5 Modelagem Sísmica no Tempo

Do ponto de vista do engenheiro de reservatório, a sísmica 4D é mais uma fonte de dados para o gerenciamento do campo. Tradicionalmente, o engenheiro trabalha com os dados de produção e de pressão dos poços, por meio de simuladores matemáticos de fluxo. A sísmica 4D oferece uma medida física para o entendimento do modelo de movimentação dos fluidos e sua localização espacial dentro do reservatório porque, além das informações pontuais na vizinhança dos poços, se tem também informações entre poços.

Neste ponto do trabalho, é feita uma integração da simulação de reservatórios com a sísmica *time-lapse*, através da física de rochas e da modelagem sísmica. Busca-se descrever a resposta do reservatório em termos de parâmetros sísmicos como velocidade compressional, V_p , e impedância acústica, I, e utilizar essas informações na construção dos sismogramas. O objetivo é investigar as possíveis diferenças entre a resposta sísmica obtida através do modelo de física de rochas proposto por Gassmann (1951) e o modelo de fluxo local apresentado por Mavko & Jizba em 1991 (M&J). As rotinas desenvolvidas para esse propósito se encontram no Apêndice C.

5.1. Campos de Velocidade e Impedância Acústica

A partir dos dados obtidos na simulação de fluxo, é realizada uma análise de física de rochas para transformar a resposta do simulador em distribuições de velocidade, densidade e impedância dentro do reservatório. O esquema adotado para fazer a estimativa dos campos de velocidade compressional e impedância acústica foi aplicado de acordo com os itens a seguir.

5.1.1. Modelos de Física de Rochas

Existem diversos modelos para representar o comportamento do meio perturbado pela passagem da onda. Dentro do contexto deste trabalho, os modelos a serem aplicados são: o modelo de *isostress* de Gassmann e o modelo "não relaxado" de Mavko & Jizba (M&J). Depois de uma extensa revisão dos modelos existentes na literatura, concluiu-se que este último obedece à condição de compatibilidade com a teoria de Gassmann para baixas freqüências. Isso quer dizer que o modelo de M&J para baixas freqüências fornece os mesmos resultados obtidos com a equação de Gassmann. Além disso, em função dos parâmetros envolvidos, a formulação proposta por M&J viabiliza o cálculo dos módulos elásticos dispersivos necessários para obter resultados da mudança da velocidade devida à ocorrência de fluxo de Biot e fluxo local.

Segundo M&J uma aproximação confiável para o módulo *bulk* da matriz não relaxada é:

$$\frac{1}{K_{dnr}(P)} = \left(\frac{1}{K_d}\right)_{altas}_{pressões} + \left(\frac{1}{K_{fl}} - \frac{1}{K_o}\right) \phi_{soft}(P)$$
(5.1)

onde *P* é a pressão. O termo $\phi_{soft}(P)$ representa a porosidade "compressível", a qual se refere aos poros menos rígidos e contatos entre grãos que se fecham com o aumento da pressão e são responsáveis pelos efeitos de fluxo localizado. Então, o módulo não relaxado é igual ao da matriz sob altas pressões mais uma parcela de incompressibilidade extra, devida à reposição de uma quantidade de sólidos (igual à porosidade *soft*) no lugar do fluido. Não obstante, como $\phi_{soft}(P)$ nem sempre é medido em laboratório, uma simplificação é feita ignorando o segundo termo da direita. No presente trabalho a seguinte aproximação foi feita devido a que se contava com dados de porosidade *soft*:

$$\frac{1}{K_{dnr}(P)} = \left(\frac{1}{K_d}\right)_{altas \ pressões}$$
(5.2)

Jizba (1991) propõe e comprova em laboratório um método para estimar o módulo K_{dnr} para altas pressões, que consiste de uma análise de regressão dos efeitos da porosidade e volume de argila na velocidade. O predomínio de porosidade pouco compressível no arenito torna possível a estimativa das velocidades da rocha seca e saturada para altas pressões a partir de medições de velocidade e porosidade feitas para pressões menores. K_{dnr} pode ser obtido através das seguintes relações:

$$\frac{1}{K_{dnr}} = \frac{1}{K_d} = \frac{1}{34 - 79\phi_{equivK}}$$
(5.3)

$$\phi_{equivK} = \phi + \frac{c}{2.4} \tag{5.4}$$

onde c se refere ao volume de argila em porcentagem.

