



EPET60 - Eng. Res. II

Waterflooding

Using \LaTeX to prepare slides

Jonathan C. Teixeira

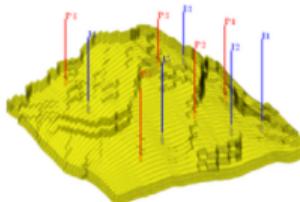
Written on June 6, 2023



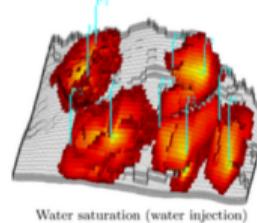
Recuperação secundária: Waterflooding

Objetivos deste tópico:

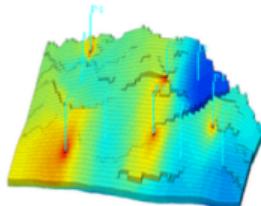
- Esquemas de produção na recuperação avançada convencional.
- Processo de deslocamento de fluidos levemente compressíveis (óleo) na presença de outra fase (gás ou **água**)
- Derivação do balanço de material, mais de uma fase, em meios porosos.
- Tipos de eficiência (deslocamento, horizontal, vertical e volumétrico)



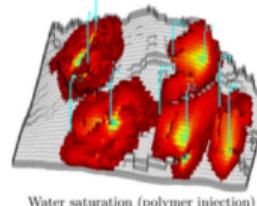
Pressure distribution



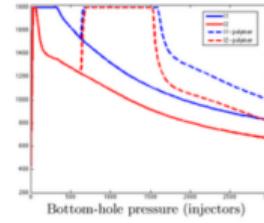
Water saturation (water injection)



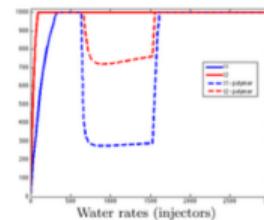
Pressure distribution



Water saturation (polymer injection)

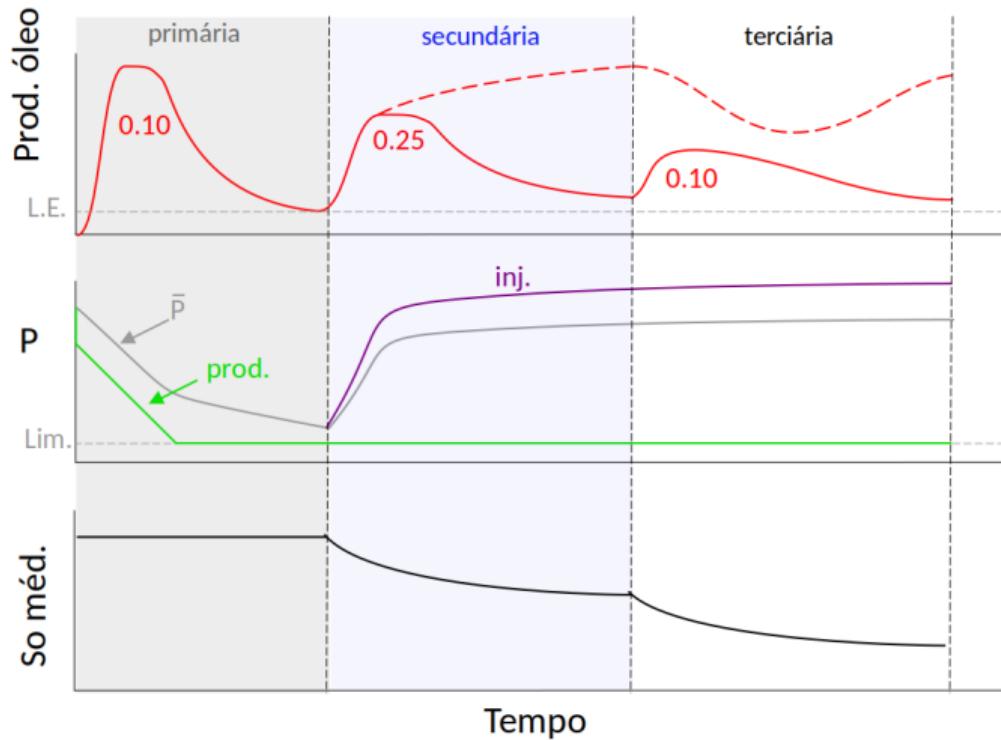


Bottom-hole pressure (injutors)



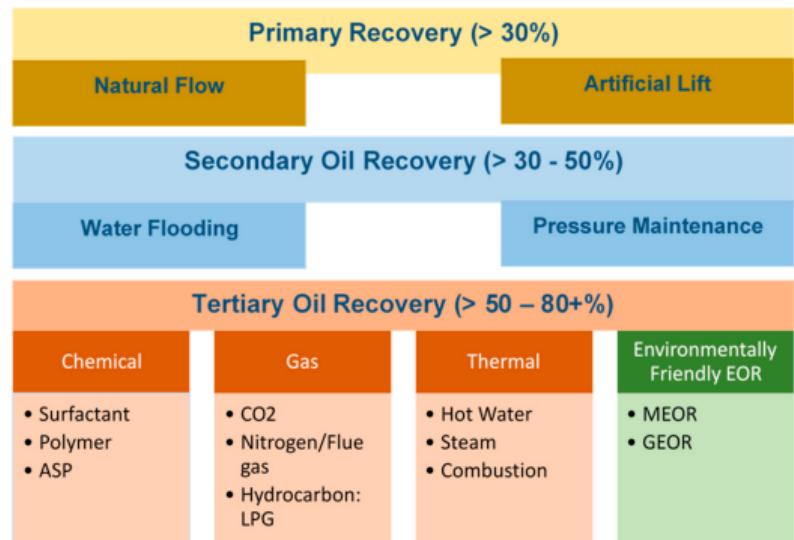
Water rates (injutors)

Fases de produção e recuperação



Por quê Waterflooding?

- Injeção de fluidos (H_2O);
- Manutenção da pressão;
- Recuperação moderada (30-50%);
- Aceleração da produção;
- Custos de exploração, desenvolvimento e de produção;





Análise de eficiência da recuperação secundária

Conjunto de curvas de eficiência definidas por valores ou representação gráfica dos cálculos de recuperação de óleo em função do tempo ou volume poroso injetado.

1. Taxa de produção de óleo, (q_o)
2. Taxa de produção de água, (q_w)
3. Relação água-óleo superficial, (WOR_s)
4. Produção acumulada de óleo, (N_p)
5. Produção acumulada de água, (W_p)
6. Água injetada acumulada, (W_{inj})

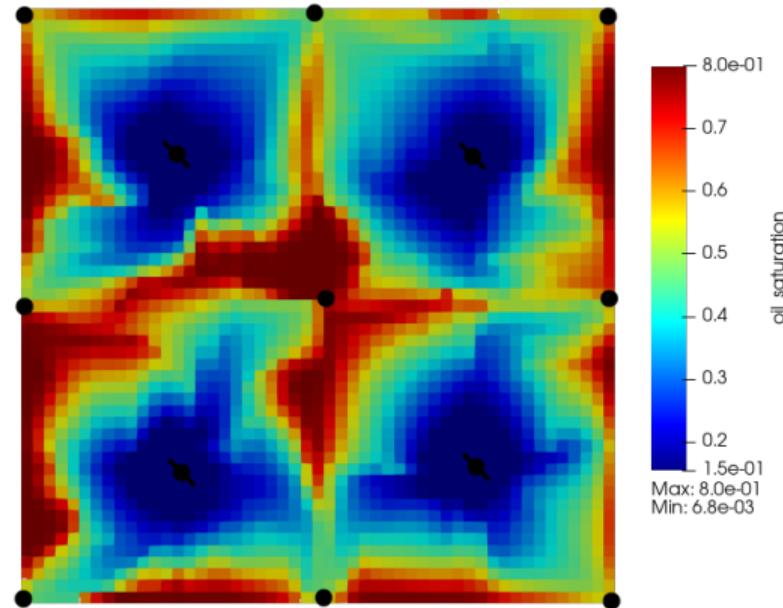
Toda análise de eficiência de recuperação secundária apresenta 3 situações:

- Antes do *Breakthrough*.
- No instante do *Breakthrough*¹.
- Depois do *Breakthrough*.

