

4

Simulação de Fluxo em Reservatório Sintético

Um aspecto importante da simulação de reservatórios associado ao estudo de viabilidade de sísmica *time-lapse* é que o objetivo é criar cenários de produção para os quais seja possível determinar seções confiáveis de propriedades no modelo e não o ajuste histórico de produção, que é a tarefa tradicional da simulação. Aqui o alvo é reproduzir os detalhes dos mapas de propriedades dinâmicas que representam a escala fina.

A simulação de reservatórios é uma das principais áreas dentro da engenharia de reservatório, onde são aplicados conceitos e técnicas de modelagem matemática para analisar o comportamento de reservatórios. Peça fundamental no desenvolvimento desse trabalho, a simulação é uma tentativa de reproduzir as condições dinâmicas no reservatório e uma ferramenta essencial na geração de informações sintéticas de pressão, saturação e atributos sísmicos.

O estudo de viabilidade apresentado dentro do contexto deste trabalho abrange a análise das mudanças da distribuição da saturação mediante o desenvolvimento de simulações de reservatórios em cenários de injeção de gás. Para isso, foi feita uma simplificação do problema ao desconsiderar a variação da pressão nas análises realizadas. Como apresentado neste capítulo, essa aproximação foi feita ao considerar que as mudanças de pressão decorrentes da injeção/produção permanecem dentro de uma faixa de variação que permite ignorar o efeito deste parâmetro na análise *time-lapse*. Isso também se torna válido pelo fato do modelo de saturação heterogênea, utilizado no cálculo da velocidade, apresentar pouca sensibilidade à variação da pressão.

O simulador de reservatórios utilizado é o UT-CHEM® da Universidade de Texas (Apêndice A), amplamente utilizado em análises que envolvem simulações na escala fina (Gharbi *et al.*, 1997; Chang *et al.*, 1999). O método de diferenças finitas utilizado pelo simulador reduz a dispersão numérica quando são resolvidas as equações de balanço e o método iterativo, usado no cálculo da equação de

pressão é altamente recomendado para simulações em malha fina com um grande número de blocos.

4.1. Modelo de Reservatório

O reservatório encontra-se 1264 m abaixo da superfície, com pressão inicial de 1774 psi e temperatura média de 60 °C. O meio de porosidade constante está saturado de óleo, com valores de saturação irreduzível de água (S_{wc}) de 20% e saturação residual de óleo (S_{or}) de 15%.

Dentro da tarefa de integrar informação de simulação de reservatórios na análise, a maior dificuldade é imposta pela física de rochas no que diz respeito à definição da escala de difusão crítica (L_c). Como apresentado no Capítulo 2, para a faixa de frequências sísmicas entre 10 e 100 Hz, L_c não ultrapassa os 10 m (Fig. 2.12). Particularmente, para a frequência predominante que será a utilizada no levantamento sísmico (50 Hz), o valor de L_c está em torno de 2 m para permeabilidades ao redor de 400 mD. Isso significa que modelos contendo células de tamanho menor que 2 m devem ser utilizados. Portanto, para garantir a validade das equações da física de rochas, são estudados modelos de alta resolução, com células de dimensão 1,25 m x 1,25 m x 1 m. Entretanto, essa escala é bem menor do que convencionalmente utilizado na simulação de reservatórios. Atendendo essa condição, a simulação dos cenários de produção fica limitada a configurações simples de poços e a dimensões modestas do modelo numérico.

Para tornar possível a simulação em tempos razoáveis, seções 2D são projetadas. No modelo, existem dois poços, um injetor e um produtor. O intervalo de completação dos poços é especificado pelos blocos ativos na entrada e na saída. A Figura 4.1 ilustra o modelo de reservatório proposto, que consiste em um meio que não sofre deformações permanentes, com dimensões de 300 m x 80 m x 1 m. A malha de simulação contém 240 blocos na direção horizontal, 80 na direção vertical e um bloco na direção perpendicular ao plano da figura.

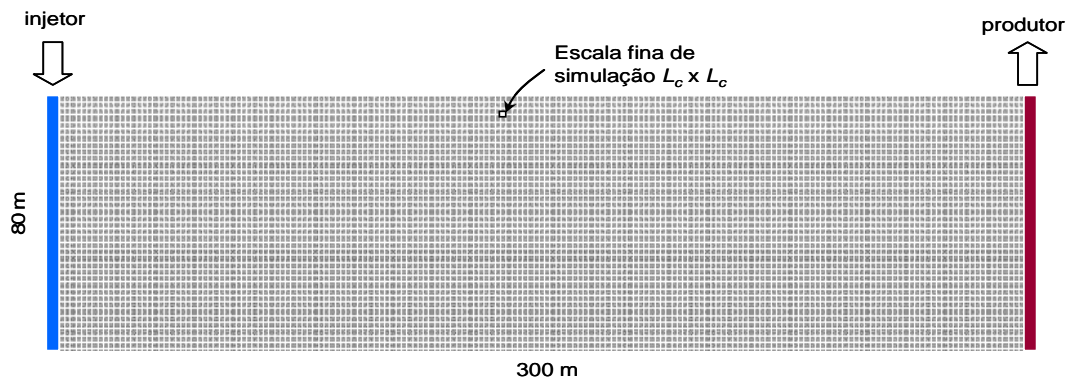


Figura 4.1 – Modelo de simulação de fluxo 2D.

