

## Simulação de Reservatório de Petróleo com MRST

Francisco Henrique da Silva Costa

18/0120174

francisco.henrique@aluno.unb.br

Matheus Teixeira de Sousa

18/0107101

teixeira.sousa@aluno.unb.br

### Resumo

*A exploração de petróleo é um tipo de operação que movimenta valores altos, tanto no investimento necessário quanto no retorno financeiro. Com os avanços dos softwares para análise numérica, a simulação dos reservatórios, para planejamento ou até correção da produção, se tornou uma ferramenta importante para o engenheiro de reservatório. Este trabalho se propõe desenvolver e explorar um código para simulação de um reservatório de petróleo por meio do MRST. O reservatório simulado possui água e óleo, dois poços produtores e dois injetores, e a exploração dura 8 anos. Os resultados apresentados fornecem uma boa descrição do comportamento do reservatório ao longo do tempo de forma visual.*

### 1. Introdução

A exploração de petróleo é um tipo de operação que movimenta valores altos, tanto no investimento necessário quanto no retorno financeiro. Em função disso, é uma atividade que envolve altos riscos e, por tanto, demanda de muito planejamento, análise e controle. Nesse setor, todo avanço capaz de otimizar algum processo, reduzir o risco ou melhorar o desempenho é altamente valorizado. Com os avanços dos *softwares* para análise numérica, a simulação dos reservatórios, para planejamento ou até correção da produção, se tornou uma ferramenta importante para o engenheiro de reservatório.

É com base nas definições apresentadas até então que este trabalho se propõe desenvolver e explorar um código para simulação de um reservatório de petróleo por meio do MRST. Inicialmente, falaremos sobre os conceitos de reservatório e apresentaremos o MRST, ainda na introdução. Depois, na seção 2, apresentaremos as características do reservatório simulado. Então, na seção 3 discutiremos os re-

sultados obtidos. Por fim, na seção 4, faremos observações finais sobre o trabalho e os resultados.

#### 1.1. Reservatório

Durante a formação do petróleo, podemos citar três tipos de rochas: geradora, reservatório e selante. A primeira é responsável por, em condições adequadas (matéria orgânica, tempo e temperatura), gerar o petróleo. Depois, a segunda, interesse deste trabalho, é responsável pelo armazenamento do petróleo. Para isso, é necessário que a rocha reservatório possua porosidade e permeabilidade adequadas para permitir a migração do petróleo a partir da rocha geradora. Por fim, a terceira é responsável por reter o petróleo para proporcionar o acúmulo.

Na rocha reservatório, duas características são importantes: porosidade e permeabilidade. Enquanto a porosidade mede a capacidade de armazenamento do fluido, a permeabilidade é uma medida da capacidade de um meio poroso se deixar atravessar por fluidos [3]. Os espaços vazios em um poro podem ser preenchidos por um determinado fluido. A relação entre o volume preenchido e o volume do poro é chamada de saturação [3]. Além das características da rocha, características dos fluidos simulados, como viscosidade, massa específica e permeabilidade relativa, também são importantes para o entendimento do processo de produção.

#### 1.2. MRST

O MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) é um software livre de código aberto para modelagem e simulação de reservatórios, desenvolvido principalmente pelo grupo de Geociências Computacionais do Departamento de Matemática e Cibernética do SINTEF Digital [2]. Durante o desenvolvimento, consultamos o livro *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave* [1] para leitura da documentação das funções e dos processos utilizados.

## 2. Definição do reservatório

Cada grupo recebeu parâmetros comuns e específicos para os reservatórios. Como parâmetros comuns, o reservatório deve ser simulado em uma malha de  $40 \times 60 \times 7$  com dimensões  $200 \times 300 \times 35$  metros ao longo de 8 anos com um passo de tempo de 30 dias. Deve conter água e óleo, dois poços produtores e dois poços injetores (todos com 0,5 metros de raio). Inicialmente, as cinco camadas superiores deve estar saturadas de óleo e as duas últimas de água. Além disso, a pressão inicial deve ser de 1 bar. Os parâmetros específicos para **rocha** são:

- Permeabilidade:  $x = y = 300\text{mD}$ ,  $z = 10\text{mD}$ ;
- Porosidade: 0,25.

Os parâmetros específicos para os **fluidos** são:

- Viscosidade dinâmica da água:  $0,00045 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ ;
- Massa específica da água:  $1010 \text{ kg/m}^3$ ;
- Viscosidade dinâmica do óleo:  $0,001 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ ;
- Massa específica do óleo:  $800 \text{ kg/m}^3$ ;
- Permeabilidade relativa: 1,3 e 1,3.

Por fim, os parâmetros específicos para os **poços** são:

- Produtor 1: poço vertical (células 1 a 12001), controlador por BHP (120 bar);
- Produtor 2: poço horizontal (células 40 a 840), controlador por BHP (120 bar);
- Injetor 1: poço horizontal (células 15961 a 16761), controlador por BHP (210 bar);
- Injetor 2: poço vertical (células 12000 a 16800), controlador por BHP (210 bar).