¹Momento em que a frente de avanço do fluido deslocante alcança o poço produtor

Esquemas de injeção

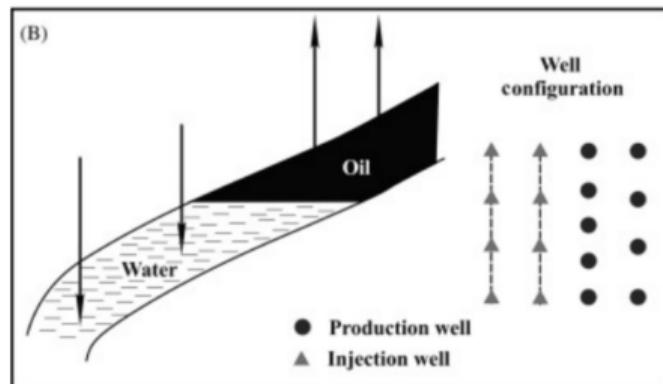
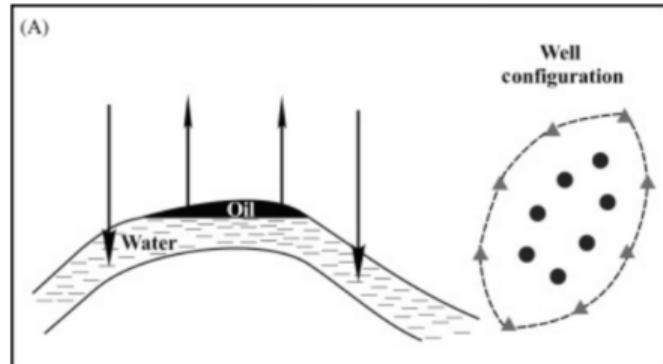
- Objetivo de aumentar a recuperação final de óleo/gás
- Maior quantidade de fluido injetado permaneça no reservatório (mínima produção)
- Maior área de varrido com melhor relação pressão-vazões-tempo;
- Preocupações com aspectos geológicos (falhas, variações de permeabilidade, estratificações, etc)



Injeção periférica

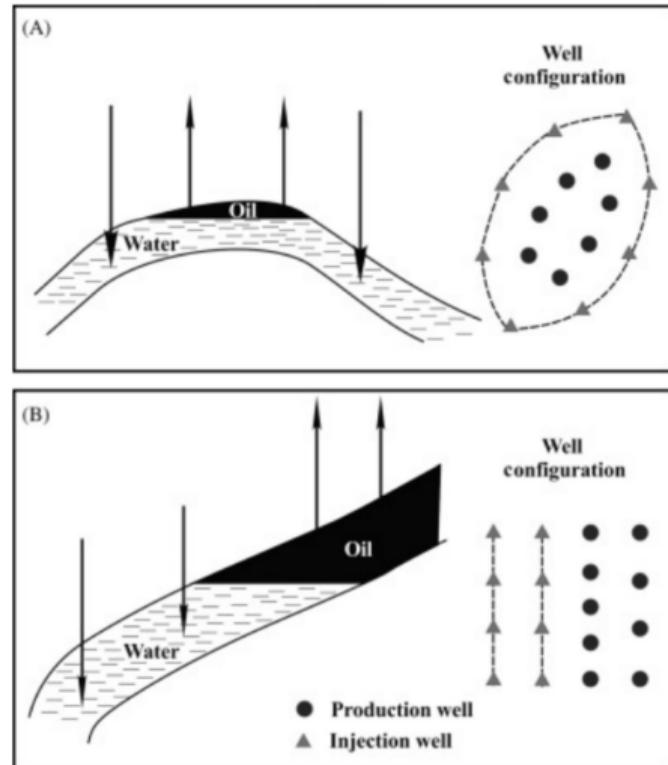
Os poços de injeção são completados nas regiões periféricas ou nos "cantos" (limites do contorno do reservatório), enquanto que os poços produtores são localizados no centro.

Geralmente produz uma recuperação máxima de óleo com um mínimo de água produzida.



Quando e onde usar a periférica?

- Reservatórios com um mergulho $> 5^\circ$;
- Não há arranjos pré-fixados;
- Produção de **quantidades significativas de água** pode ser adiada até que reste apenas a última fileira de produtores.
- Melhor performance quando permeabilidade da formação é elevada o suficiente para permitir o movimento da água injetada na taxa desejada ao longo de grandes distâncias entre os poços de injeção e a última linha de produtores.
- Tentam reproduzir de forma artificial influxo de água ou capa de gás.

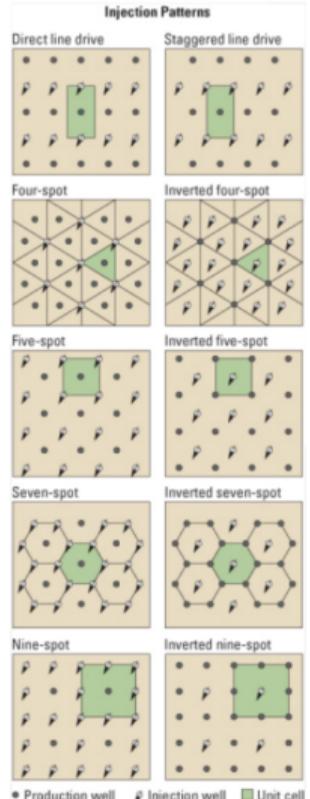


Injeção em Malha

Esquema de injeção onde os poços estão disposto sobre uma malha básica, onde esta é reproduzida em todo o campo.

Por terem uma disposição fixada, alguns destes esquemas podem ser tratados de forma adimensional, o que permite o uso de ábacos, tabelas e gráficos que agilizam os cálculos em reservatórios reais.

Este esquema, é aplicado a reservatórios com grandes extensões e espessura moderada/pequena



Injeção em Malha: arranjos

1. Linha direta

- $N_i : N_p$ (1 inj : 1 prd)
- Reservatórios fraturados com fraturas perpendiculares a linha
- Fraturamento hidráulico

2. Linha staggered

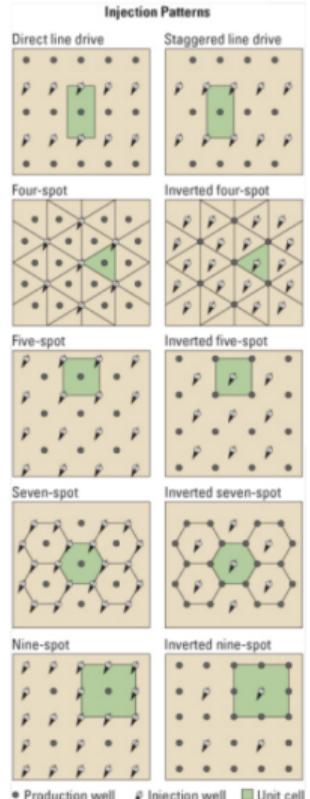
- $N_i : N_p$ (1 inj : 1 prd)
- Óleo de viscosidade similar ao fluido injetado

3. 4-spot

- 3 inj/ 1 prd
- $N_i : N_p$ (1 inj : 2 prd)
- Reservatórios de óleos viscosos

4. 5-spot

- 4 inj/ 1 prd
- $N_i : N_p$ (1 inj : 1 prd)
- Reservatório de óleo leve



Injeção em Malha: arranjos (continuação)

5. 7-spot

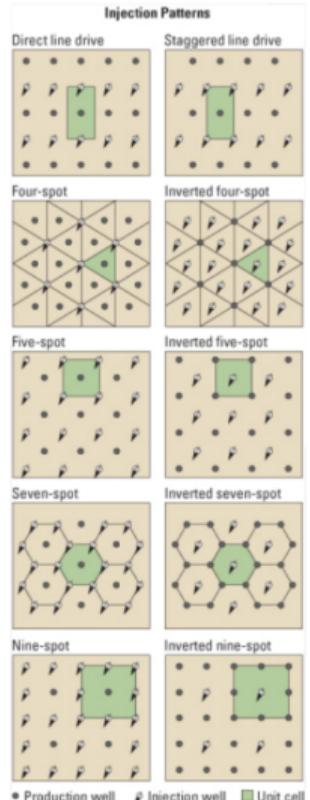
- 6 inj/ 1 prd
- $N_i : N_p$ (2 inj : 1 prd)
- Óleo muito leve
- EOR de injeção de polímeros

6. 7-spot invertido

- 1 inj/ 6 prd
- $N_i : N_p$ (1 inj : 2 prd)
- Óleo viscoso

7. 9-spot

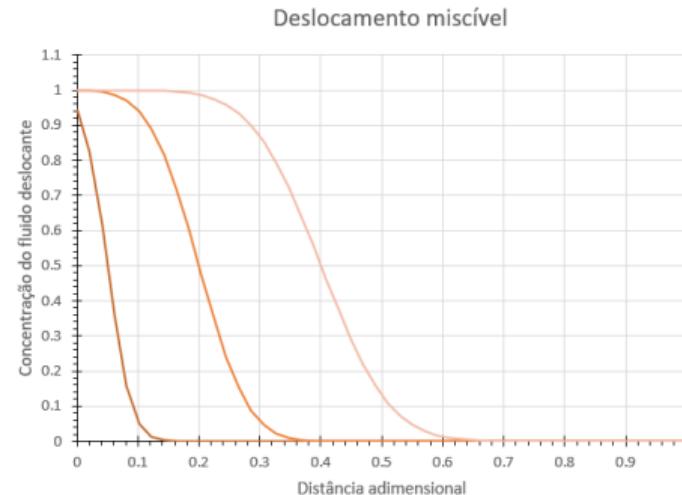
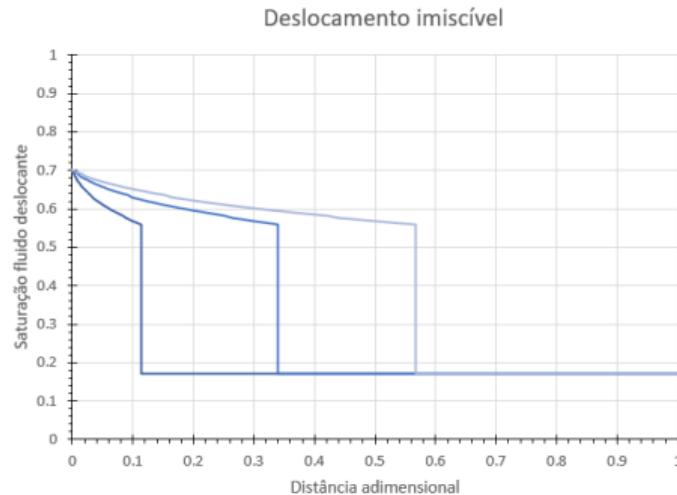
- 8 inj/ 1 prd
- $N_i : N_p$ (3 inj : 1 prd)
- EOR de injeção de polímeros intenso para óleo muito viscoso



Tipos de deslocamentos de fluidos

Dependendo do tipo de técnica de EOR utilizada, podemos observar dois tipos de deslocamento de um fluido por outro.