As simulações de fluxo são executadas utilizando um modelo de permeabilidade log-normal como dado de entrada, gerado através de simulações estocásticas realizadas com o HYDRO_GEN® (Apêndice A3). Os campos de permeabilidade são descritos estatisticamente por duas medidas de heterogeneidade: o coeficiente de Dykstra–Parsons e a correlação espacial adimensional. O grau de heterogeneidade ou coeficiente de Dykstra–Parsons (DP) pode ser calculado da seguinte maneira:

$$DP = \frac{k_{0,5} - k_{0,341}}{k_{0,5}} \quad (4.1)$$

onde $k_{0,5}$ é a mediana da permeabilidade e $k_{0,341}$ é o desvio padrão abaixo da mediana. Se $DP = 0$, as permeabilidades no reservatório são iguais e o meio é homogêneo. Conforme DP aumenta, as permeabilidades vão se afastando da média, e o meio vai se tornando heterogêneo. Reservatórios típicos têm um DP entre 0,6 e 0,8. Por outro lado, a correlação espacial adimensional na direção x (L_x) e na direção y (L_y) determina a relação entre permeabilidades vizinhas e varia segundo a direção. Para o cenário onde L_x tende ao infinito, o campo de permeabilidade é homogêneo nessa direção. Se $L_x=L_y= 0$ o campo de permeabilidade é aleatório. O modelo de permeabilidade adotado no presente trabalho tem uma distribuição log-normal com média 400 mD, $DP = 0,63$ e correlação $L_x = 4$, $L_y = 0,5$ (Fig. 4.2).

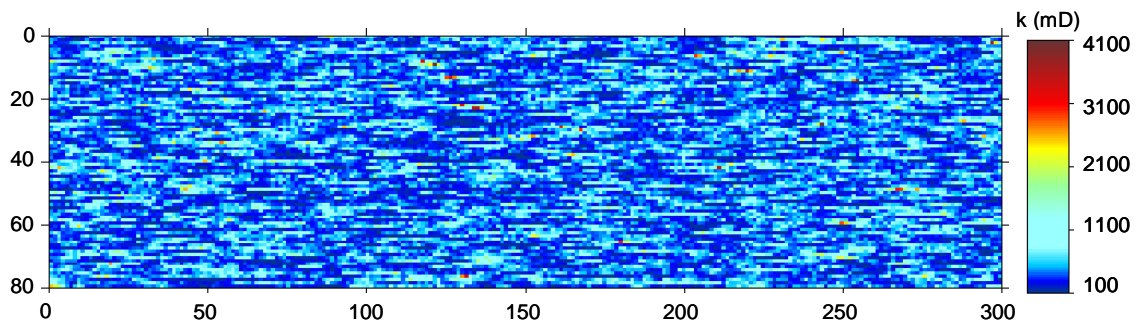


Figura 4.2 – Modelo de permeabilidade log-normal com $DP=0,63$, $L_x = 4$, $L_y = 0,5$.

4.1.1.

Propriedades da Rocha

O módulo *bulk* da rocha seca, K_d , é um parâmetro de entrada da simulação que deve ser estimado de forma consistente com as propriedades do reservatório. Han & Batzle (2004) formularam uma relação empírica para estimar valores confiáveis de K_d em termos da porosidade e da matriz mineral:

$$K_d = (1 - D_p \phi)^2 K_o \quad (4.2)$$

onde D_p é um fator que depende do tipo da rocha e das condições de pressão. Para rochas reservatório compostas por arenitos limpos, como neste trabalho, e sob condições de pressão em torno de 40 MPa, D_p é igual a 1,52. Embora a pressão influencie na determinação do fator D_p e do modelo de reservatório não estar sob pressão de 40 MPa, se assume que esse valor de D_p não representa um erro significativo, pois a pressão do reservatório tem pouca variação em cada célula da malha durante o processo de injeção. Além disso, o interesse deste trabalho se concentra em observar as seções sísmicas da diferença, nas quais as propriedades da rocha reservatório são subtraídas. O módulo *bulk* da matriz mineral, K_o , é de 36,6 GPa, a densidade do grão, ρ_o , é de 2,65 g/cm³ e, portanto, K_d é de 10,8 GPa para uma porosidade de 0,30 e de 16,9 GPa para uma porosidade de 0,21.

4.1.2.

Propriedades dos Fluidos

O simulador considera também como dado de entrada as propriedades físicas dos fluidos que preenchem os poros do reservatório (água, óleo e gás). Para

se obter os módulos compressoriais e as densidades de cada fase, utilizam-se as equações de Batzle & Wang (1992), que modelam essas propriedades em função da temperatura, pressão de poros e características relativas às suas composições químicas. Acredita-se que as propriedades dos fluidos calculadas segundo Batzle & Wang (1992) representem boas aproximações, conforme já testado por Vasquez & Dillon (1993).

As propriedades do gás têm sido amplamente estudadas através da teoria cinética dos gases e da termodinâmica. O gás pode ser caracterizado em termos de sua gravidade específica G , que dá uma estimativa da sua composição, definida como a razão entre a densidade do gás e a densidade do ar a 15,6 °C e 1 atm de pressão. Para gases com composição próxima ao do metano (CH_4), G assume o valor de 0,56; para gases mais pesados 1,8. Neste trabalho, é utilizado gás leve ($G = 0,6$) e pesado ($G = 1,2$) para o esquema de injeção de fluido no reservatório. As propriedades destes fluidos aparecem listadas na Tabela 4.1. A Figura 4.3 mostra o comportamento do módulo *bulk* do gás em função da temperatura e da pressão.