## 3. Resultados

### 3.1. Malha de simulação e poços

Na figura 1, é possível observar a malha criada para simulação com as dimensões especificadas para os eixos  $x$ ,  $y$  e  $z$ . Para facilitar a diferenciação das células, colorimos as células pares de amarelo e as ímpares de azul. Depois, na figura 2, é possível identificar a mesma malha da figura anterior, mas sem a coloração nas células e com os poços, injetores e produtores, visíveis (em vermelho).

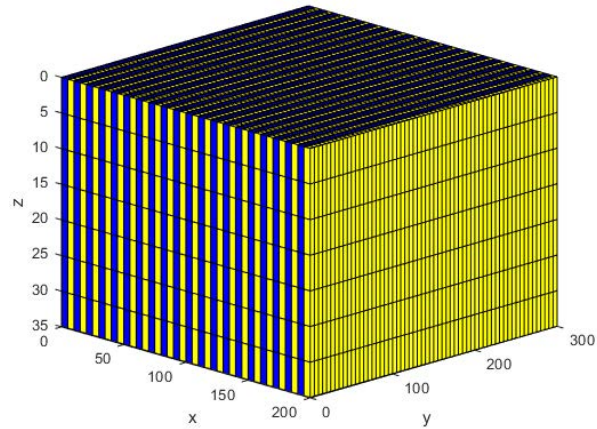


Figura 1: Malha para simulação

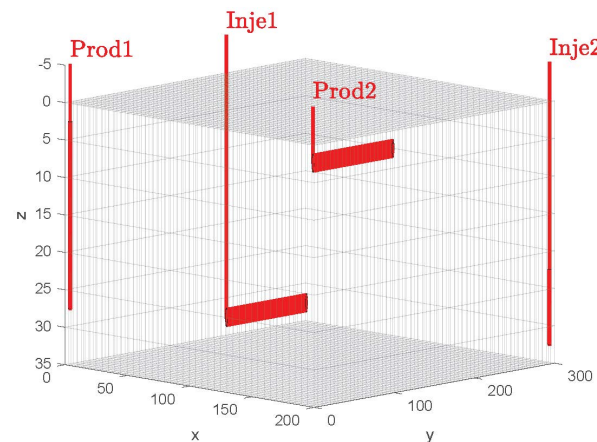


Figura 2: Malha com os poços

### 3.2. Condições iniciais de pressão e saturação

As figuras 3 e 4 mostram, respectivamente, a saturação inicial de água e a pressão inicial no reservatório. Nesta, é possível observar que todas as células, inclusive os poços, possuem pressão igual a 1 bar ( $10^5 \text{ Pa}$ ). Enquanto isso, naquela, somente as células das duas últimas camadas são visíveis. Isso ocorre, porque nós ocultamos, durante a geração do gráfico, todas as células cuja saturação de água era inferior a 0,5. De fato, esses dois resultados verificam as definições apresentadas para as condições iniciais do reservatório.

Depois, na figura 5, temos a distribuição de pressão após o cálculo da distribuição de pressão. Nessa figura, observamos a pressão definida para os poços produtores e injetores como 120 e 210 bar, ou então,  $1,2 \cdot 10^7$  e  $2,1 \cdot 10^7 \text{ Pa}$ . Vale destacar que as regiões próximas dos poços, independente do tipo, sofrem influência da pressão definida. Apesar disso, a média de pressão no reservatório se aproxima de  $1,1 \cdot 10^7 \text{ Pa}$ , ou 170 bar.