1. Deslocamento imiscível (recuperação secundária)
2. Deslocamento miscível (recuperação téciária)



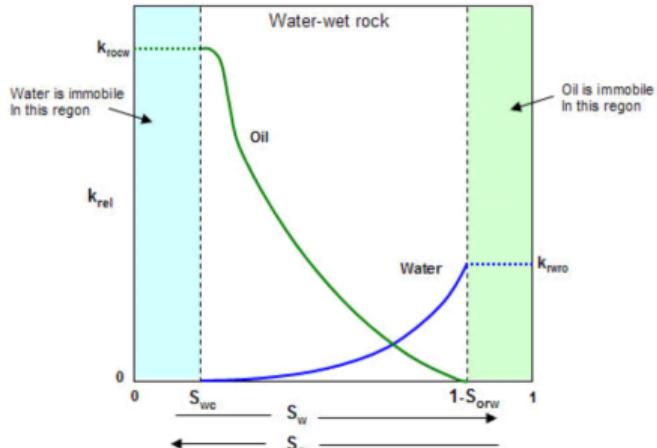
Permeabilidade relativa dos fluidos

Normalmente utilizamos modelos empíricos que relacionam k_{rw} e k_{ro} com a saturação de água (Modelos de **Brooks-Corey** ou **van-Genuchten**)

$$k_{rw} = k_{rw}^0 S^{n_w}$$

$$k_{ro} = k_{ro}^0 (1 - S)^{n_o}$$

sendo: $S = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or}}$ a saturação efetiva da fase molhante

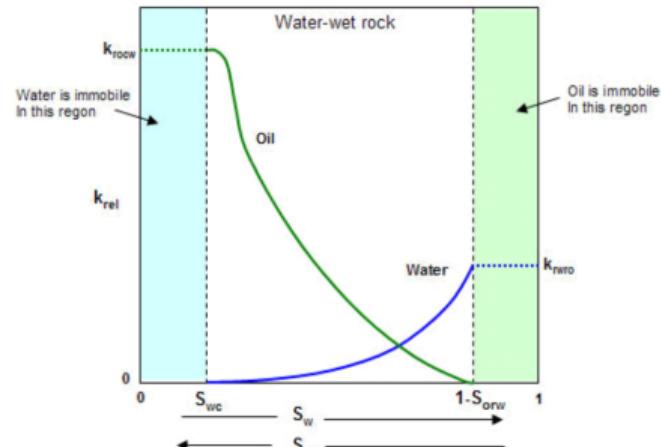


Mobilidade de fluidos

Definição: relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade, nas condições de reservatório. Se co-existent três fluidos (óleo, gás, e água) no meio poroso, as mobilidades serão definidas, respectivamente, como:

$$\lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o}, \quad \lambda_g = \frac{k_{rg}}{\mu_g}, \quad \lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w}$$

Como a permeabilidade relativa são funções da saturação, a mobilidade também o é!.



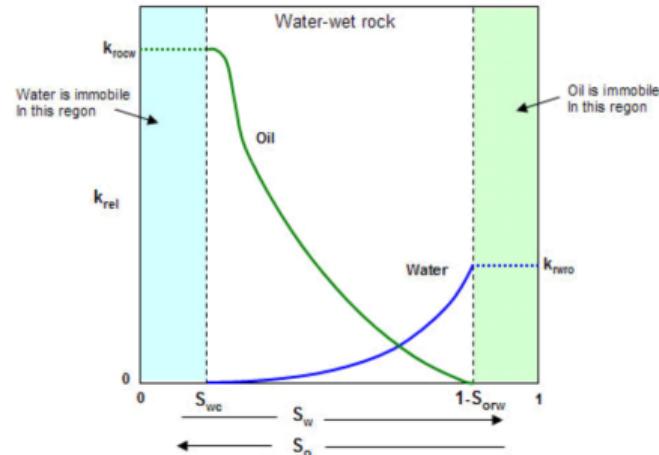
Razão de mobilidades

Definição: relação entre as mobilidades do fluido deslocante (λ_D) e a mobilidade do fluido deslocado (λ_d).

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d}$$

Por exemplo: se o fluido deslocado é o óleo e o fluido deslocante é a água.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}}$$

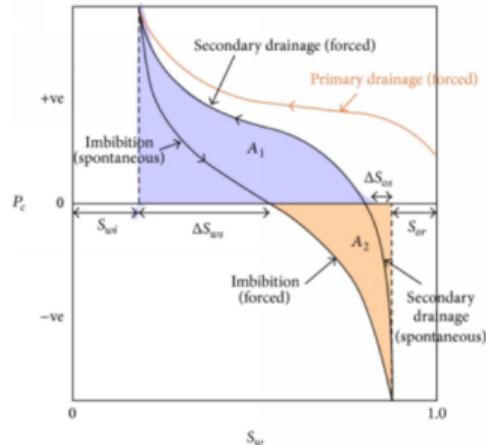


Pressão capilar

A pressão das fases não são necessariamente iguais
(pressão capilar)

$$p_c = p_o - p_w, \quad \frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x}$$

Drenagem \Rightarrow fluido não-molhante desloca molhante
Embebição \Rightarrow fluido molhante desloca não-molhante



Fluxo multifásico em meios porosos

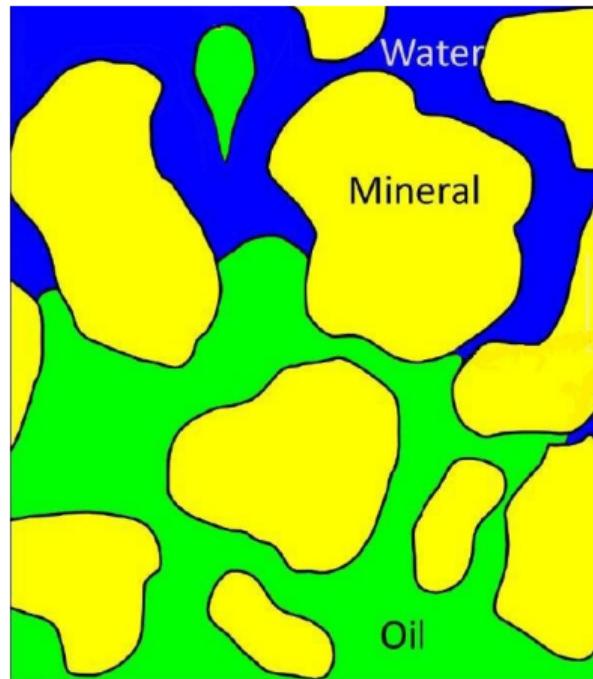
Considere um fluxo unidimensional com um ângulo de mergulho, α ,

$$u_j = -\frac{k_{rj}k}{\mu_j} \left(\frac{\partial p_j}{\partial x} + \rho_j g \operatorname{sen} \alpha \right)$$

Portanto, para um fluxo bifásico (fase oleica e aquosa),

$$u_o = -\frac{k_{ro}k}{\mu_j} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \operatorname{sen} \alpha \right)$$

$$u_w = -\frac{k_{rw}k}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \operatorname{sen} \alpha \right)$$



Fluxo fracionário

Fração do fluxo dominada por uma determinada fase.

$$f_j = \frac{u_j}{u}, \quad f_o = \frac{u_o}{u}, \quad f_w = \frac{u_w}{u}$$

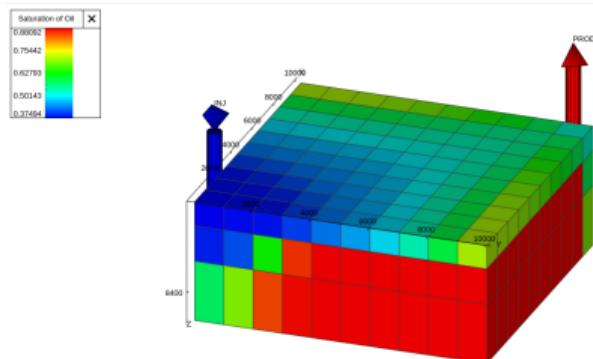
sendo: $\sum_i f_i = 1$ e $\sum_i u_i = u$ (velocidade total).

Fazendo:

$$\frac{u_w \mu_w}{k k_{rw}} - \frac{u_o \mu_o}{k k_{ro}} = \frac{dp_c}{dx} - \Delta \rho g \sin(\alpha)$$

Portanto, como $u_o = (1 - f_w)u$ e $u_w = f_w u$, rearranjando...

