

RECUPERACIÓN SECUNDARIA**(Cálculos previos y Etapa I)**

Use el método de Craig-Geffen-Morse para calcular la performance de una recuperación secundaria con un arreglo five spot

A=40acres

Bo= 1,056 RB/STB

Bw=1,0 RB/STB

μ_o = 0,853 cp

μ_w = 0,375 cp

Presión de inyección=3200 psig

Presión promedio del reservorio al inicio de la secundaria=100 psig

Presión pozo productor después de terminar la 2º etapa=100 psig

radio del pozo, r_w = 0,5 pie

factor skin del pozo inyector=0;

factor skin del pozo productor=0

(ko)Swirred = 20 md

espesor de la formación h =1,5 ft

φ =0,16

Al inicio de la secundaria: Sat. de petróleo S_o =0,70; Sat. de gas S_g =0,10; Sat. de agua S_w = 0,20

caudal de petróleo al inicio de la secundaria = 1,0 BOPD

Se dispone de datos de permeabilidad relativa del reservorio con los que se calcula la curva f_w y f_w' .

De allí se tiene:

S_w = 0,20 S_{BT} prom= 0,585 (k_w) S_{BT} prom = 0,242 (k_o) S_w = 1

Distancia entre 2 inyectores sucesivos a = 1320 pies

Distancia diagonal iny. - prod.: d = 933 pies

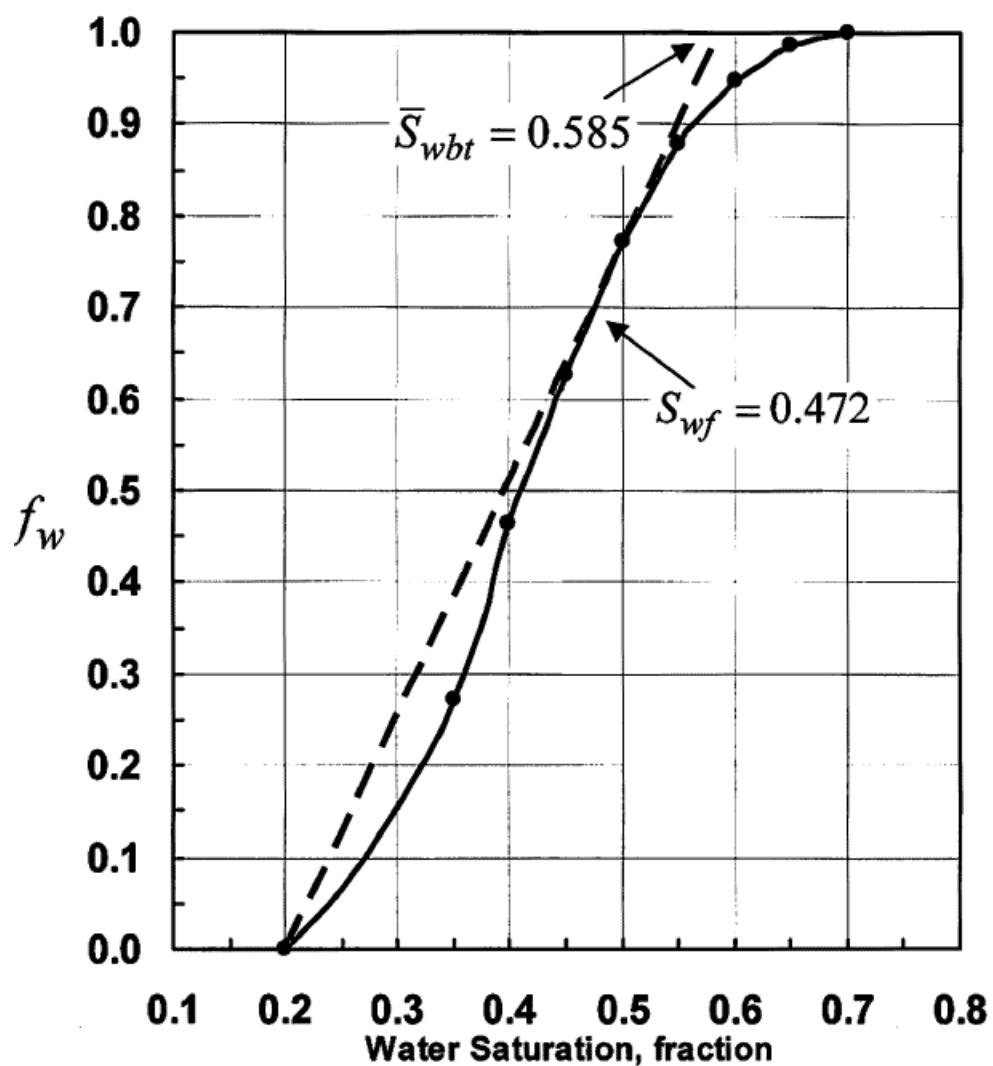
Calcule tiempo, agua inyectada acumulada y fluidos producidos acumulados a:

A-Interferencia

Utilice la planilla de cálculo para cálculos previos e Interferencia.

Problem CGM:1 - Table 1: Relative permeability data and fractional flow calculations				
S_w	k_{ro}	k_{rw}	$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}$	f_w
0.20	1.0000	0.0000	-	0.000
0.35	0.4120	0.0678	2.6714	0.272
0.40	0.2720	0.1040	1.1498	0.465
0.45	0.1770	0.1300	0.5986	0.626
0.50	0.1090	0.1630	0.2940	0.773
0.55	0.0627	0.2030	0.1358	0.880
0.60	0.0317	0.2540	0.0549	0.948
0.65	0.0111	0.3180	0.0153	0.985
0.70	0.0000	0.3970	0.0000	1.000

PROBLEM CGM:1 – FIGURE 1 FRACTIONAL FLOW CURVE



DERIVATIVE OF FRACTIONAL FLOW CURVE