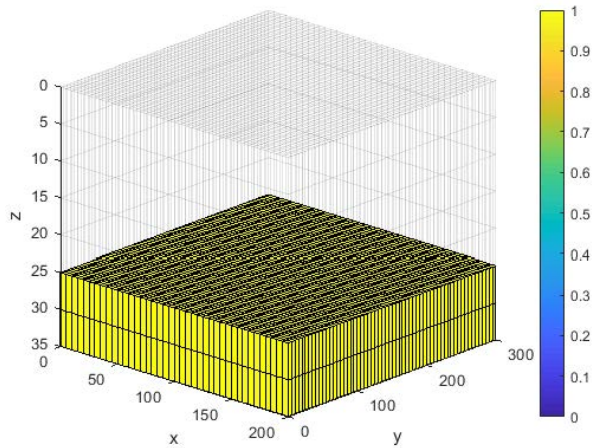


Figura 3: Saturação inicial de água

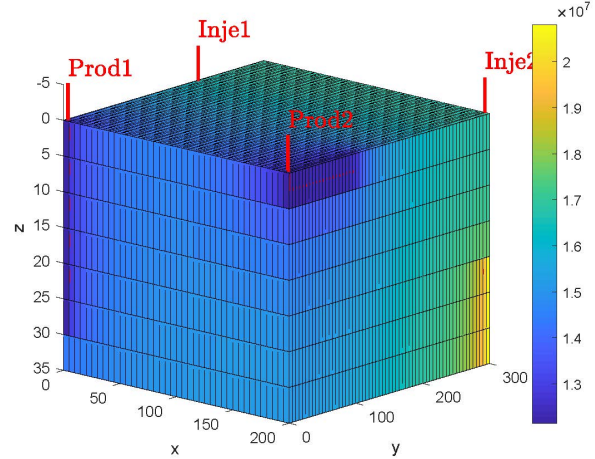


Figura 6: Pressão final

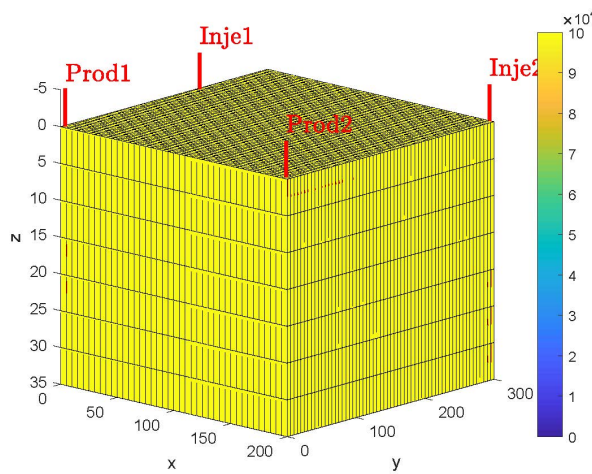


Figura 4: Pressão inicial

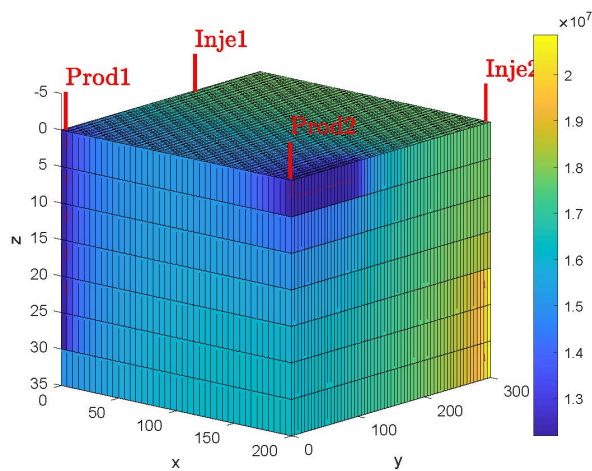


Figura 5: Distribuição de pressão

### 3.3. Condições finais de pressão e saturação

A figura 6 apresenta a pressão no reservatório após o período de simulação de 8 anos. É possível observar, pelo tom de azul mais intenso (e menos esverdeado), nas regiões dos poços produtores. De fato, a média de pressão no reservatório se aproxima de  $1,6 \cdot 10^7$  Pa, ou 160 bar. No entanto, a diferença entre as pressões das figuras 5 e 6 não é clara visualmente. Em função disso, temos, na figura 7, a diferença de pressão entre os dois instantes.

É possível observar que, nos poços, a variação de pressão foi na casa de  $1 \cdot 10^5$  Pa, mas, nas regiões mais afastadas, chega a  $10 \cdot 10^5$  Pa. Esse comportamento pode ser explicado pelo processo de exploração. No poços, a pressão é controlada para manter o ritmo de produção, então há pouca variação. Nas outras regiões, no entanto, a pressão cai quando o petróleo é removido. Mesmo com a injeção de água, o volume pode não ser o suficiente para manter a pressão, em função da temperatura e das características do fluido. Por causa disso, nas regiões com menor acesso, a pressão tende a cair mais.

Nas figuras 8 e 9, temos a saturação de óleo nas células ao final da simulação. Visualmente, é possível observar que as regiões centrais mais afastada dos poços injetores apresentam maior saturação. Como a água é injetada na parte de baixo, é esperado que as células nas camadas de cima e as mais distantes dos poços tenham maior saturação de óleo. No entanto, como a escala do gráfico está em  $10^{-4}$ , mesmo as células em amarelo possuem uma saturação baixa quando comparada com a original. De fato, em função das características da rocha, dos fluidos e do tempo de simulação, a maioria do óleo presente na rocha reservatório foi escoado para os poços produtores.