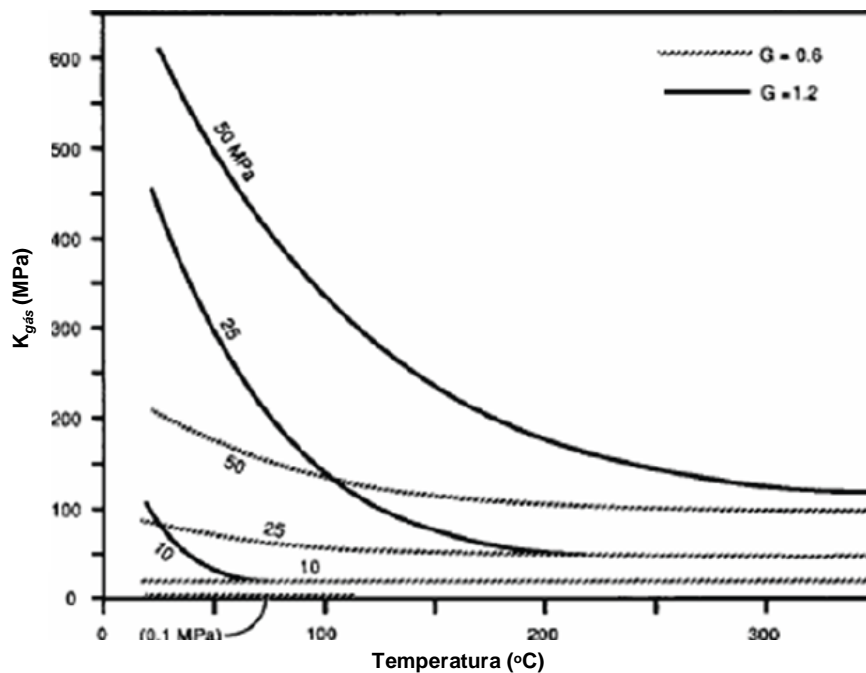


Figura 4.3 – Módulo *bulk* do gás em função da temperatura e da pressão (Batzle & Wang, 1992).

Tabela 4.1 – Propriedades dos gases injetados no reservatório.

Gás	Módulo <i>Bulk</i> K_{gas} (GPa)	Densidade ρ_{gas} (g/cm ³)	Viscosidade η_{gas} (cp)
Leve	0,02	0,08	0,32
Pesado	0,136	0,476	0,86

O óleo pode se apresentar como um líquido leve ou pesado. Os óleos pesados apresentam densidade e viscosidade bastante elevadas. São produtos da degradação do petróleo na rocha reservatório e mostram uma pequena ou nenhuma mobilidade nas condições de superfície. Os óleos mais leves são menos densos podendo agregar gases em algumas situações, o que modifica as suas propriedades. A existência de um tipo ou de outro depende de fatores como número de carbonos em sua composição, pressão e temperatura. A Figura 4.4 mostra o comportamento do módulo *bulk* do óleo em função da temperatura e da pressão. A fim de estabelecer as condições que favorecem a dispersão da velocidade devido ao mecanismo de fluxo local, cenários de óleo com viscosidade elevada foram simulados. As propriedades destes fluidos aparecem listadas na Tabela 4.2.

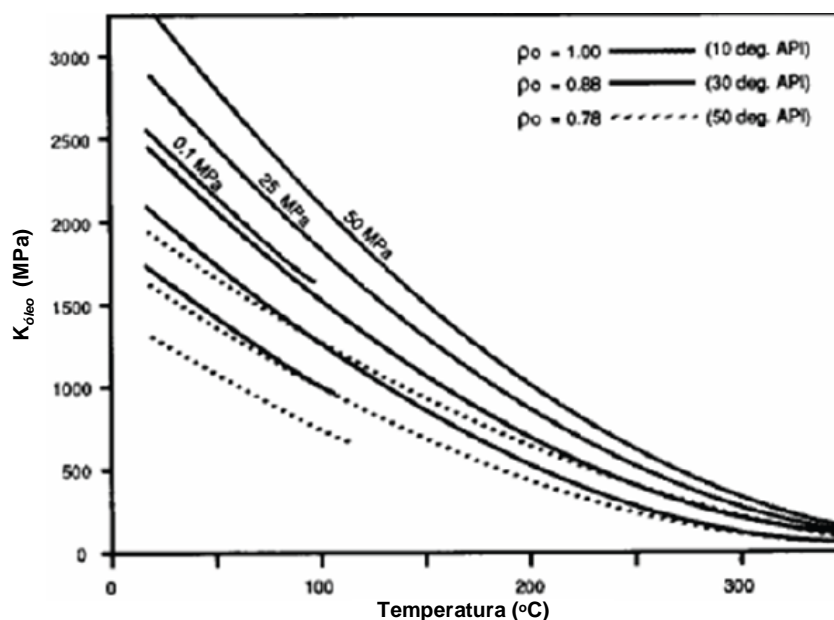


Figura 4.4 – Módulo *bulk* do óleo em função da temperatura e da pressão (Batzie & Wang, 1992).

Tabela 4.2 – Propriedades do óleo no reservatório.

Óleo (°API)	Módulo <i>Bulk</i> K_{oleo} (GPa)	Densidade ρ_{oleo} (g/cm ³)	Viscosidade η_{oleo} (cp)
25	1,6	0,90	13
20	1,7	0,933	35

A água é um dos fluidos mais comuns nas rochas reservatório, isso porque a maioria das rochas reservatório têm caráter *water-wet*. Essa água pode apresentar certa concentração de sais dissolvidos, que é expressa em termos de salinidade. Nas simulações foram adotadas as seguintes propriedades para a água de formação: salinidade de 150.000 ppm: módulo *bulk*, K_w , de 3,235, densidade, ρ_w , de 0,475, e viscosidade, η_w , de 0,5.

