh'}$$

en forma adimensional

Métodos para evaluar permeabilidad.

Método de Stiles

C	h'	ΔC	$\Delta h'$	$k' = \Delta C / \Delta h'$	Graficar
C_1	h'_1	C_1	h'_1	k'_1	$h'_1/2$
C_2	h'_2	$C_2 - C_1$	$h'_1 - h'_2$	k'_2	$h'_1 + (h'_2 - h'_1)/2$
..
C_{10}	$h'_{10} = 1.0$	$1.0 - C_9$	$1.0 - h'_{10}$	k'_{10}	$h'_{10} + (1.0 - h'_{10})/2$



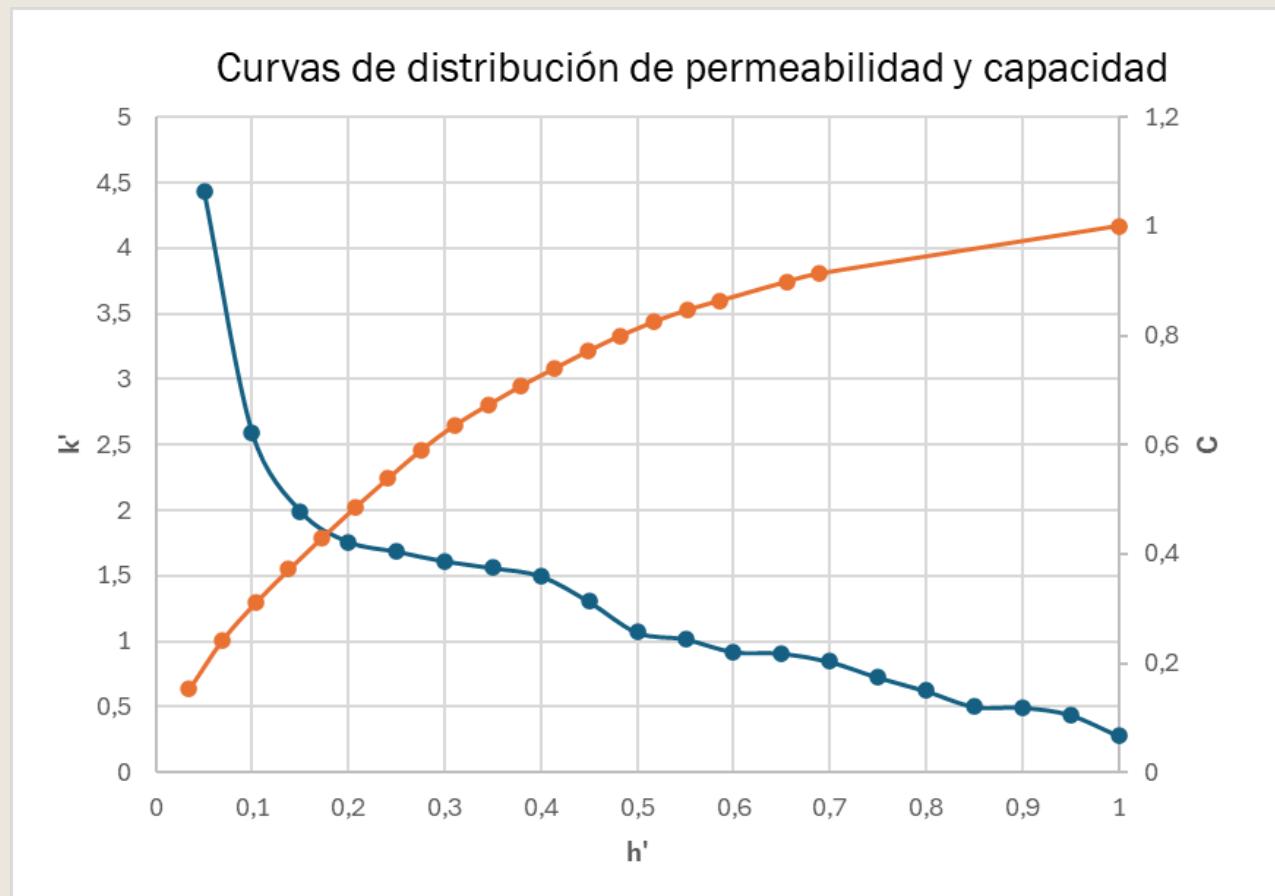
Métodos para evaluar permeabilidad.