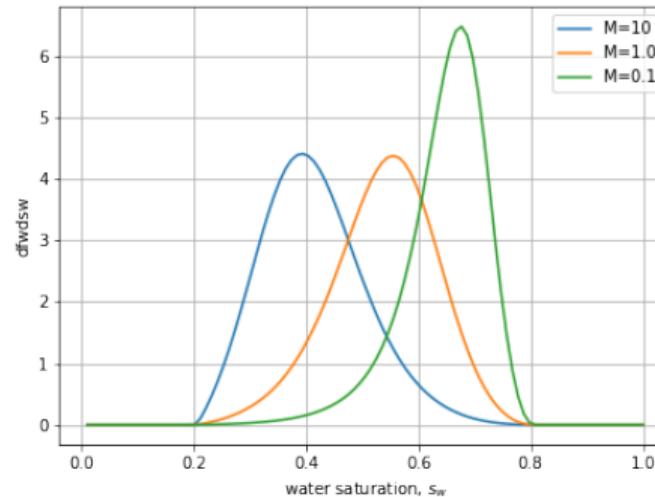
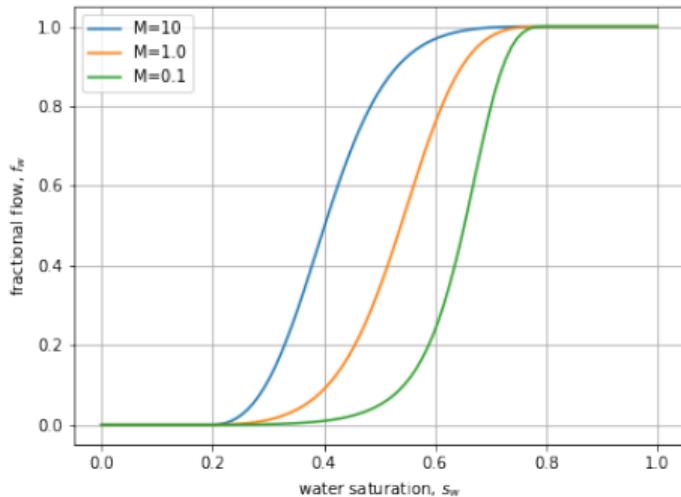
$$f_w = \frac{1 + \frac{k k_o}{u \mu_o} \left(\frac{dp_c}{dx} - \Delta \rho g \sin(\alpha) \right)}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}}$$



Fluxo fracionário

Se pressão capilar não é importante ($p_c = 0$) e o reservatório é horizontal ($\alpha = 0$)

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_o}{\lambda_w}}$$



Introduzindo algumas variáveis adimensionais

Fluxo fracionário adimensional (sem pressão capilar p_c e utilizando o modelo de Brooks-Corey)

1. Razão de mobilidade última—máxima (*endpoint*): $M^o = \frac{\frac{k_{rw}^0}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}^0}{\mu_o}}$
2. Número gravitacional: $N_g^o = \frac{kk_{ro}^o \Delta \rho g}{u \mu_o}$

$$f_w = \frac{1 - N_g^o (1 - S)^{n_w} \operatorname{sen}(\alpha)}{1 + \frac{(1-S)^{n_o}}{M^o S^{n_w}}}$$

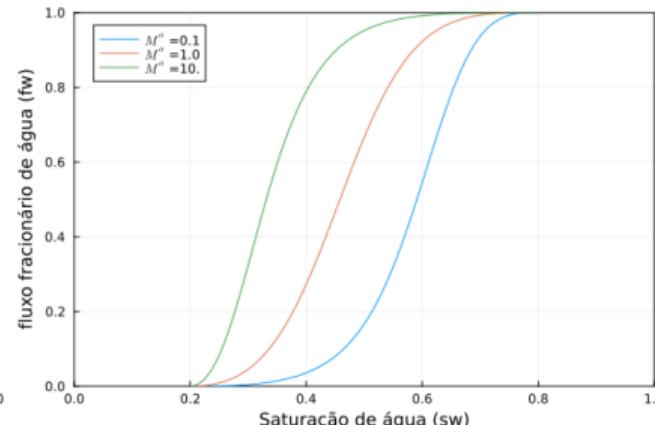
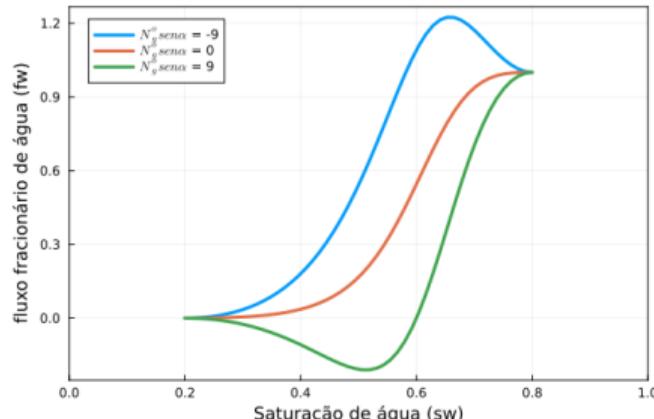
Comportamento do fluxo fracionário

- Quando a gravidade é **preponderante**, f_w pode apresentar valores negativos ou maiores que 1.0:

$$\text{Se } f_w < 0 \Rightarrow u_w < 0, u_o > u$$

$$\text{Se } f_w > 1 \Rightarrow u_w > u, u_o < 0$$

- Devido a diferença de densidade (água \downarrow e óleo \uparrow)
- fluxo contracorrente: água e óleo fluem em sentidos contrários



Teoria de Buckley-Leverret

Deslocamento imiscível 1-D

Solução semi-analítica útil em problema com padrão de solução conhecido **benchmarking** sujeita a:

1. Deslocamento imiscível;
2. Fluxo de apenas 2 fases (água-óleo);
3. Fluxo unidimensional (reservatórios 1-D, *core-flow*);
4. Fluidos incompressíveis;
5. Pressão capilar desprezível (negligenciável);



Teoria de Buckley-Leverret

Dedução

Fazendo o balanço de massa, fase aquosa, sobre um elemento infinitesimal...

$$\underbrace{\rho_w q_{w,x} \Delta t - \rho_w q_{w,x+\Delta x} \Delta t}_{\text{Entrada - Saída}} = \underbrace{(\rho_w \phi S_w \Delta V)_{t+\Delta t} - (\rho_w \phi S_w \Delta V)_{t+\Delta t}}_{\text{Armazenamento}}$$

Dividindo por $A \Delta x \Delta t$ e tomando o limite $\Delta x, \Delta t \rightarrow \infty$, chegamos a EDP parabólica:

$$-\frac{\partial (\rho_w u_w)}{\partial x} = \frac{\partial (\rho_w \phi S_w)}{\partial t} \quad \text{para agua}$$

$$-\frac{\partial (\rho_o u_o)}{\partial x} = \frac{\partial (\rho_o \phi S_o)}{\partial t} \quad \text{para óleo}$$

Teoria de Buckley-Leverret

Condições iniciais e de contorno

Condições iniciais

o reservatório/core inicialmente **saturado por óleo** (fluido não-molhante) e **com água** (fluido molhante), este último **na saturação residual (s_{wr})**

Condições de contorno

- Injeção sob taxa constante (q) na borda de injeção ($x = 0$);
- Produção sob taxa constante (q) na borda oposta ($x = L$);



Teoria de Buckley-Leverret

tornando a equação mais amigável

Sabemos que $u_w = f_w u$, considerando que $u = \text{constante}$ (taxa constante admissível para fluidos incompressíveis), temos:

$$\phi \frac{\partial s_w}{\partial t} + \frac{\partial u_w}{\partial x} = 0$$

No processo de *waterflooding* ocorre a injeção de água a fluxo constante (q), portanto:

$$u_w = \frac{q_w}{A} = \frac{f_w q}{A}$$

Substituindo na equação de balanço...

$$\phi \frac{\partial s_w}{\partial t} + \frac{q}{A} \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \xrightarrow{\text{regra da cadeia}} \phi \frac{\partial s_w}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right) \frac{\partial s_w}{\partial x} = 0$$

Derivada do fluxo fracionário

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)$$

Sabemos que $s_w = f(x, t)$, logo podemos escrever em termos de:

$$ds_w = \frac{\partial s_w}{\partial x} dx + \frac{\partial s_w}{\partial t} dt$$

Se na **frente de avanço** temos que a saturação da água é constante, $ds_w = 0$, desta forma a **velocidade na frente** será:

$$u = \frac{dx}{dt} = \frac{\left(\frac{\partial s_w}{\partial t} \right)_{s_w^*}}{\left(\frac{\partial s_w}{\partial x} \right)_{s_w^*}} = \frac{q}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)_{s_w^*}$$

Fluxo fracionário e a velocidade da frente de avanço

Temos que velocidade da frente de avanço é proporcional a derivada do fluxo fracionário (f_w) a um valor de saturação constante:

$$\left(\frac{dx}{dt} \right)_{s_w^*} = \frac{q}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)_{s_w^*}$$

Por praticidade², introduzimos comprimento da meio poroso e o tempo adimensional:

$$x_D = \frac{x}{L}, \quad t_D = \frac{qt}{AL\phi} = \frac{\text{volume injetado}}{\text{volume poroso}}$$

²Assim podemos aplicar a relação em diferentes escalas: core (cm), poço-poço (m,km)

Equação de balanço adimensional

Realizando a mudança de variáveis, o balanço de material na sua forma dimensional será:

$$\frac{\partial s_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0$$

sob as seguintes condições:

$$s_w(x_D, 0) = s_{wr} \quad f_w(0, t_D) = 1 \Rightarrow s_w(0, t_D) = 1 - s_{or}$$