A dispersão no módulo de cisalhamento relaciona-se à dispersão sofrida pelo módulo *bulk* segundo:

$$\frac{1}{\mu} - \frac{1}{\mu_{nr}} \approx \frac{4}{15} \left(\frac{1}{K_d} - \frac{1}{K_{dnr}(P)} \right)$$
(5.5)

Então:

$$\frac{1}{\mu_{nr}} = \frac{1}{36 - 92\phi_{equiv\mu}} + \frac{4}{15} \left(\frac{1}{34 - 79\phi_{equivK}} - \frac{1}{K_d} \right)$$
(5.6)

$$\phi_{equiv\mu} = \phi + \frac{c}{2.2} \tag{5.7}$$

Para obter as velocidades incluindo o efeito de fluxo localizado devem-se substituir K_d e μ pelos valores calculados de K_{dnr} e μ_{nr} , respectivamente, nas equações de Biot.

5.1.2. Características do Modelo

i) Propriedades da Rocha. Os parâmetros da rocha aplicados nas equações de física de rochas são os já utilizados para simulação de fluxo (Capítulo 4.1.1). 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 (ϕ) de 30% e $K_d = 16,9$ GPa para $\phi = 21\%$. O módulo de cisalhamento (μ) é de 2,2 GPa.

ii) Propriedades do Fluido e Upscaling da Saturação. Como mencionado no Capítulo 2, levar os dados obtidos na simulação de fluxo para escala sísmica é fundamental para realizar a modelagem sísmica. Os resultados de saturação para a escala pequena ($L_c \ge L_c$) devem ser representados na escala sísmica de modo a serem transformados em valores de impedância. Por esse motivo é realizado o *upscaling* da saturação, de maneira que para cada unidade de discretização sísmica seja calculado um valor de saturação dado pela média volumétrica dos valores de saturação obtidos no esquema de simulação na escala pequena (Figura 5.1).



Figura 5.1 – Escala sísmica versus escala de simulação de fluxo.

A saturação de cada fase (gás, óleo e água) é levada para a escala sísmica fazendo-se o seguinte cálculo volumétrico:

$$S_n^{upsc} = \frac{\sum_i (\Delta x \Delta y \Delta z)_i \phi S_{ni}}{\sum_i (\Delta x \Delta y \Delta z)_i \phi}$$
(5.8)

onde *i* é o número de células de simulação, *n* a fase, e Δx , Δy , Δz são as dimensões de cada célula ou bloco da malha de simulação. O índice *upsc* indica a quantidade efetiva ou média.

As Figuras 5.2 a 5.5 mostram os mapas de saturação, na escala sísmica, para os cenários de injeção de gás apresentados no Capítulo 4 (Tabela 4.3). O *upscaling* do modelo na escala fina resulta em um modelo de 24 células, seis na horizontal e quatro na vertical, de dimensões 50 m x 20 m. Todos os mapas obtidos para essa nova escala ilustram o avanço da frente de injeção de gás no reservatório para 100, 500 e 1000 dias. Observa-se que, como conseqüência do processo de *upscaling*, existe uma perda de informação com relação à localização da frente de injeção. Dessa maneira, quanto mais uniforme for o avanço da frente de gás, maior a confiabilidade nas seções de saturação de gás obtidas com o processo de *upscaling*. Por outro lado, nota-se que para cada tempo, a frente de injeção conserva o padrão de saturação de cada modelo na escala fina.



Figura 5.2 – Mapas 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 5.3 – 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 5.4 – 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 5.5 – 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.

Depois de realizar o *upscaling* das saturações, são calculadas as densidades para cada célula a partir da média de Voigt:

$$\rho_{j\bar{l}}^{upsc} = \sum_{i=1}^{n} S_{n}^{upsc} \rho_{n}$$
(5.9)

Os parâmetros de densidade e módulo *bulk* para as diferentes fases são os já apresentados na Tabela 4.1, para o gás, e na Tabela 4.2, para o óleo. De igual maneira, as propriedades da água são as utilizadas na simulação de fluxo (Capítulo 4.1.2).