Método de Stiles

Muestra	Δh (ft)	Permeability, k (mD)	$k * \Delta h$	$\Delta C = k \Delta h / kh$	$C = \sum \Delta C$	$h = \sum \Delta h$	$h' = \sum \Delta h / h$	$k' = \Delta C / h'$
1	1	776	776	0,15287628	0,15287628	1	0,03448276	4,43341214
2	1	454	454	0,0894405	0,24231678	2	0,06896552	1,29688731
3	1	349	349	0,06875493	0,31107171	3	0,10344828	0,66463094
4	1	308	308	0,0606777	0,37174941	4	0,13793103	0,43991332
5	1	295	295	0,05811663	0,42986604	5	0,17241379	0,33707644
6	1	282	282	0,05555556	0,48542159	6	0,20689655	0,26851852
7	1	273	273	0,05378251	0,5392041	7	0,24137931	0,22281324
8	1	262	262	0,05161545	0,59081954	8	0,27586207	0,18710599
9	1	228	228	0,04491726	0,6357368	9	0,31034483	0,14473339
10	1	187	187	0,03684003	0,67257683	10	0,34482759	0,10683609
11	1	178	178	0,03506698	0,70764381	11	0,37931034	0,09244932
12	1	161	161	0,03171789	0,7393617	12	0,4137931	0,07665156
13	1	159	159	0,03132388	0,77068558	13	0,44827586	0,06987634
14	1	148	148	0,02915682	0,7998424	14	0,48275862	0,06039626
15	1	127	127	0,0250197	0,8248621	15	0,51724138	0,04837142
16	1	109	109	0,0214736	0,8463357	16	0,55172414	0,0389209
17	1	88	88	0,01733649	0,86367218	17	0,5862069	0,029574
18	2	87	174	0,03427896	0,89795114	19	0,65517241	0,05232052
19	1	77	77	0,01516942	0,91312057	20	0,68965517	0,02199567
20	9	49	441	0,08687943	1	29	1	0,08687943
h	29		5076					

Métodos para evaluar permeabilidad.

Método de Stiles



Curvas adimensionales de distribución de permeabilidad y capacidad

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

Métodos para evaluar permeabilidad.