Consequentemente, a velocidade adimensional da frente de avanço é:

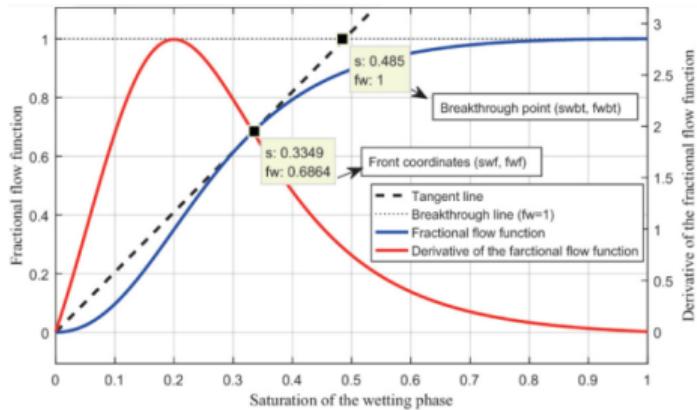
$$\frac{dx_D}{dt_D} = \left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)_{s_{wf}} = v_w$$

integrando entre $[0, t_D]$ e $[0, x_D]$, temos finalmente que:

$$x_D = t_D \left(\frac{\partial f_w}{\partial x_D} \right)_{s_w}$$

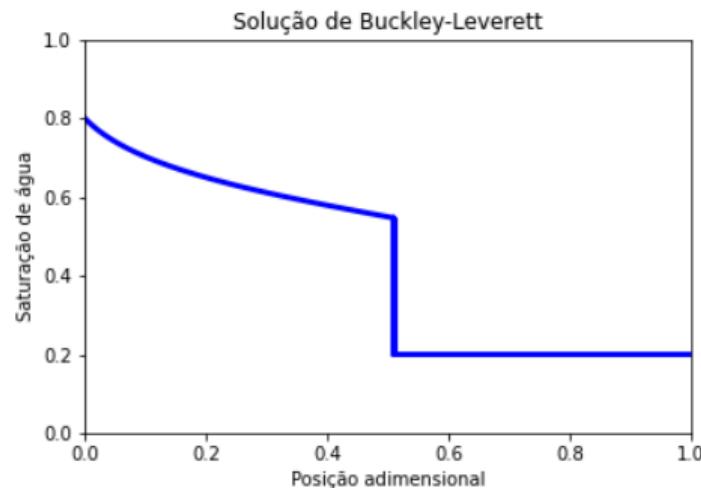
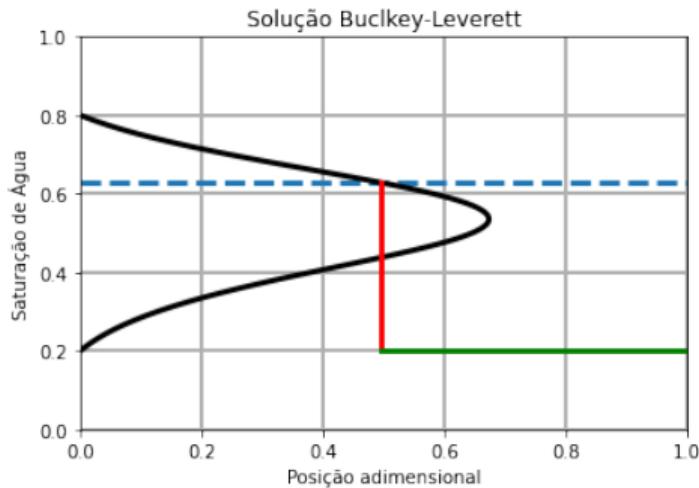
Procedimento

1. Escolhe um tempo adimensional para analisar ($t_D = \frac{qt}{AL\phi}$);
2. Gera o gráfico do fluxo fracionário x saturação (f_w vs s_w), fazendo o uso das permeabilidades relativas;
3. Para um dado s_w (e.g. $1 - s_{or}$), calcular $\left(\frac{\partial f_w}{\partial x_D} \right)_{s_w}$ numericamente (inclinação do gráfico f_w vs s_w)
4. Calcula o x_D na s_w obtida e o t_D . Plota a curva em s_w vs. x_D
5. Repete o procedimento para todos os s_w ($s_{wr} < s_w < 1 - s_{or}$) e criando o plot inteiro de s_w vs x_D .



Cuidado!: O problema apresenta multiplicidade de solução (mais de uma solução!) podendo gerar saturações com significado físico e não-físico

Soluções não-físicas e físicas





Breakthrough

Neste instante, a água começa a ser produzida juntamente com o óleo, e sua quantidade é bastante significativa (o corte de água sai de proximo a 0% para valores muito elevados)

$$x_D(s_w) = t_D \left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)_{s_w} = 1, \quad t_{D,bt} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)_{s_{wf}}}$$

Podemos inferir que a eficiência de deslocamento é:

$$E_D = \frac{\text{Volume de óleo no inicio do EOR} - \text{Volume de óleo restante}}{\text{Volume de óleo no inicio do EOR}} \rightarrow E_{D,bt} \frac{\bar{S}_{w,bt} - S_{wi} - S_{gi}}{1 - S_{wi} - S_{gi}}$$

sendo $\bar{S}_{w,bt} = S_{w,bt} + \frac{1-f_{w,bt}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial s_w} \right)_{s_{w,bt}}} \approx \frac{S_{wi}+S_{w,bt}}{2}$ a saturação média.

Análise de eficiência da recuperação secundária

Antes do Breakthrough

1. Taxa de produção de óleo,

$$q_o = (1 - f_{wp}) \times \frac{q_{inj}}{B_o}$$

2. Taxa de produção de água,

$$q_w = f_{wp} \cdot q_{inj} \approx 0 \quad \text{ainda não ocorreu o breakthrough}$$

3. Relação água-óleo em condições standart,

$$WOR_s = \frac{q_w}{q_o} = \frac{B_o \cdot f_{wp}}{B_w \cdot (1 - f_{wp})}$$

4. Produção acumulada de óleo,

$$N_p = q_{inj} \cdot t$$

sendo f_{wp} fluxo fracionário da água no poço produtor e t o tempo de interesse.

Análise de eficiência da recuperação secundária

Antes do Breakthrough

5. Produção acumulada de água,

$$W_p = q_w \cdot t$$

6. Água injetada acumulada,

$$W_{inj} = q_{inj} \cdot t$$

Análise de eficiência da recuperação secundária

No Breakthrough

1. Taxa de produção de óleo,

$$q_o = (1 - f_{w,bt}) \times \frac{q_{inj}}{B_o}$$

2. Taxa de produção de água,

$$q_w = f_{w,bt} \cdot q_{inj}$$

3. Relação água-óleo em condições standart,

$$WOR_s = \frac{q_w}{q_o} = \frac{B_o \cdot f_{w,bt}}{B_w \cdot (1 - f_{w,bt})}$$

4. Produção acumulada de óleo,

$$N_p = N \cdot E_{V,bt}$$

sendo $f_{w,bt}$ fluxo fracionário da água no poço produtor no breakthrough e $E_{V,bt} = E_{D,bt} \cdot E_{A,bt} \cdot E_{VV,bt}$ eficiência volumétrica, $E_{D,bt}$, $E_{A,bt}$, $E_{VV,bt}$ são a eficiência de deslocamento, eficiência de varrido horizontal, e eficiência de varrido vertical.

Análise de eficiência da recuperação secundária

No Breakthrough

5. Produção acumulada de água,

$$W_p = q_w \cdot t$$

6. Água injetada acumulada,

$$W_{inj} = pv \cdot (\bar{S}_{w,bt} - S_{wi})$$

considerando eficiência de varrido horizontal e vertical iguais a 100% ou

$$W_{inj} = pv \cdot E_{A,bt} \cdot E_{VV,bt} \cdot (\bar{S}_{w,bt} - S_{wi})$$

sendo pv volume poroso, $\bar{S}_{w,bt} = S_{wp} + \frac{1-f_{w,bt}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w,bt}}} \approx \frac{S_{wi}+S_{w,bt}}{2}$, $S_{w,bt}$ saturação de água no poço produtor no breakthrough.

Análise de eficiência da recuperação secundária

Depois do Breakthrough

1. Taxa de produção de óleo,

$$q_o = \frac{q_{inj}}{B_o + B_w WOR_s}$$

2. Taxa de produção de água,

$$q_w = WOR_s \cdot q_o$$

3. Relação água-óleo em condições standart,

$$WOR_s = \frac{q_w}{q_o} = \frac{B_o \cdot f_{wp}}{B_w \cdot (1 - f_{wp})}$$

4. Produção acumulada de óleo,

$$N_p = N \cdot E_V$$

sendo f_{wp} fluxo fracionário da água no poço produtor e $E_V = E_D \cdot E_A \cdot E_{VV}$ eficiência volumétrica, E_D , E_A , E_{VV} são a eficiência de deslocamento, eficiência de varrido horizontal, e eficiência de varrido vertical.

