

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

$A=40$ acres

$B_o= 1,056$ RB/STB

$B_w=1,0$ RB/STB

$\mu_o= 0,853$ cp

$\mu_w= 0,375$ cp

Presión de inyección= 3200 psig

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

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

radio del pozo, $r_w = 0,5$ pie

factor skin del pozo inyector= 0 ;

factor skin del pozo productor= 0

$(k_o)_{\text{Swirred}} = 20$ md

espesor de la formación $h=1,5$ ft

$\phi=0,16$

Al inicio de la secundaria: Sat. de petróleo $S_o=0,70$; Sat. de gas $S_g=0,10$; Sat. de agua $S_{wc}= 0,20$

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:

$S_{wc}= 0,20$ $S_{wBTprom}= 0,585$ $(k_{rw})_{S_{wBTprom}} = 0,242$ $(k_{ro})_{S_{wc}}= 1$

Distancia entre 2 inyectores sucesivos $a = 1320$ pies

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

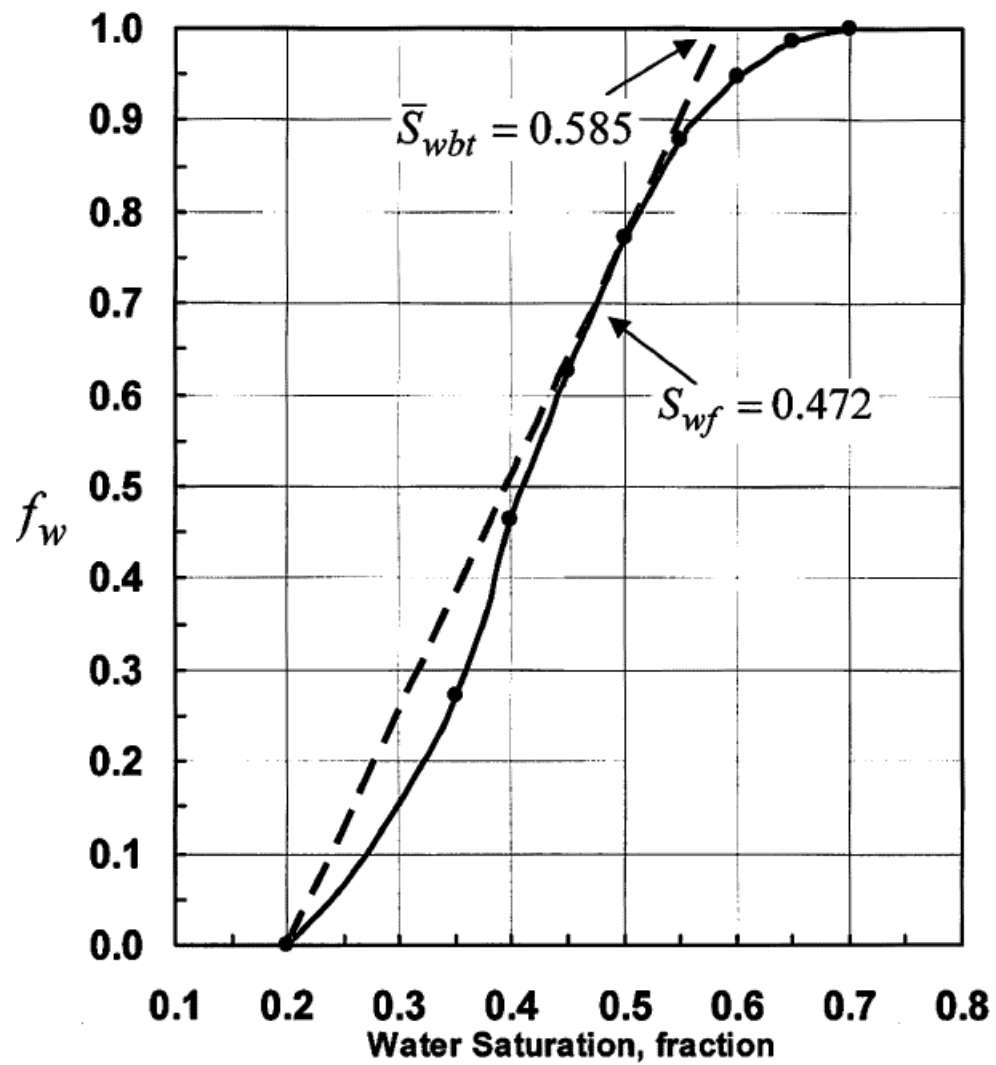
Calcule tiempo, agua inyectada acumulada y fluidos producidos acumulados a:

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} | $\frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}$ | 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