5.1.3. Cálculo da Velocidade Compressional e Impedância Acústica

Utilizando os valores de saturação e densidade obtidos para escala sísmica, são calculadas as velocidades mediante o esquema de substituição de Reuss-Gassmann-Hill, proposto por Sengupta & Mavko (2003). Primeiramente, calcula-se o módulo *bulk* da mistura óleo e gás na escala fina para a saturação de óleo residual, K_{fl2} (Eq. 2.32). Com K_{fl1} (módulo *bulk* do óleo) na Eq. 2.30 e substituindo K_{fl2} na Eq. 2.31 obtém-se o módulo *bulk* da rocha saturada com fluido distribuído de maneira heterogênea e modificado pela saturação com óleo residual. Finalmente, o campo de velocidade compressional, V_p , para cada célula da malha é obtido através da Eq. 2.36. A impedância acústica é calculada através da equação:

$$I = \rho_B V_p \tag{5.10}$$

i) Saturação de Gás. Nesta seção é feita uma análise do comportamento da velocidade compressional para cada modelo, Gassmann e M&J, segundo a saturação de gás. A Figura 5.6 mostra a variação da velocidade compressional na escala sísmica (V_p^{upsc}) calculada através do modelo de Gassmann, conforme o óleo in situ é substituído pelo gás. A curva inferior corresponde ao modelo de saturação homogênea ou uniforme e se refere a uma mistura de fluidos na escala de poros das fases do fluido dos poros. A curva superior é obtida usando o modelo de saturação heterogênea ou *patchy*, e se refere a escalas maiores de saturação. Essas duas curvas representam os limites dentro dos quais a velocidade poderia se encontrar. Ao comparar a Figura 5.6a com a Figura 5.6b pode-se observar que o aumento da porosidade se traduz em uma redução da sensibilidade de V_p à variação de saturação de gás, Sg. Quanto maior a porosidade, maior o peso do parâmetro ρ_B no cálculo de V_p (Eq. 2.36), e portanto, menor a velocidade. Esse comportamento é observado para os diferentes cenários modelados, o que indicaria que rochas com altos valores de porosidade mostram menor sensibilidade da velocidade compressional à substituição de fluido.



Figura 5.6 – Variação de $V_p^{homogêneo}$, V_p^{patchy} e V_p^{upsc} (Gassmann) com a saturação de gás para 500 dias, para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API para (a) ϕ =21%, e (b) ϕ =30%.

Através das Figuras 5.6 e 5.7 pode-se analisar a influência do tipo de fluido injetado na resposta da velocidade. As Figuras 5.6a e 5.7a, por exemplo, apresentam cenários de igual porosidade ($\phi = 0,21$) e fluido *in situ*, mas com propriedades de gás de injeção diferentes. Observa-se que a velocidade varia de maneira mais significativa conforme aumenta S_g para o caso de injeção de gás pesado (Fig. 5.7a). Além disso, para esse caso, V_p se aproxima mais do comportamento heterogêneo no início do processo de injeção de gás. Isso pode ser explicado com base nas seções de saturação de gás tanto na escala fina (Fig. 4.5 e Fig. 4.6) quanto na escala sísmica (Fig. 5.2 e Fig. 5.3). Observa-se que para o cenário onde está sendo injetado gás pesado, a frente se desloca mais uniformemente criando duas regiões bem definidas, uniformes e de saturações contrastantes a cada lado da frente. Saturações variando espacialmente, como nesse caso, favorecem a dispersão da velocidade e a aproximação da nova curva de velocidade ao comportamento heterogêneo.



Figura 5.7 – Variação de $V_p^{homogêneo}$, V_p^{patchy} e V_p^{upsc} (Gassmann) com a saturação de gás para 500 dias, para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API para (a) ϕ =21%, e b) ϕ =30%.

Na teoria proposta por M&J, além da porosidade, ϕ , a tortuosidade (a) determina também o comportamento da velocidade compressional como ilustrado na Figura 5.8. Segundo a figura, ao contrário do obtido ao aplicar o modelo de Gassmann, o aumento da porosidade diminui V_p . Isso se deve a que quanto maior a porosidade, maior volume poroso pode ser ocupado pelo fluido, o que representa uma queda na resistência da rocha e, portanto, uma diminuição da velocidade. Além disso, o valor da porosidade influencia notoriamente na resposta de velocidade quando considerado o mecanismo de fluxo local, pois porosidades entre 15% e 30% determinam uma ampla faixa de variação da velocidade que vai desde 2600 m/s até 3400 m/s. Também na Figura 5.8 observa-se que as curvas obtidas para várias tortuosidades e uma mesma porosidade ficam mais próximas quanto menor a porosidade. Isso demonstra que o aumento da porosidade determina uma maior sensibilidade de V_p à tortuosidade. Esse comportamento é observado para os diferentes cenários modelados, o que poderia significar que a dificuldade que o fluido tem para se deslocar no espaço poroso pode resultar relevante na estimativa de V_p para rochas com alta porosidade como o arenito.



Figura 5.8 – V_p^{upsc} obtida através do modelo de M&J para 500 dias, no cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API.