Análise de eficiência da recuperação secundária

Depois do *Breakthrough*

5. Produção acumulada de água,

$$W_p = \frac{W_{inj} - pv \cdot E_A \cdot E_{VV} \cdot (\bar{S}_w^* - S_{wi})}{B_w}$$

6. Água injetada acumulada,

$$W_{inj} = pv \cdot (\bar{S}_w^* - S_{wi})$$

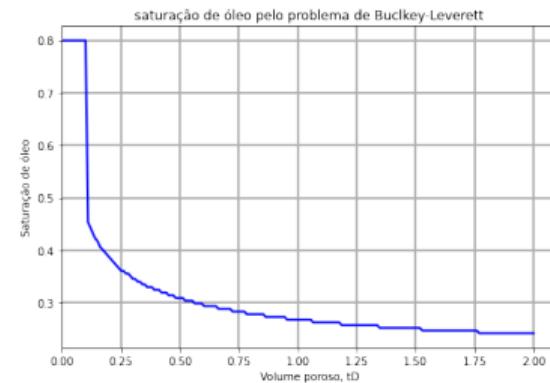
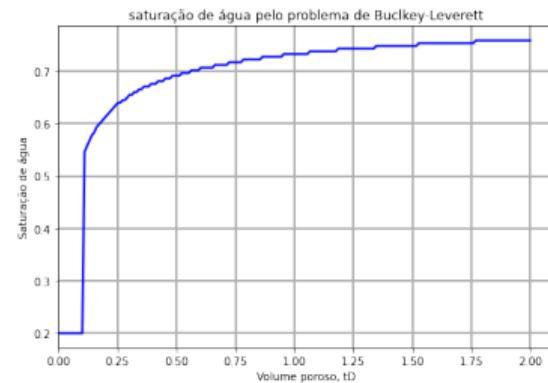
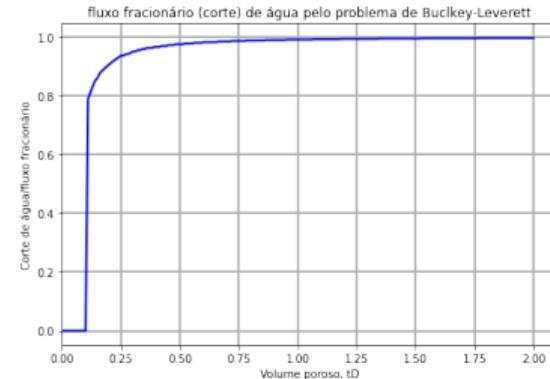
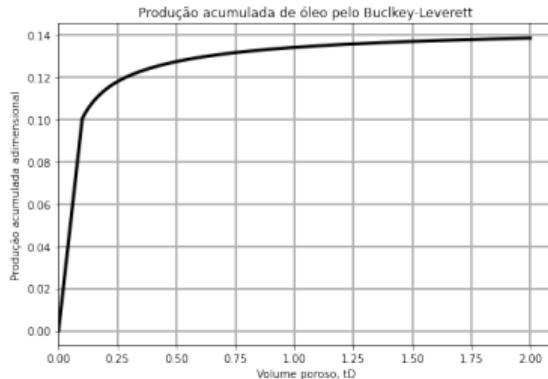
considerando eficiência de varrido horizontal e vertical iguais a 100% ou

$$W_{inj} = pv \cdot E_A \cdot E_{VV} \cdot (\bar{S}_w^* - S_{wi})$$

sendo pv volume poroso, \bar{S}_w^* saturação média de água.

Análise de eficiência da recuperação secundária

curvas



Eficiência de Varrido

Varrido horizontal e vertical.

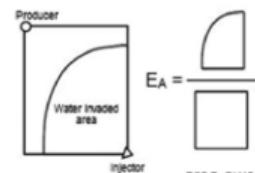
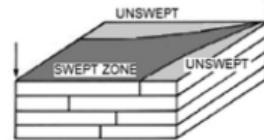
Conceitos gerais

$$E_D = \frac{\text{Qdade óleo deslocado}}{\text{Qdade óleo inicial}}$$

$$E_A = \frac{\text{Área varrida pela água}}{\text{Área total}}$$

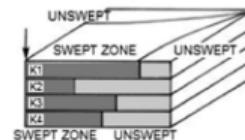
$$E_{VV} = \frac{\text{Área transversal varrida pela água}}{\text{Área transversal total}}$$

Areal sweep efficiency



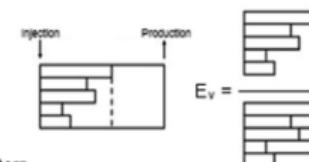
$$EA = \frac{\text{area swept in a pattern}}{\text{total pattern area}}$$

Vertical sweep efficiency



Vertical sweep efficiency is influenced significantly by:

- Mobility ratio
- Vertical variation of horizontal permeabilities



$$EV = EA \cdot EI$$

Eficiência de Varrido horizontal

Estimativa de E_A

1. Antes do *breakthrough*:

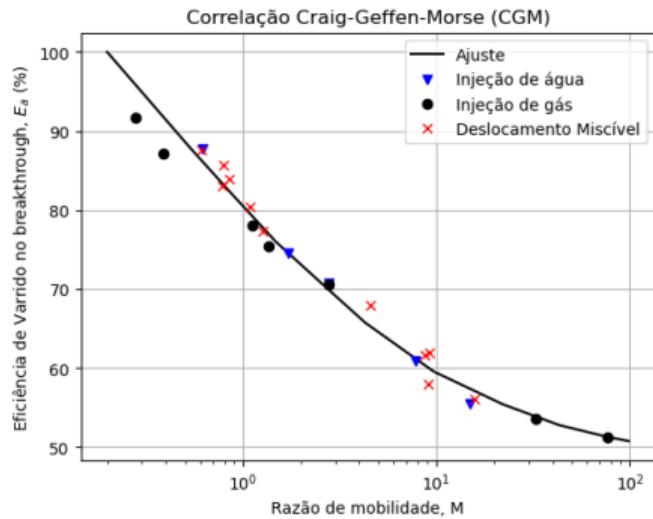
$$E_A = \frac{W_{inj}}{pv \cdot (\bar{S}_{w,bt} - S_{wi})}$$

2. No *breakthrough* (depende do padrão de injeção):

$$E_{A,bt} = 0.546 + \frac{0.0317}{M_{\bar{s}}} + 0.302e^{-M_{\bar{s}}} \\ - 0.005096M_{\bar{s}}$$

sendo $M_{\bar{s}} = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{\bar{s}_{wf}}}{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{\bar{s}_{wi}}} = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{\bar{s}_{wf}}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{\bar{s}_{wi}}}$

Correlação de CGM
(Craig-Geffen-Morse)



Padrão *five-spot*

Eficiência de Varrido horizontal

Estimativa de E_A após o breakthrough

3. Depois do breakthrough (padrão five-spot):

- Quando sabemos a qdade de água injetada, W_i :

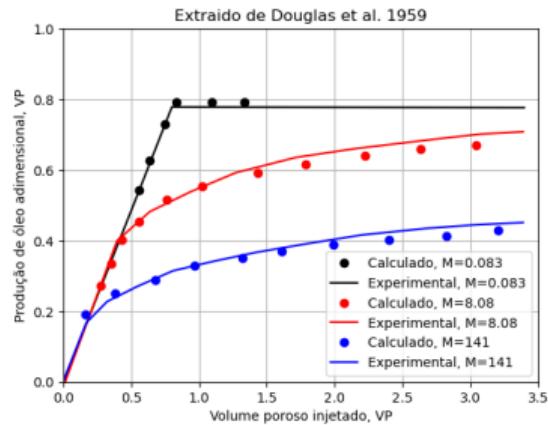
$$E_A(M_{\bar{s}}, W_i) = E_{Abt}(M_{\bar{s}}) + 0.274 \ln \left(\frac{W_i}{W_{i,bt}} \right)$$

- Quando conhecemos $E_{A,bt}$:

$$\begin{aligned} \frac{PVI}{PVI_{bt}} &= 1 + E_{A,bt} \int_1^{\frac{W_i}{W_{ibt}}} \frac{d \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)}{E_A} \\ &\approx 1 + 3.65 E_{A,bt} e^{-3.65 E_{A,bt}} [E_i(a) - E_i(3.65 E_{A,bt})] \end{aligned}$$

sendo $W_{i,bt}$ Qtde água injetada no breakthrough,

$$a = 3.65 E_{Abt} + \ln \frac{W_i}{W_{ibt}} \text{ e } E_i(x) = 0.5571 + \ln(x) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{x^n}{n \cdot n!}$$



Análise de eficiência da recuperação secundária

Antes do Breakthrough

Quando considerando a eficiência de varrido horizontal, algumas formulas serão alteradas, desta forma o procedimento da análise de eficiência da recuperação, considerando vazão de injeção constante e padrão de injeção *five-spot*, deve seguir com os passos:

Passo # 1: Encontrar a saturação da frente de avanço ($S_{wf} \rightarrow S_{w,bt}$).

Passo # 2: Calcular a saturação média no breakthrough ($\bar{S}_{w,bt}$).

Passo # 3: Calcular as taxa de produção de óleo, q_o , de água, q_w e a Razão água-óleo WOR_s utilizando o valor do fluxo fracionário da água no produtor para instantes $t^* < t_{bt}$

Passo # 4: Obter as produções acumulada de óleo, N_p , de água, W_p e de água injetada acumulada, W_{inj}

Análise de eficiência da recuperação secundária

No Breakthrough

Passo # 5: Calcular a eficiência de varrido horizontal, $E_{A,bt}$, a partir de $M_{\bar{S}}$.