4.1.3.

Esquema de Injeção

Para o propósito deste trabalho o fluido escolhido para realizar o processo de recuperação de óleo é o gás, devido a que suas propriedades e as propriedades do óleo adotado favorecem o contraste de impedância. Dessa maneira, a injeção de gás diminui a impedância acústica da rocha reservatório, tornando possível perceber o avanço da frente de gás na seção sísmica sintética.

No esquema de injeção, o poço injetor é controlado pela taxa de injeção de fluidos e o poço produtor é controlado pela pressão de fundo. O poço injetor satura o reservatório com uma taxa constante de 150 ft³/dia para o cenário com óleo de 25 °API, e de 80 ft³/dia para o reservatório saturado com óleo de 20 °API. A redução da taxa de injeção com o aumento da gravidade API do óleo foi necessária para não gerar gradientes de pressão elevados. A pressão no fundo dos poços produtores é de 1740 psi.

O tempo de simulação é de 1000 dias para os diferentes cenários e os principais dados de saída da simulação de fluxo são as Seções de saturação e de pressão. Estas mapas contêm informações sobre a direção preferencial dos fluidos e é a partir deles que é feita a modelagem sísmica do reservatório. Os cenários simulados aparecem resumidos na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Cenários de injeção de gás simulados.

Cenário	Óleo (°API)	Tipo de Gás	Taxa de Injeção (ft ³ /dia)	Pressão de Fundo (psi)	Tempo (dias)
1	25	Leve	150	1740	1000
2	25	Pesado	150	1740	1000
3	20	Leve	80	1740	1000
4	20	Pesado	80	1740	1000

4.2. Resultados

4.2.1. Seções de Saturação

As Figuras 4.5 a 4.8 mostram o padrão de saturação de gás para os quatro cenários simulados. Observa-se que o gás tende a ocupar primeiramente a parte superior do reservatório devido às forças gravitacionais, criando zonas de baixa drenagem, principalmente na parte mais baixa do reservatório. Este comportamento do gás deve reforçar a amplitude sísmica no topo do reservatório. Por outro lado, a frente de fluxo de gás avança de forma não homogênea. Essa heterogeneidade é acentuada pelo aumento da razão de mobilidade:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{\frac{k_{rD}}{\eta_D}}{\frac{k_{rd}}{\eta_d}} \quad (4.3)$$

onde λ_D é a mobilidade do fluido deslocante (gás, no caso), que é a relação entre a permeabilidade relativa do fluido deslocante, k_{rD} , e sua viscosidade, η_D . λ_d é a mobilidade do fluido deslocado (óleo), relação entre a permeabilidade relativa do fluido deslocado, k_{rd} , e sua viscosidade, η_d . Observa-se que quanto maior for a razão de mobilidades menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o gás tenderá a criar caminhos preferenciais entre o poço injetor e o produtor. Comparando as Figuras 4.5 e 4.6 observa-se que a injeção de gás pesado resulta numa frente de avanço mais uniforme, que desloca de maneira mais eficiente o óleo *in situ*. No entanto, o aumento da viscosidade do

óleo favorece o avanço instável da frente de injeção, como mostrado na Figura 4.7 e Figura 4.8.

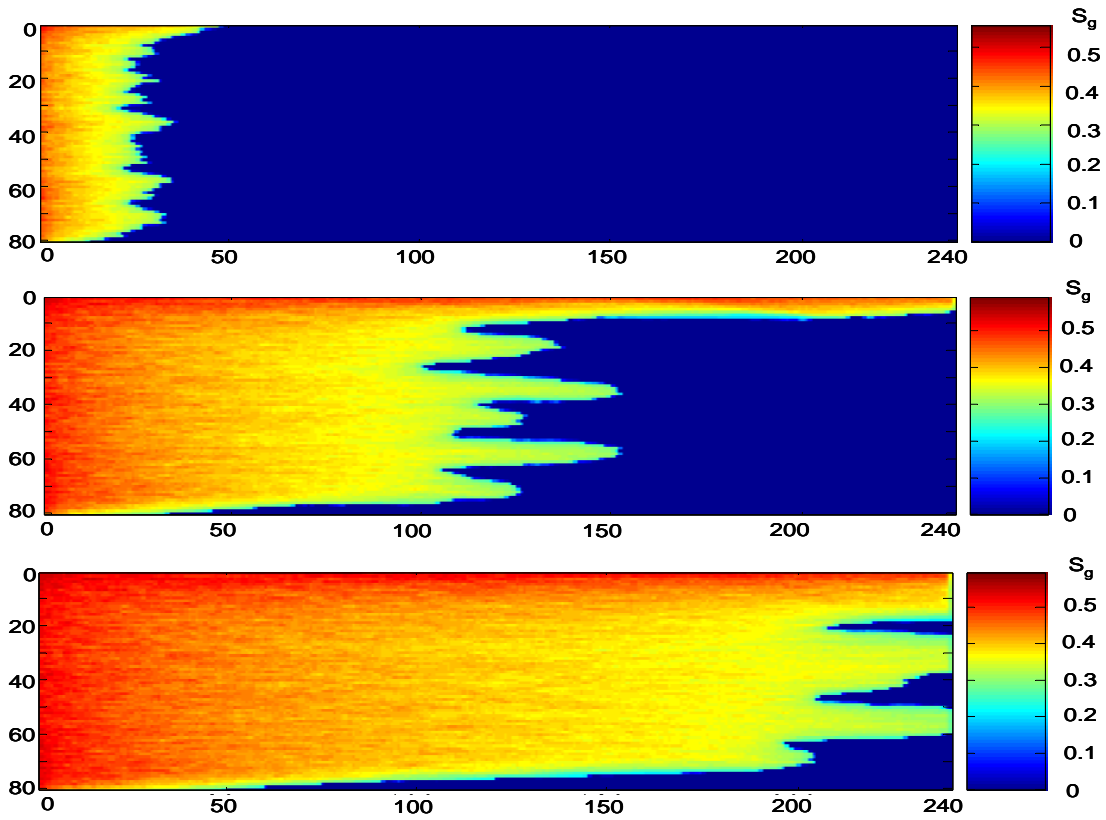


Figura 4.5 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.