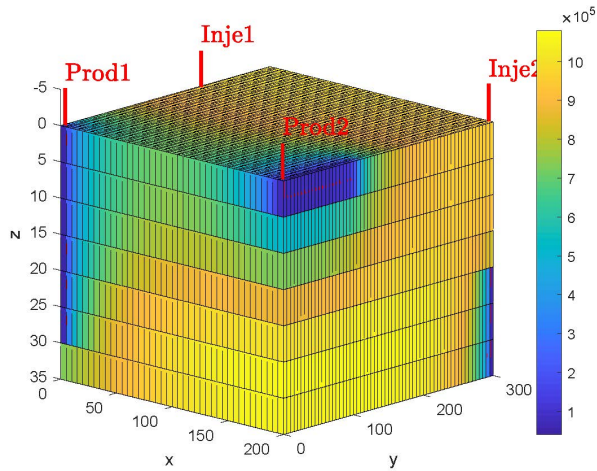


Figura 7: Diferença entre as pressões inicial e final

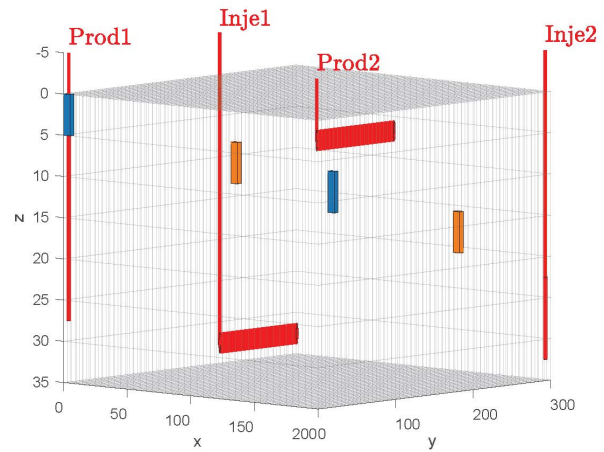


Figura 10: Localização das células analisadas e dos poços

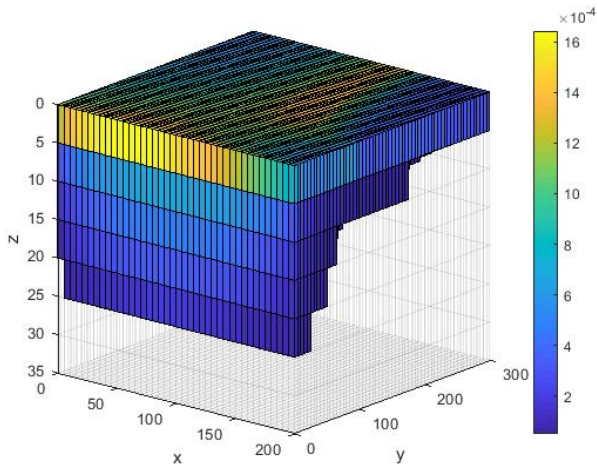


Figura 8: Saturação final de óleo (vista 1)

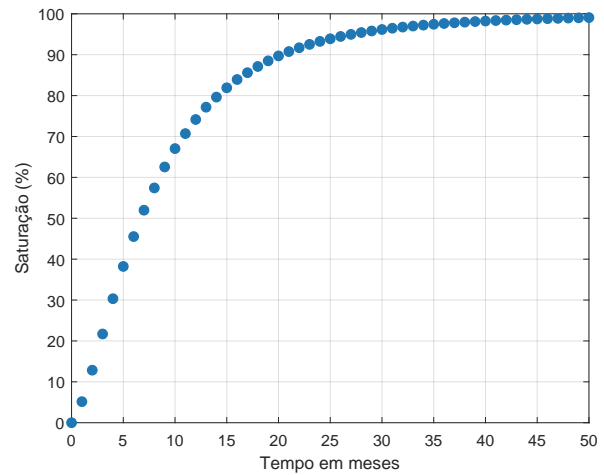


Figura 11: Saturação de água na célula 1

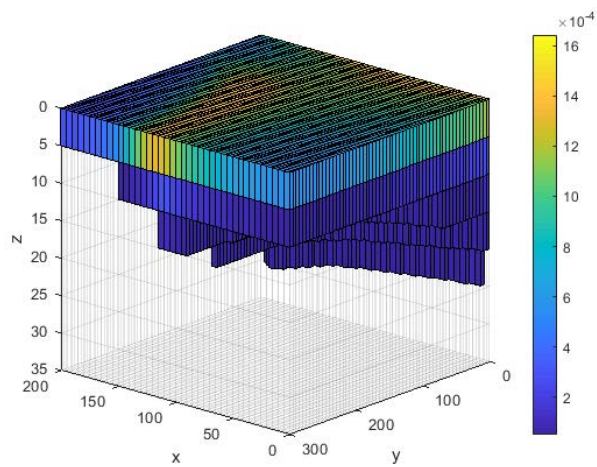


Figura 9: Saturação final de óleo (vista 2)

### 3.4. Saturação ao longo do tempo

Ao analisarmos as figuras 11 e 12, é possível observar a saturação de água nas células 1 e 6300 (em azul na figura 10) ao longo do tempo. Dentro da malha, a célula 1 se localiza em cima do produtor 1, na primeira camada, enquanto a célula 6300 está mais ao centro da terceira camada. Como a primeira está mais acima que a segunda, a saturação dela cresce mais lentamente que a da outra. De fato, com apenas 10 meses de operação, a célula 6300 apresentou cerca de 90% de saturação. A célula 1, no mesmo período, apresentou cerca de 70%.