Passo # 6: Obter o volume de água injetada W_{inj} considerando $E_{VV} = 1$.

Passo # 7: Assumindo a vazão de injeção constante, calcular o tempo/volume poroso injetado no breakthrough.

Passo # 8: Calcular a eficiência de deslocamento, $E_{D,bt}$

Passo # 9: Computar o volume de óleo produzido, N_p .

Passo # 10: Obter a taxa de produção de óleo (q_o), água (q_w), razão água-óleo (WOR_s), e volume de água produzida, a partir de: $f_{w,bt}$, W_{inj}

Análise de eficiência da recuperação secundária

Depois do Breakthrough

Passo # 11: Assumir vários valores de $W_i > W_{i,bt}$

Passo # 12: Estimar o tempo para injetar W_i .

Passo # 13: Calcular E_A para cada W_i considerado, a partir de $M_{\bar{S}}$.

Passo # 14: Obter a relação $\frac{PVI}{PVI_{bt}}$ com os E_A calculados anteriormente.

Passo # 15: Determinar o volume poroso injetado $PVI \approx t_D$ através da relação obtida no passo anterior multiplicado por $W_{i,bt}/pv$

Passo # 16: Estimar a saturação de produção, S_w^* , através de $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w^*} \approx PVI^{-1} = t_D^{-1}$.

Passo # 17: Calcular a saturação média, \bar{S}_w^* .

Passo # 18: Obter a eficiência de deslocamento, E_D .

Análise de eficiência da recuperação secundária

Depois do *Breakthrough*

Passo # 19: Calcular a produção acumulada de óleo, N_p .

Passo # 20: Estimar a razão água-óleo, WOR_s , avaliada para $f_w|_{S_w^*}$.

$$WOR_s = \frac{f_w^* \cdot (1 - \Delta N_p)}{1 - f_w^* \cdot (1 - \Delta N_p)} \frac{B_o}{B_w}$$

sendo $\Delta N_p = 0.2749 \frac{S_{wf} - S_{wi} - S_{gi}}{E_{A,bt} \cdot (S_{w,bt} - S_{wi} - S_{gi})} \frac{W_{i,bt}}{W_i}$ produção de óleo adicional advinda das "áreas não-varridas".

Passo # 21: Calcular as taxas de produção de óleo e água, baseado em WOR_s

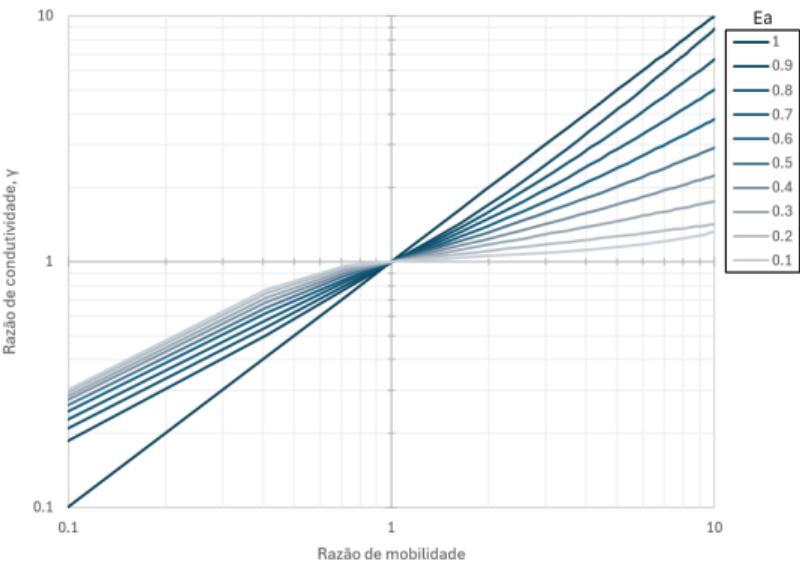
Razão de injetividade

Durante o processo de *waterflooding* ou a vazão ou a pressão são mantida constantes entre injetor-produtor. Para isso o modelo de Caudle & White (1959) correlaciona injetividade $\longleftrightarrow M \longleftrightarrow E_A$,

$$\gamma = \frac{\left(\frac{q_{inj}}{\Delta p} \right)_t}{\left(\frac{q_{inj}}{\Delta p} \right)_{t=0}}$$

sendo γ a razão de injetividade.

Válido apenas quando não temos gás no sistema.



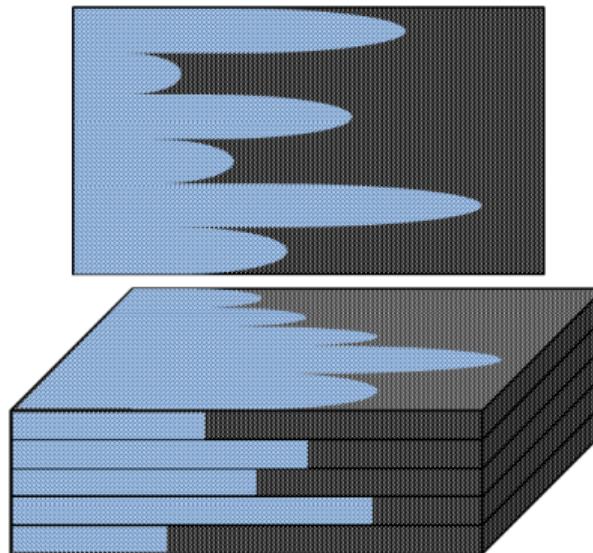
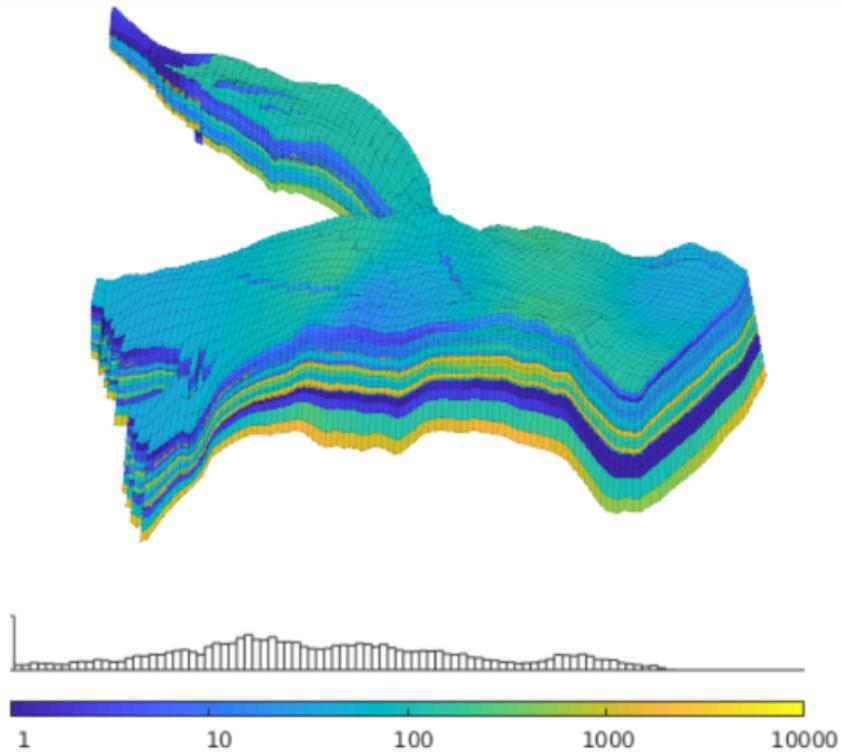
Razão de injetividade

formulação matemática

$$\gamma = \begin{cases} M, \text{ se } E_A = 1 \\ A_1 + (A_2 + A_3 E_A) \cdot M^{A_4 + A_5 \cdot E_A} + A_6 \cdot \left(\frac{M}{E_A}\right)^2 + A_7 \cdot M \end{cases}$$

Coeficientes	$M < 1$	$M > 1$
A_1	0.060635530	0.4371235
A_2	-2.039996000	0.5804613
A_3	0.025367490	-0.004392097
A_4	1.636640000	0.01001704
A_5	-0.624070600	1.28997700
A_6	-0.0002522163	0.00002379785
A_7	2.958276000	-0.015038340

Heterogenidade vertical



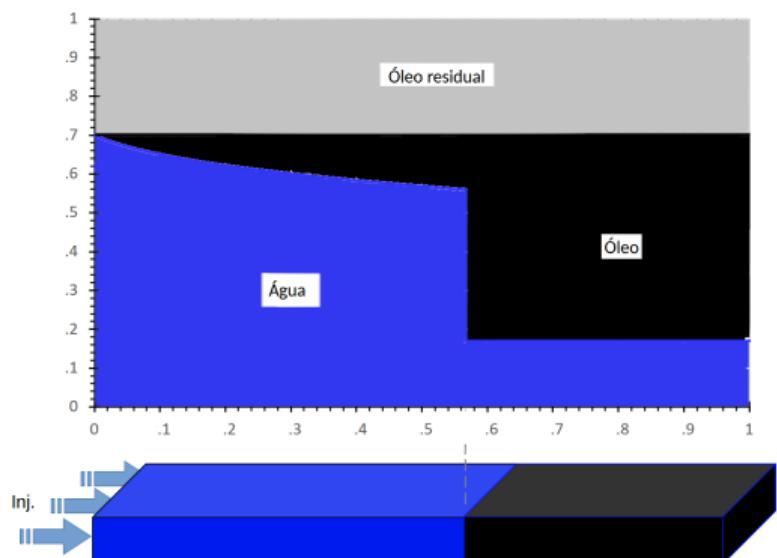
Deslocamento ao longo de uma camada

Considerando injeção a gradiente constante (Δp), para uma camada temos,

$$v_{inj} = -\frac{k k_{rw}^w}{\mu_w} \frac{p_{inj} - p_f}{x_f} = -\frac{k k_{ro}^o}{\mu_o} \frac{p_f - p_{prd}}{L - x_f}$$