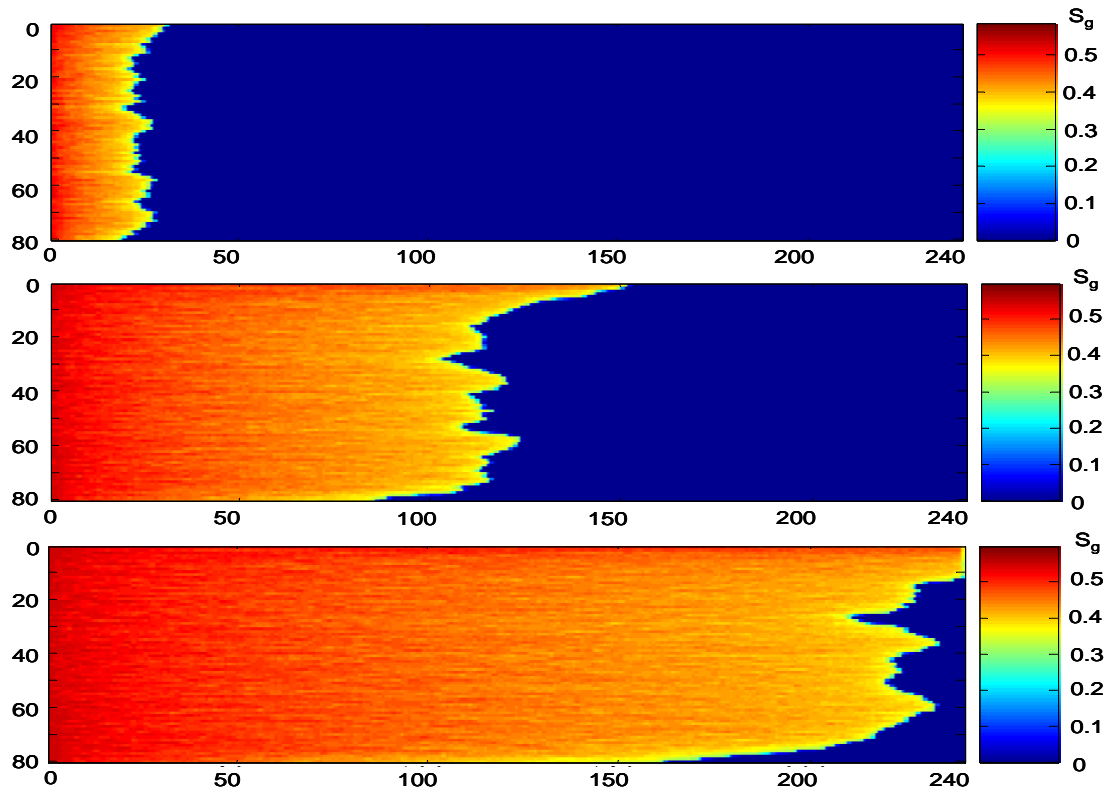


Figura 4.6 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.