De maneira análoga, ao analisarmos as figuras 13 e 14, é possível observar a saturação de óleo nas células 2900 e 9350 (em laranja na figura 10). É interessante destacar como o gráfico da célula 9350 (quarta camada) decaiu muito rapidamente. Em apenas 4 meses, a saturação de óleo, antes em 100%, chegou a 10%. Enquanto isso, demorou quase



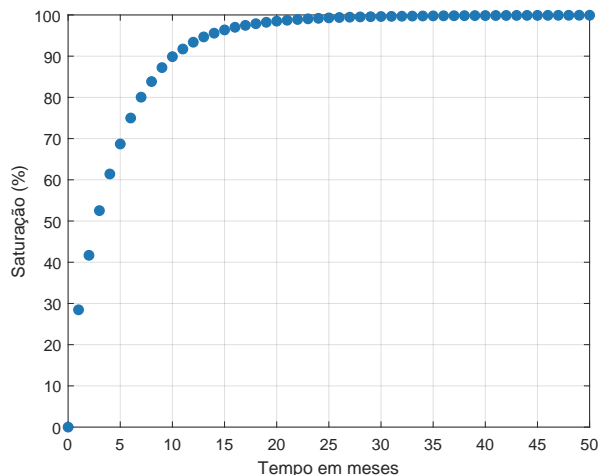


Figura 12: Saturação de água na célula 6300

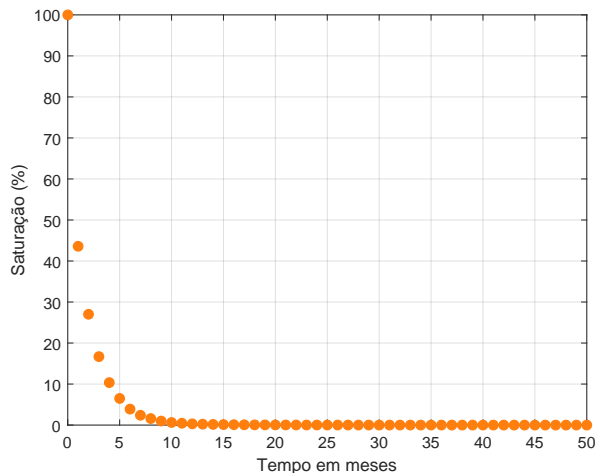


Figura 14: Saturação de óleo na célula 9350

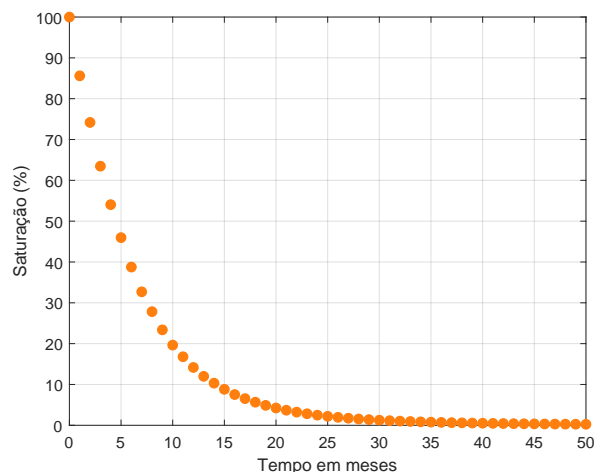


Figura 13: Saturação de óleo na célula 2900

15 meses para chegar ao mesmo nível em uma célula duas camadas acima.

A partir dos dados das figuras e da figura 10, é possível destacar dois fatores que influenciam a evolução da saturação no tempo: a posição vertical e a distância dos poços injetores. No cenário com os poços localizados como na simulação, quanto mais distante dos injetores e mais próximo superfície, mais lento é o escoamento do óleo e, consequentemente, a saturação da célula por água. Se observamos somente a taxa de crescimento ou decréscimo dos gráficos, é possível identificar essa relação.

## 4. Conclusão

Ao longo deste trabalho, criamos e simulamos um reservatório de petróleo contendo água e óleo com dimensões de 200x300x35 metros ao longo de 8 anos. As características definidas para a malha e para os fluidos permitiram apli-

car alguns dos conceitos trabalhados na disciplina de forma prática em um ambiente simulado. Por fim, os resultados apresentados fornecem uma boa descrição do comportamento do reservatório, em termos de saturação e pressão, ao longo do tempo de forma visual.