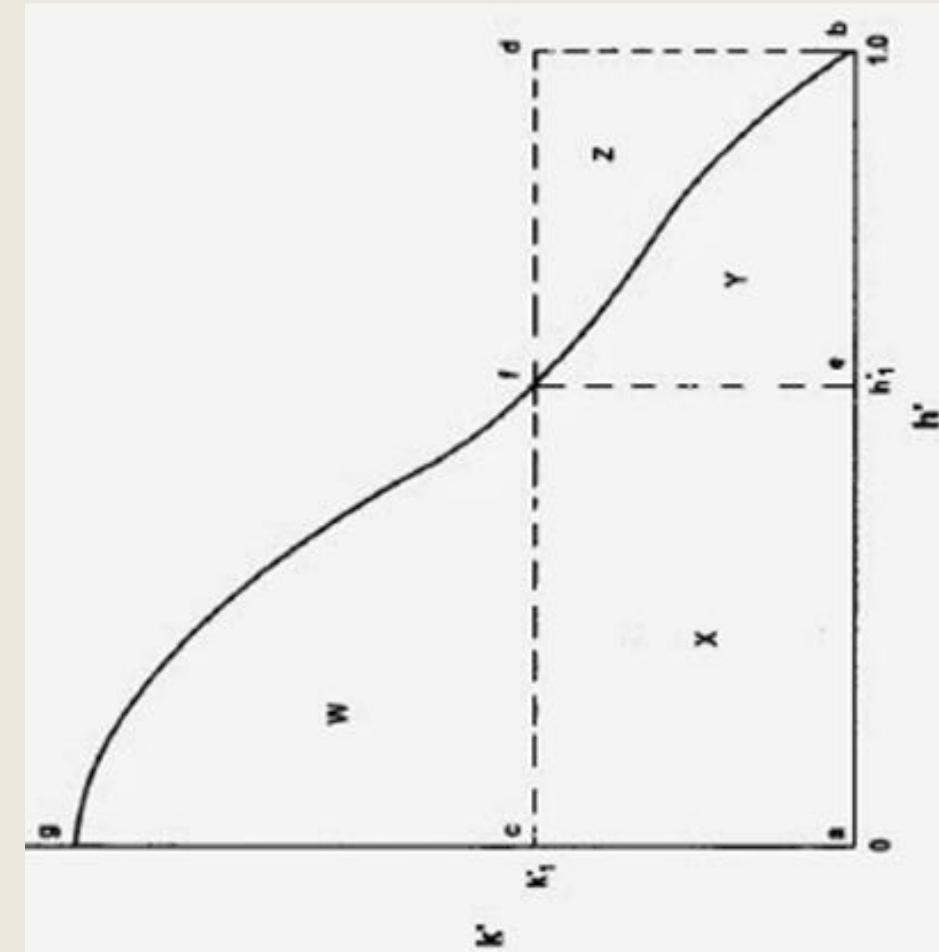
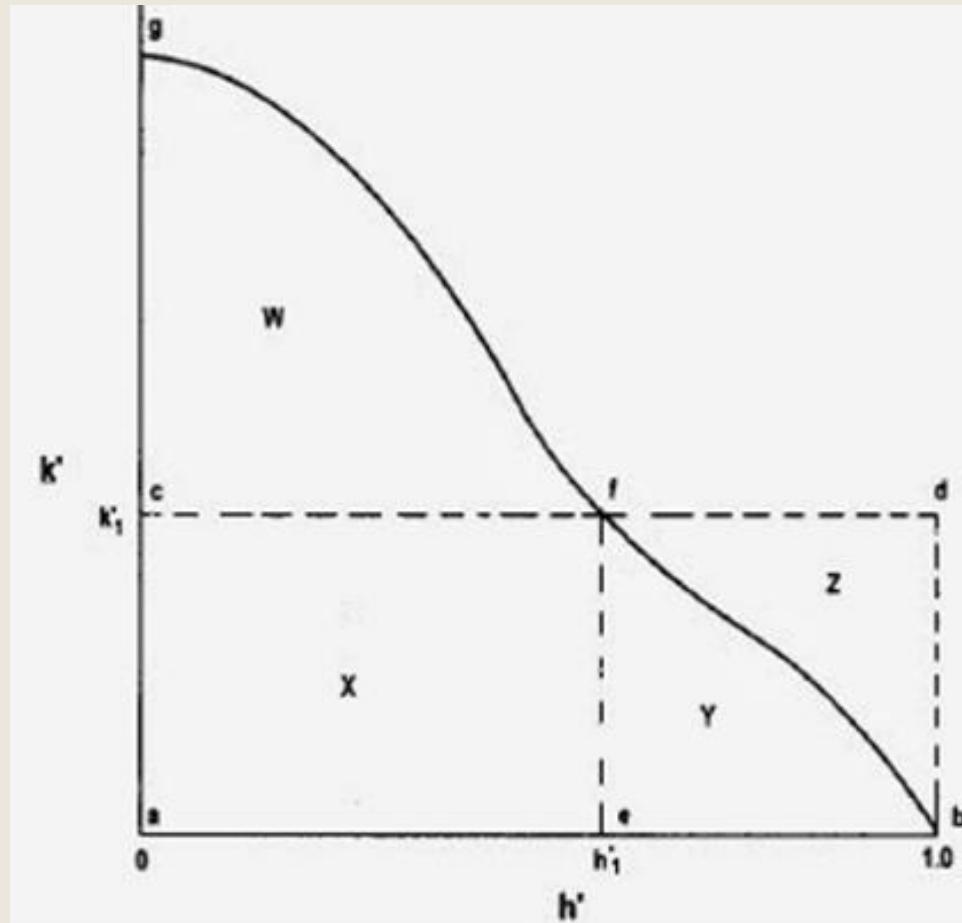
Método de Stiles

- La mayor crítica que se le hace a este método es que no tiene en cuenta la posición de la cual se obtiene el valor de la permeabilidad, ya que cada punto se lo trata como si fuera un valor aleatorio.
- A pesar de estas limitaciones, este método se ha utilizado exitosamente, de allí que sea muy popular como método para expresar las variaciones de permeabilidad.

Método de Stiles

1-Cobertura vertical

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



La posición del frente luego de que h_1 capas han sido barridas, está representado por el segmento cfb

Método de Stiles 2-Corte de agua y WOR

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

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

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

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

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

Método de Stiles

3-Caudal de petróleo y agua producidos

$$i_w = q_o + q_w$$

$$q_w|_R = f_w i_w \quad [rb/d]$$

$$q_o|_R = i_w - q_w|_R \quad [rb/d]$$

$$q_o|_S = \frac{q_o|_R}{B_o}$$

Método de Stiles

4-Recuperación de petróleo acumulada

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

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

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
 $B_{oi} = 1.251 \text{ bbl/STB}$ (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
 μ_o = 4.50 cp
 μ_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 testidos de 5 pozos