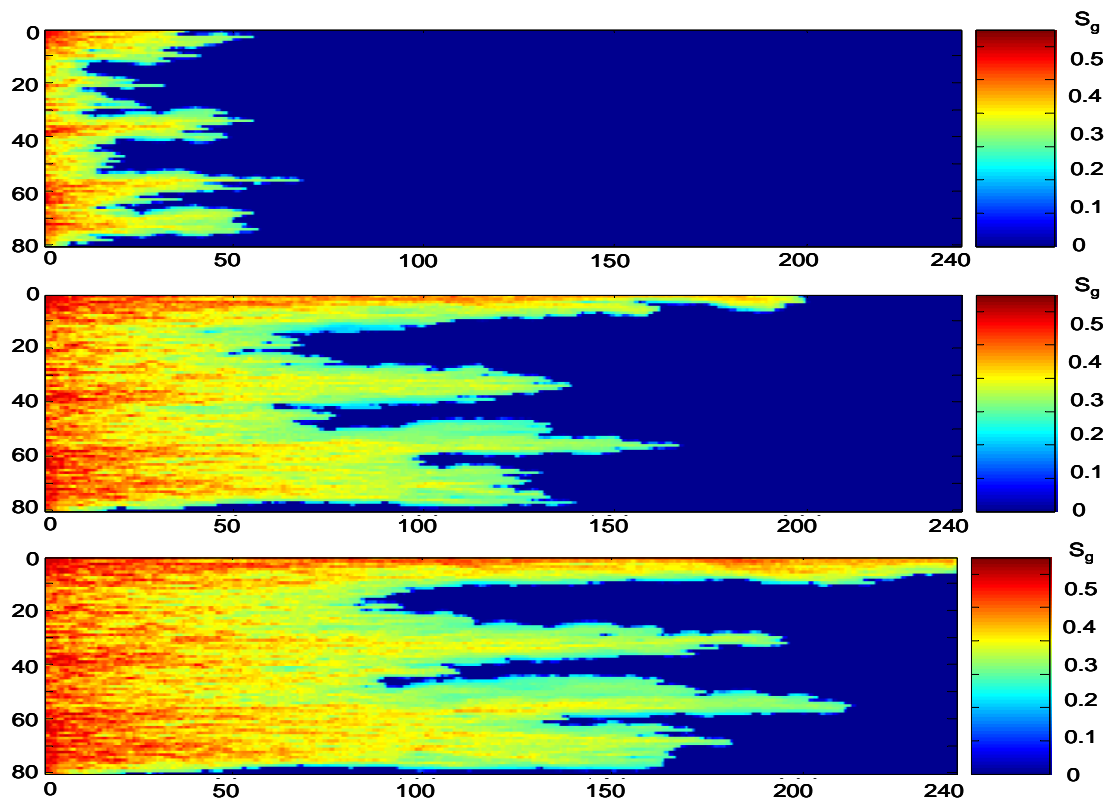


Figura 4.7 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.

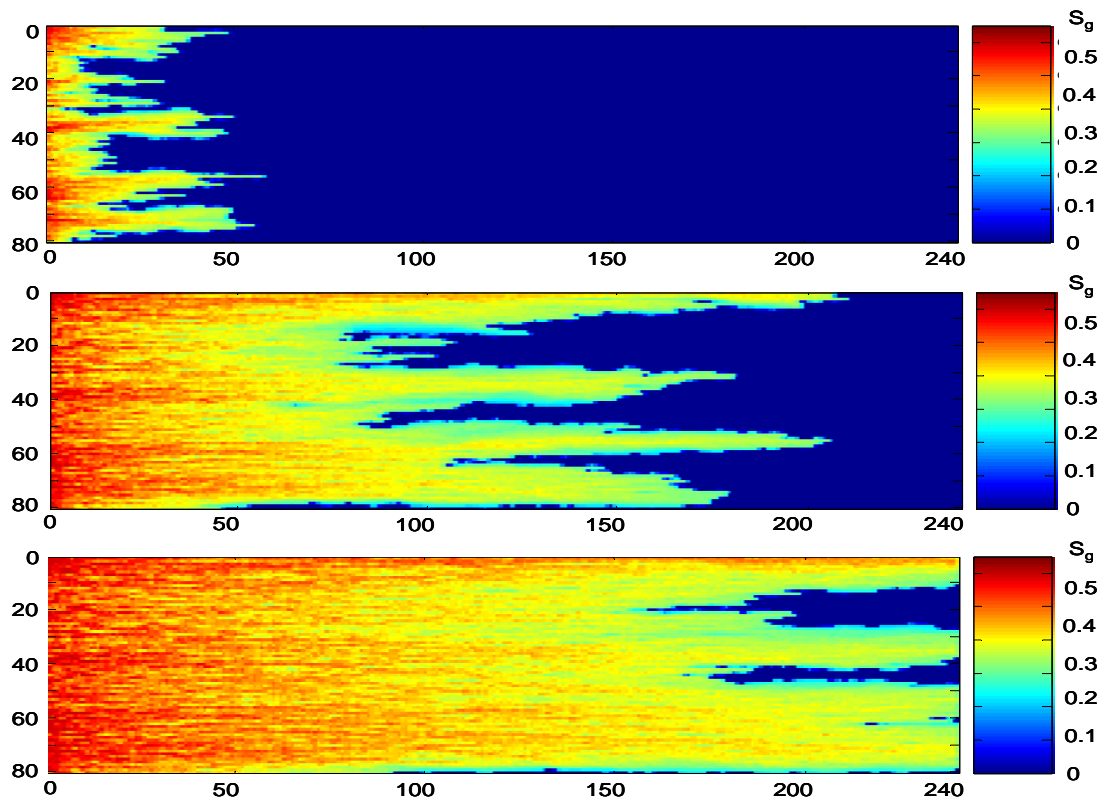


Figura 4.8 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.

4.2.2. Seções de Pressão

As Figuras 4.9 a 4.12 mostram o campo de pressão do reservatório dos quatro cenários simulados. A injeção de gás induz o aumento da pressão no reservatório, que é máxima ao redor do poço injetor e mínima perto do poço produtor. Como ilustrado, esse padrão de pressão tende a uniformizar e equilibrar com o tempo. De maneira geral, para o tempo $t = 500$ dias, a máxima pressão atingida para os diferentes cenários não ultrapassa 2300 psi, o que se traduz em um acréscimo da pressão de 474 psi (3,2 MPa). Por esse motivo, assumiu-se que a variação das pressões não apresenta um efeito significativo na resposta sísmica, optando-se pela não inclusão do parâmetro pressão no cálculo da velocidade. Essa simplificação do problema também foi adotada devido a que o modelo de saturação heterogênea, utilizado no cálculo da velocidade, apresentar pouca sensibilidade à variação da pressão.