## Referências

- [1] K.-A. Lie. *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)*. Cambridge University Press, 2019.
- [2] MRST. Mrst - transforming research on reservoir simulation. Disponível em: <https://www.sintef.no/projectweb/mrst/>, 2022. Online; Acesso em 07 de fev. de 2023.
- [3] A. J. Rosa, R. d. S. Carvalho, and J. A. D. Xavier. *Engenharia de Reservatório de Petróleo*. Editora Interciência, 1ª edição, 2006.

## APÊNDICE A - Código de simulação do reservatório

```
1 %% Petroleum Reservoir Simulation
2 % Autores: Francisco Henrique da Silva Costa (francisco.henrique@aluno.unb.br)
3 %           Matheus Teixeira de Sousa (teixeira.sousa@aluno.unb.br)
4 %
5 % Este código cria e simula um reservatório de petróleo contendo dois
6 % fluidos (água e óleo) e quatro poços (dois produtores e dois injetores)
7 % ao longo de oito anos para um determinado conjunto de propriedades
8 % (rocha, fluidos e poços).
9
10 mrstModule add incomp
11
12 % Cria a malha para simulação
13 gravity reset on
14 nx = 40; % número de células em x
15 ny = 60; % número de células em y
16 nz = 7; % número de células em z
17 celldim = [nx, ny, nz];
18 physdim = [200, 300, 35]*meter;
19 G = cartGrid(celldim, physdim);
20 G = computeGeometry(G);
21
22 %% Cria a rocha
23
24 gravity off % Desabilita a gravidade
25 perm = [300*10^-3, 300*10^-3, 10*10^-3]*darcy;
26 poro = 0.25;
27 rock = makeRock(G, perm, poro);
28
29 %% Cria o fluido na ordem [água, óleo]
30 % Todos os parâmetros recebem o valor da água e depois do óleo
31
32 viscosities = [0.00045, 0.001]*Pascal*second;
33 densities = [1010, 800]*kilogram/meter^3;
34 rel_permeability = [1.3, 1.3];
35 fluid = initSimpleFluid('mu', viscosities, ...
36                        'rho', densities, ...
37                        'n', rel_permeability);
38
39 %% Criação dos poços
40 % Todos os poços são controlados por BHP com o valor definido no problema,
41 % os produtores são saturados com óleo e os injetores com água e todos
42 % possuem raio de 0,5 metros. Quando a direção não é definida, o poço
43 % é vertical (direção z).
44
45 % Produtores
46 cells = 1:nx*ny:12001; % Define as células na vertical de 1 a 12001
47 W = addWell([], G, rock, cells, ...
48            'Type', 'bhp', 'Val', 120*barsa, ...
49            'Radius', 0.5*meter, 'InnerProduct', 'ip_tpf', ...
50            'Comp_i', [0, 1], 'Name', 'Prod1');
51
```

```

52 cells = 40:nx:840; % Define as células na horizontal de 40 a 840
53 W = addWell(W, G, rock, cells, 'Dir', 'x', ...
54     'Type', 'bhp', 'Val', 120*barsa, ...
55     'Radius', 0.5*meter, 'InnerProduct', 'ip_tpf', ...
56     'Comp_i', [0, 1], 'Name', 'Prod2');
57
58 % Injetores
59 cells = 15961:nx:16761; % Define as células na horizontal de 15961 a 16761
60 W = addWell(W, G, rock, cells, 'Dir', 'x', ...
61     'Type', 'bhp', 'Val', 210*barsa, ...
62     'Radius', 0.5*meter, 'InnerProduct', 'ip_tpf', ...
63     'Comp_i', [1, 0], 'Name', 'Injel');
64
65 cells = 12000:nx*ny:16800; % Define as células na vertical de 12000 a 16800
66 W = addWell(W, G, rock, cells, ...
67     'Type', 'bhp', 'Val', 210*barsa, ...
68     'Radius', 0.5*meter, 'InnerProduct', 'ip_tpf', ...
69     'Comp_i', [1, 0], 'Name', 'Inje2');
70
71 % Define as condições iniciais do reservatório
72 p0 = 1*barsa;
73 % Saturação inicial como 5 camadas de óleo e 2 de água
74 s0 = [repmat([0, 1], nx*ny*5, 1); repmat([1, 0], nx*ny*2, 1)];
75 sol = initState(G, [], p0, s0);
76
77 % Cria as funções auxiliares para solução da simulação
78 % e calcula a transmissibilidade
79 T = computeTrans(G, rock);
80 psolve = @(state) incompTPFA(state, G, T, fluid, 'wells', W);
81 tsolve = @(state, dT) implicitTransport(state, G, dT, rock, fluid, 'wells', W);
82
83 %% Salva as condições iniciais
84
85 % Salva os valores de saturação e pressão iniciais
86 init_sat_w = sol.s(:,1);
87 init_press = sol.pressure;
88
89 % Salva a saturação inicial de células específicas
90 saturation = sol.s;
91 sat_0 = saturation;
92 sat_cell_1 = saturation(1,1);
93 sat_cell_2900 = saturation(2900,2);
94 sat_cell_6300 = saturation(6300,1);
95 sat_cell_9350 = saturation(9350,2);
96 s0_cells = [sat_cell_1, sat_cell_2900, sat_cell_6300, sat_cell_9350];
97
98 %% Simula o reservatório
99
100 % Define o passo de tempo (dT) e o intervalo de simulação (int_max)
101 dT = 30*day;
102 int_max = 12*8; % Considera todos os meses com 30 dias
103 solutions = cell(int_max,1);
104