Aplicación del Método de Stiles

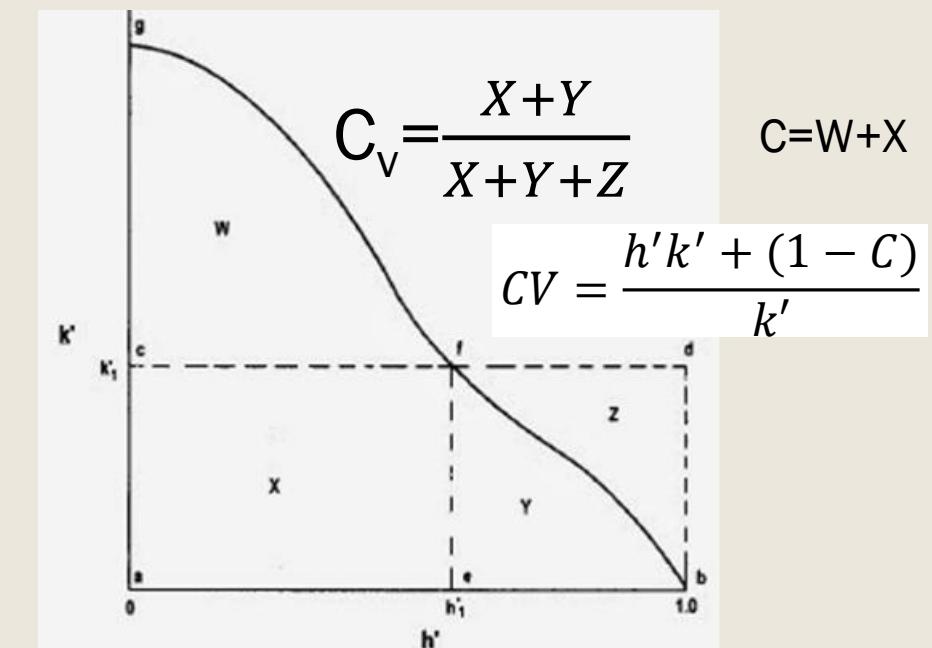
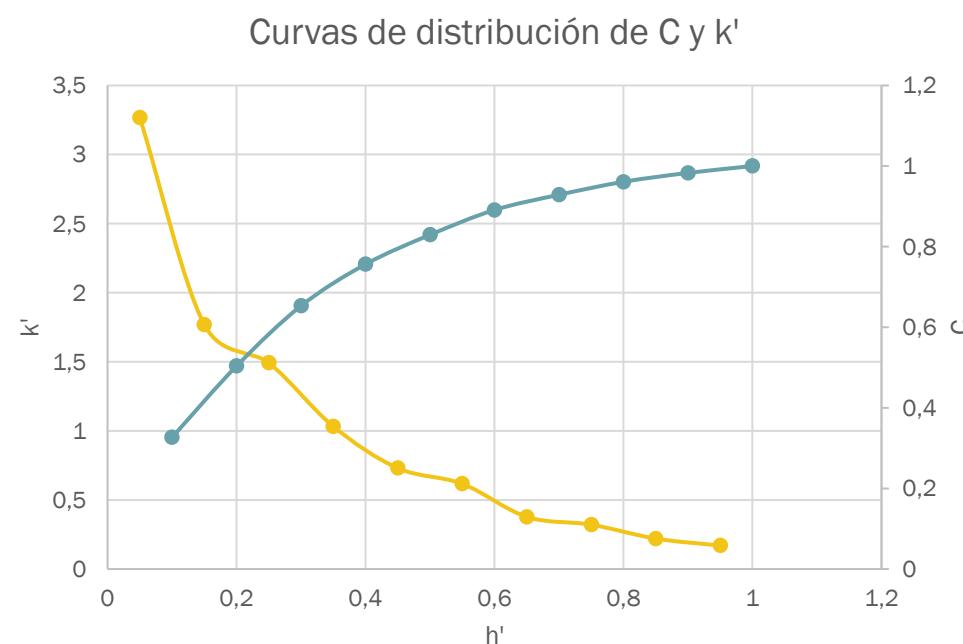
1º Preparar las curvas adimensionales de capacidades y distribución de k

k	Δh	k. Δh	ΔC	C	h	h'
mD	ft	mD.ft	(k. Δh)i/1588	$\sum \Delta C$	$\sum \Delta h$	h/ht
519	1	519	0,3268262	0,3268262	1	0,1
281	1	281	0,17695214	0,50377834	2	0,2
237	1	237	0,14924433	0,65302267	3	0,3
164	1	164	0,10327456	0,75629723	4	0,4
116	1	116	0,07304786	0,82934509	5	0,5
98	1	98	0,06171285	0,89105793	6	0,6
60	1	60	0,03778338	0,92884131	7	0,7
51	1	51	0,03211587	0,96095718	8	0,8
35	1	35	0,0220403	0,98299748	9	0,9
27	1	27	0,01700252	1	10	1
	10	1588				

Aplicación del Método de Stiles

2° Cobertura vertical

El método asume que el flujo es lineal y que el avance del frente es proporcional a la k , \therefore el frente de agua tendrá la misma forma que la curva de distribución de k .



FIN

Eres agente de cambio