Isolando a pressão na interface/frente de avanço:

$$p_f = \frac{\frac{k_{rw}^o}{\mu_o} \frac{p_{prd}}{L - x_f} + \frac{k_{rw}^o}{\mu_w} \frac{p_{inj}}{x_f}}{\frac{k_{rw}^o}{\mu_w} \frac{1}{x_f} + \frac{k_{ro}^o}{\mu_o} \frac{1}{L - x_f}}$$



Deslocamento ao longo de uma camada

Perfil de pressão

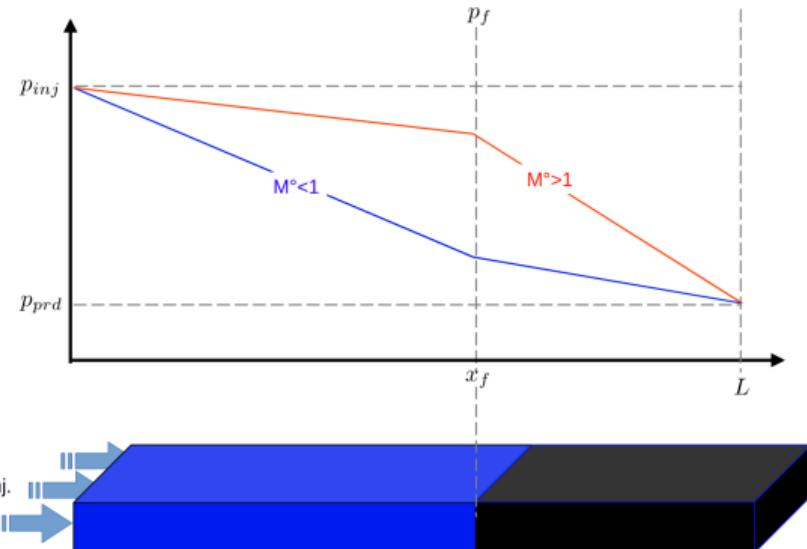
Pela eliminação da pressão na frente de avanço,

$$v_{inj} = \frac{k (p_{inj} - p_{prd})}{x_f \frac{\mu_w}{k_{rw}^o} + (L - x_f) \frac{\mu_o}{k_{ro}^o}}$$

$$= \frac{kk_{rw}^o}{\mu_w} \frac{\Delta p}{x_f + M^o (L - x_f)}$$

Observamos que velocidade na camada varia a medida que afrente de avanço da água injetada percola sobre o meio poroso

$$v_{inj} \propto \frac{1}{x_f + M^o (L - x_f)}$$

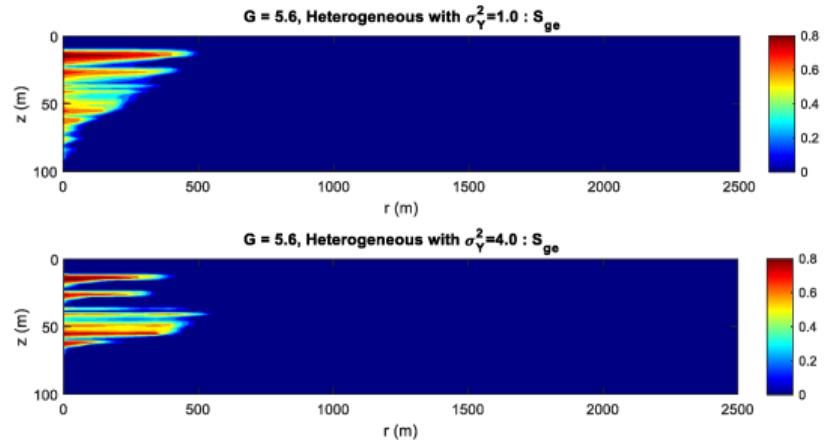


Deslocamento ao longo de uma camada

Perfil de saturação

Modelo para reservatórios estratificados,
assumem que:

1. O reservatório é linear, heterogêneo por camadas verticais, e que não há fluxo cruzado entre camadas.
2. Todas as camadas apresentam a mesma porosidade, permeabilidade relativa, e saturações residuais.
3. Fluxo tipo pistão pelas camadas.
4. As camadas podem apresentar diferentes espessuras e permeabilidades absolutas.



<https://doi.org/10.3390/en16135219>

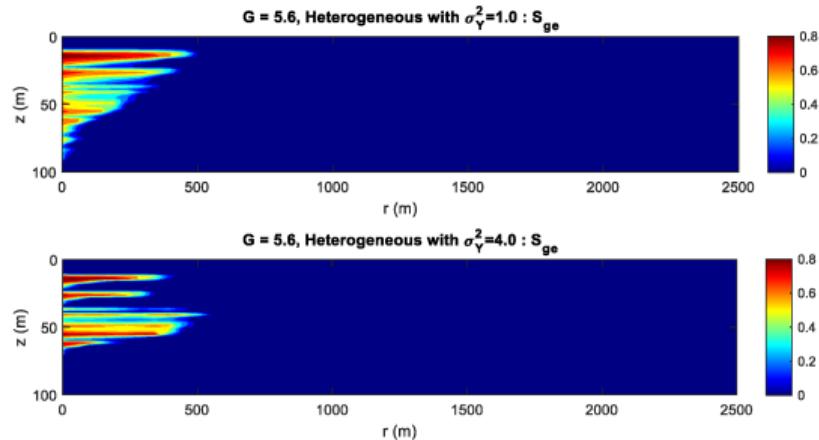
Modelo Stiles (1949)

Perfil de saturação

Somente válido para $M \approx 1$.

$$x_f^j = x_f^i \left(\frac{k_j}{k_i} \right)$$

sendo i camada "dominante", n numero de camadas, x_f^j , e k_j são a posição da frente de avanço da água, e a permeabilidade da j -ésima camada.



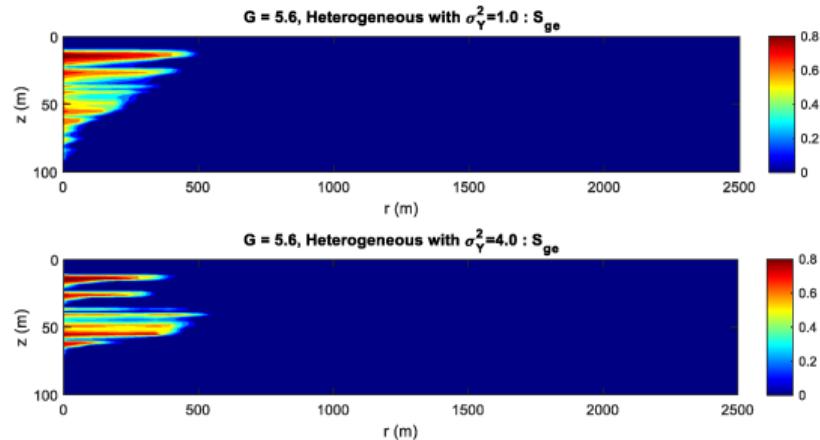
<https://doi.org/10.3390/en16135219>

Modelo Dustra-Parsons (1950)

Perfil de saturação

$$x_f^j = L \left[\frac{M - \sqrt{M^2 + (1 - M^2) \frac{k_j}{k_i}}}{M - 1} \right]$$

sendo i camada "dominante", x_f^j , e k_j são a posição da frente de avanço da água, e a permeabilidade da j -ésima camada.



<https://doi.org/10.3390/en16135219>

Análise de Recuperação

Reservatórios estratificados

Para a análise de eficiência de recuperação utilizamos as relações:

- No *breakthrough*

$$E_{VV} = \frac{\sum_{j=i+1}^n (x_f h)_i}{Lh}$$

- Depois do *breakthrough*

$$E_{VV} = \frac{L \sum_{j=1}^i (h)_i + \sum_{j=i+1}^n (x_f h)_i}{Lh}$$

sendo i camada "dominante", n numero de camadas, h_j , x_f^j , e k_j são a espessura, posição da frente de avanço da água, e a permeabilidade da j -ésima camada, L e h são a extensão e espessura do reservatório.



Referências

1. Lake, L. W. (1996) *Enhanced oil recovery*. Prentice Hall.
2. Ahmed, T. (2000) *Reservoir Engineering handbook*, 2^a ed., Gulf Professional Publishing.
3. Willhite, G. P. (1986) *Waterflooding*, SPE series books, vol. 3, SPE Publishing.
4. Rosa, A. J., Carvalho, R.S., Xavier, J.A.D. (2006) *Engenharia de Reservatório de petróleo*, Interciência, PETROBRAS.



EPET60 - Eng. Res. II

Waterflooding

Using \LaTeX to prepare slides

Jonathan C. Teixeira

Written on June 6, 2023