```

```

105 % Para cada iteração, salva os dados num vetor
106 sol = psolve(sol);
107 % Salva a pressão depois do cálculo da distribuição de pressão
108 press_1 = sol.pressure;
109 for i = 1:int_max
110     sol = tsolve(sol, dT);
111     sol = psolve(sol);
112     solutions{i} = sol;
113 end
114
115 % Salva as condições finais de saturação e pressão
116 final_sat_o = sol.s(:, 2);
117 final_press = sol.pressure;
118
119 % Salva um arquivo com os dados para análise
120 save('data_solutions.mat', 'solutions', 'G', 'W', 'init_press', ...
121     'init_sat_w', 'final_press', 'final_sat_o', 's0_cells', ...
122     'press_1', 'sat_0');

```



## APÊNDICE B - Código para geração dos gráficos

```
1 %% Petroleum Reservoir Simulation
2 % Autores: Francisco Henrique da Silva Costa (francisco.henrique@aluno.unb.br)
3 %         Matheus Teixeira de Sousa (teixeira.sousa@aluno.unb.br)
4 %
5 % Este código gera os gráficos da malha, dos poços, das condições do
6 % reservatório e de células específicas.
7
8 %% Carrega os dados salvos durante a simulação
9 clear all
10
11 int_max = 8*12; % Intervalo de análise
12 [G, W, init_press, init_sat_w, final_press, final_sat_o, ...
13     sat_cell_1, sat_cell_2900, sat_cell_6300, sat_cell_9350, ...
14     press_1, sat] = get_solutions_infos(int_max);
15
16 %% Imagem da malha
17
18 clf;
19 % Recebe os índices das células pares
20 equal_index = mod(1:G.cells.num, 2) == 0;
21
22 % Insere as células por cores: amarelo para pares e azul para ímpares
23 plotGrid(G, equal_index, 'FaceColor', 'yellow');
24 plotGrid(G, ~equal_index, 'FaceColor', 'blue');
25
26 % Define o tamanho e o nome dos eixos
27 view(30,50);
28 xlabel('x');
29 ylabel('y');
30 zlabel('z');
31
32 %% Imagem da malha com poço
33
34 clf;
35 % Reduz a visibilidade do malha
36 plotGrid(G, 'FaceAlpha', 0, 'EdgeAlpha', .1)
37
38 % Insere os poços
39 plotWell(G, W);
40
41 % Define o tamanho e o nome dos eixos
42 view(30,50);
43 xlabel('x');
44 ylabel('y');
45 zlabel('z');
46
47 %% Imagem da saturação inicial de água sem os poços
48
49 plot_saturation(G, init_sat_w, 0.5, true);
50
51 %% Imagem da pressão inicial com os poços
```

```

52
53 plot_pression(G, W, init_press , true);
54
55 %% Imagem da pressão inicial com os poços
56 % depois do cálculo da distribuição de pressão
57
58 plot_pression(G, W, press_1 , false);
59
60 %% Imagem da saturação final de óleo
61
62 plot_saturation(G, final_sat_o , 5*10^-5, false);
63
64 %% Imagem da pressão final no reservatório
65
66 plot_pression(G, W, final_press , false);
67
68 %% Imagem da diferença de pressão com os poços
69
70 plot_pression(G, W, press_1-final_press , false);
71
72 %% Imagem da saturação de água na célula 1
73
74 % Define a cor azul para os gráficos com água
75 color_w = [31/255, 119/255, 180/255];
76 plot_time_series_data(50, sat_cell_1(1:51, 1), color_w);
77
78 %% Imagem da saturação de óleo na célula 2900
79
80 % Define a cor laranja para os gráficos com óleo
81 color_o = [255/255, 127/255, 14/255];
82 plot_time_series_data(50, sat_cell_2900(1:51, 1), color_o);
83
84 %% Imagem da saturação de água na célula 6300
85
86 plot_time_series_data(50, sat_cell_6300(1:51, 1), color_w);
87
88 %% Imagem da saturação de óleo na célula 9350
89
90 plot_time_series_data(50, sat_cell_9350(1:51, 1), color_o);
91
92 %% Imagem das células utilizadas na análise
93
94 clf;
95 % Reduz a visibilidade do malha
96 plotGrid(G, 'FaceAlpha', 0, 'EdgeAlpha', .1);
97
98 % Insere os poços
99 plotWell(G, W);
100
101 % Recebe os índices das células utilizadas
102 index_w = [1 6300];
103 index_o = [2900 9350];
104 % Insere as células por cores: azul para água e laranja para óleo