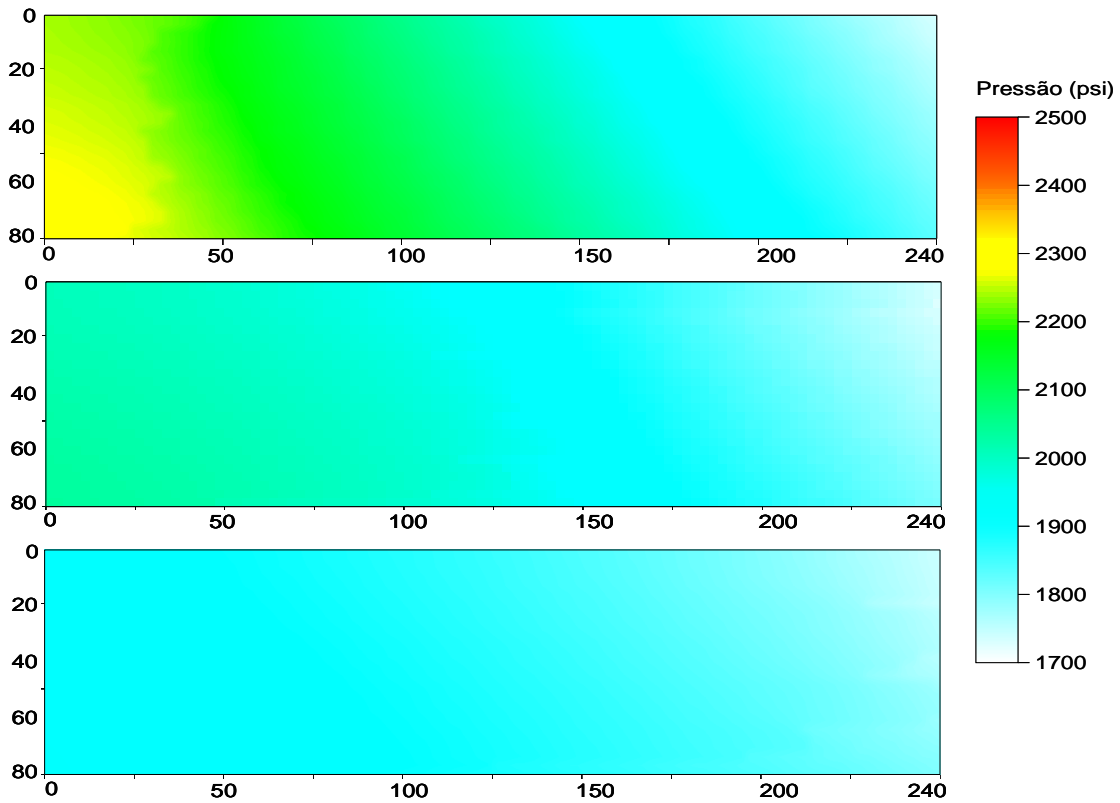


Figura 4.9 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.

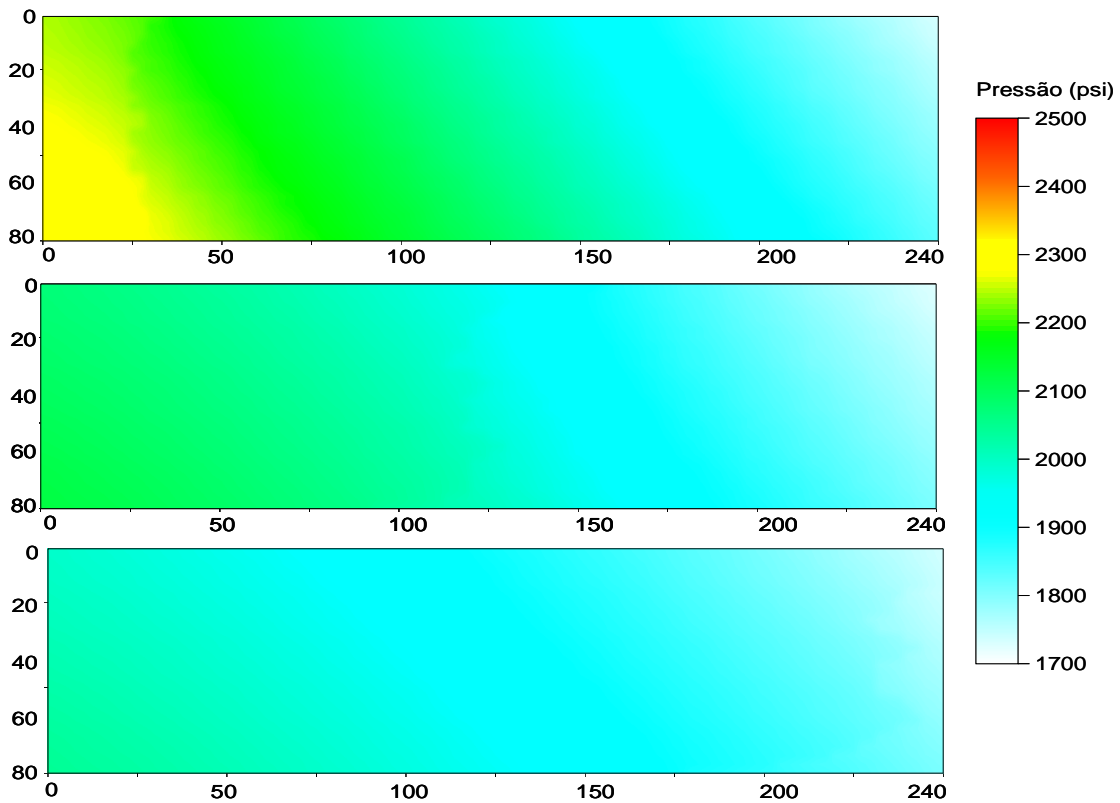


Figura 4.10 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.