```

```

105 plotGrid(G, index_w, 'FaceColor', color_w);
106 plotGrid(G, index_o, 'FaceColor', color_o);
107
108 %% Define o tamanho e o nome dos eixos
109 view(30,50);
110 xlabel('x');
111 ylabel('y');
112 zlabel('z');
113
114 %% Gera o gif da saturação de óleo
115
116 clf;
117 % Reduz a visibilidade do malha e insere os poços
118 plotGrid(G, 'FaceAlpha', 0, 'EdgeAlpha', .1);
119 plotWell(G, W);
120
121 % Define a vista do gráfico
122 Az = 193; El = 15;
123 view(Az, El);
124 hs = [];
125
126 % Para cada iteração, salva o gráfico de saturação
127 for i = 1:int_max
128     delete(hs);
129     saturation = transpose(sat(i, :, 2));
130     hs = plotCellData(G, saturation, saturation > 5*10^-5);
131     caxis([0 1]); % Define os limites do heatmap
132     drawnow, pause(.1);
133     % Remover os comentários para salvar as imagens
134     % name = ['gif_sat/img_' num2str(i) '.png'];
135     % print(gcf, name, '-dpng', '-r800');
136 end
137
138 %% Funções
139
140 % Gera os gráficos temporais
141 function plot_time_series_data(int_max, data, color)
142     clf;
143     % Insere os dados em marcadores do tipo 'o' preenchidos
144     plot(0:int_max, data, 'o', 'MarkerFaceColor', color, 'Color', color);
145
146     % Ativa o grid
147     grid on;
148
149     % Define o nome dos eixos
150     xlabel('Tempo em meses');
151     ylabel('Saturação (%)');
152 end
153
154 % Lê os dados do arquivo salvo e retorna as variáveis
155 function [G, W, init_press, init_sat_w, final_press, final_sat_o, ...
156         sat_cell_1, sat_cell_2900, sat_cell_6300, sat_cell_9350, ...
157         press_1, sat] = get_solutions_infos(int_max)

```

```

158
159     load('data_solutions.mat');
160
161     % Define o tamanho dos vetores
162     sat_cell_1 = zeros(int_max+1, 1);
163     sat_cell_2900 = zeros(int_max+1, 1);
164     sat_cell_6300 = zeros(int_max+1, 1);
165     sat_cell_9350 = zeros(int_max+1, 1);
166     sat = zeros(int_max+1, length(init_press), 2);
167
168     % Inicializa o primeiro elemento
169     sat(1, :, 1) = sat_0(:, 1);
170     sat(1, :, 2) = sat_0(:, 2);
171     sat_cell_1(1) = s0_cells(1)*100;
172     sat_cell_2900(1) = s0_cells(2)*100;
173     sat_cell_6300(1) = s0_cells(3)*100;
174     sat_cell_9350(1) = s0_cells(4)*100;
175
176     % Para cada iteração, salva os valores de saturação
177     for i = 2:int_max
178         saturation= solutions{i}.s;
179         sat(i, :, 1) = saturation(:, 1);
180         sat(i, :, 2) = saturation(:, 2);
181         sat_cell_1(i)=saturation(1,1)*100;
182         sat_cell_2900(i)=saturation(2900,2)*100;
183         sat_cell_6300(i)=saturation(6300,1)*100;
184         sat_cell_9350(i)=saturation(9350,2)*100;
185     end
186 end
187
188 % Gera os gráficos de saturação
189 function plot_saturation(G, data, value, control)
190     clf;
191     % Reduz a visibilidade do malha
192     plotGrid(G, 'FaceAlpha', 0, 'EdgeAlpha', .1);
193
194     % Insere as células cuja saturação for maior que um valor
195     hc = plotCellData(G, data, data > value);
196     drawnow;
197
198     % Cria uma colorbar
199     colorbar;
200     if control
201         caxis([0 1]);
202     end
203
204     % Define o tamanho e o nome dos eixos
205     view(30,50);
206     xlabel('x');
207     ylabel('y');
208     zlabel('z');
209 end
210

```

```

211 % Gera os gráficos de pressão
212 function plot_pression(G, W, data, control)
213     clf;
214     % Insere os poços
215     plotWell(G, W);
216
217     % Insere a pressão e cria uma colorbar
218     plotCellData(G, data);
219     colorbar;
220
221     % Regula o intervalo da colorbar
222     if control
223         caxis([0 1*10^5]);
224     end
225
226     % Define o tamanho e o nome dos eixos
227     view(30,50);
228     xlabel('x');
229     ylabel('y');
230     zlabel('z');
231 end

```