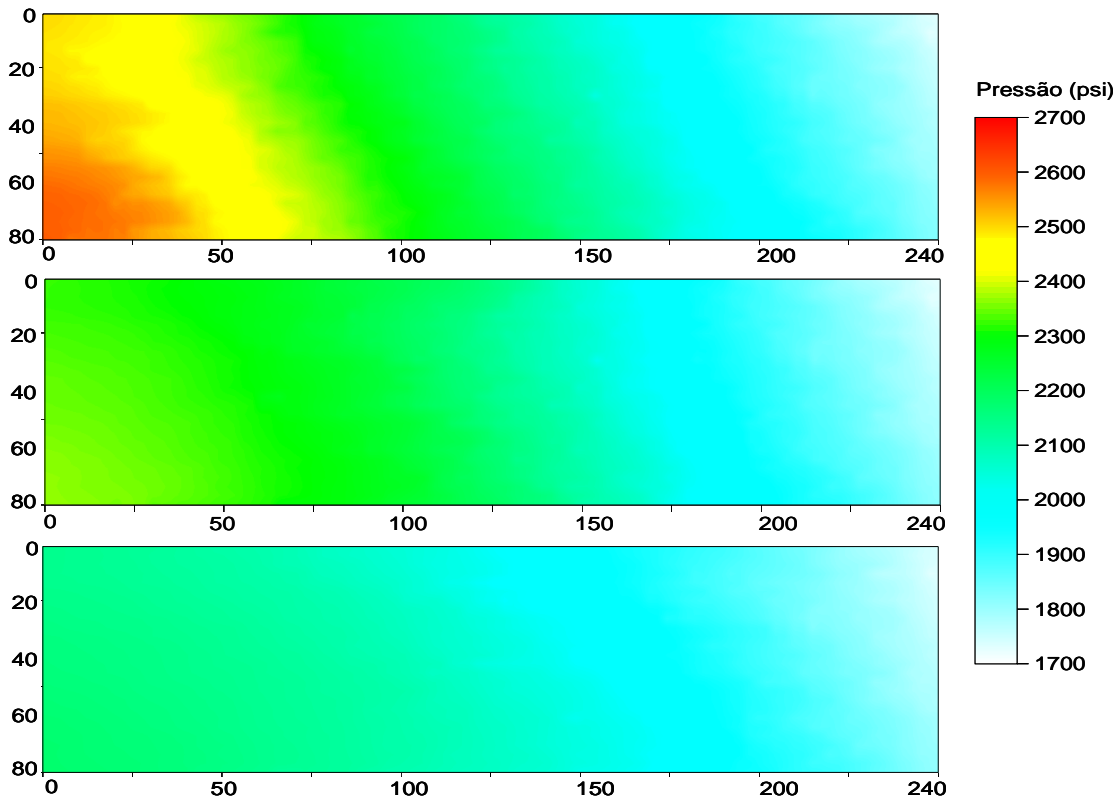


Figura 4.11 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.

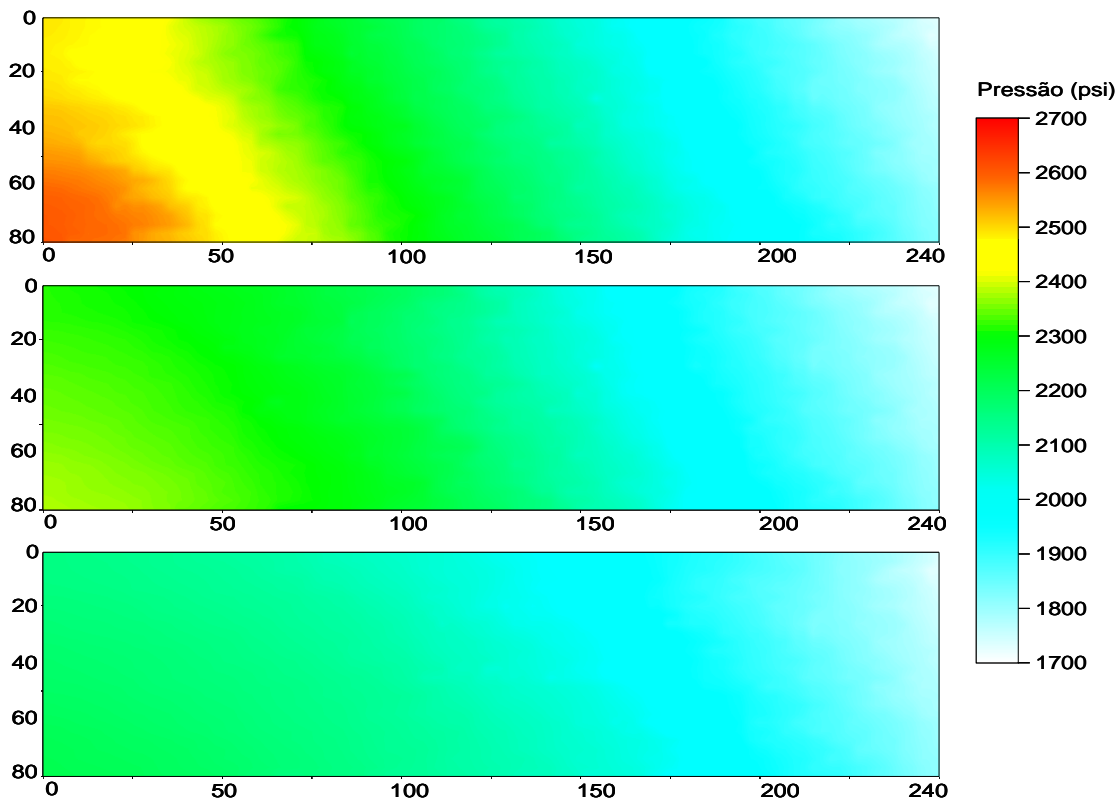


Figura 4.12 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.