Uma questão interessante no que tem a ver com a tortuosidade é o aumento da velocidade compressional com a injeção de gás. A curva que corresponde a uma porosidade de 30% e tortuosidade igual a três mostra uma queda da velocidade com o aumento de S_g , que seria o resultado esperado como conseqüência da substituição do óleo pelo gás. No entanto, à medida que a tortuosidade diminui, esse comportamento se transforma em um aumento da velocidade com S_g . Assim, a velocidade obtida através do modelo de M&J pode aumentar ou diminuir com a injeção de gás dependendo do valor da tortuosidade. Isso deve ser analisado com o objetivo de obter aplicações realistas, já que baixas velocidades não seriam um indicador de presença de gás para certos valores de tortuosidade.

A Figura 5.9 mostra uma comparação entre os resultados obtidos com Gassmann e com M&J para uma porosidade de 30% e diferentes tortuosidades, depois de 500 dias de injeção de gás. Nota-se a diferença na resposta de velocidade com os dois modelos e a faixa de variação de V_p para cada saturação de gás, sendo esta variação máxima ($\Delta V_p \approx 350$ m/s) para a situação onde o meio poroso está saturado com 50% de gás.



Figura 5.9 – Comparação entre V_p^{upsc} de Gassmann e V_p^{upsc} de M&J para ϕ =30%, para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API.

Para todos os modelos analisados, o aumento da tortuosidade resulta no aumento da velocidade compressional. A dificuldade para o fluido se deslocar no meio poroso como conseqüência da tortuosidade (Fig. 5.10a) gera uma tensão (ΔP_1) que resulta na dispersão de V_p . O processo de deslocamento de fluido num meio de tortuosidade maior (Fig. 5.10b) acarreta o incremento dessa tensão $(\Delta P_2 > \Delta P_1)$, que por sua vez aumenta a dispersão e, portanto, a velocidade.



Figura 5.10 – Exemplo de meio poroso (a) com baixa tortuosidade, (b) alta tortuosidade.

ii) Campos de Velocidade e Impedância Acústica. O efeito da saturação na velocidade compressional, V_p , para os quatro cenários simulados (Tabela 4.3) aparece ilustrado nas Figuras 5.11 a 5.18, para uma porosidade de 30% e tortuosidade igual a três (para M&J). Os campos de velocidade para cada tempo mostram que a substituição de óleo pelo gás produz uma queda da velocidade de acordo com a distribuição da saturação. Além disso, novamente pode se observar que, com relação ao modelo de Gassmann, o modelo de M&J fornece valores maiores de V_p para cada célula da malha.

Os mapas de velocidade confirmam que os resultados baseados no modelo de Gassmann apresentam uma variação da V_p com a saturação que depende do tipo de gás injetado. Depois de 1000 dias, a injeção de gás pesado produz uma queda da velocidade de até 120 m/s (Fig. 5.13 e Fig. 5.17), enquanto que com o gás leve a velocidade no reservatório tem uma variação máxima de 12 m/s (Fig. 5.11 e Fig. 5.15). Entretanto, esse comportamento diferenciado não aparece na resposta de velocidade calculada com o modelo de M&J, como pode ser observado comparando a Figura 5.12 com a Figura 5.14, e a Figura 5.16 com Figura 5.18.



Figura 5.11 – Campos de velocidade compressional, V_p , obtidos usando Gassmann para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%.



Figura 5.12 – Campos de V_p obtidos com o modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%, *a*=3.



Figura 5.13 – Campos de V_p obtidos com o modelo de Gassmann para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%.



Figura 5.14 – Campos de V_p obtidos com o modelo de M&J para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%, *a*=3.



Figura 5.15 – Campos de V_p obtidos através do modelo de Gassmann para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API, ϕ =30%.



Figura 5.16 – Campos de V_p obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API, ϕ =30%, *a*=3.



Figura 5.17 – Campos de V_p obtidos através do modelo de Gassmann para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, ϕ =30%.



Figura 5.18 – Campos de V_p obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, ϕ =30%, *a*=3.

As Figuras 5.19 a 5.26 apresentam alguns exemplos da mudança na impedância (Eq. 5.11), mapeada a partir das simulações para 100, 500 e 1000 dias de produção comparadas com o estado inicial do reservatório antes da injeção-produção. Os campos de impedância são obtidos utilizando os modelos de Gassmann e M&J, e correspondem aos mesmos cenários calculados para os campos de velocidade anteriormente apresentados ($\phi = 30\%$, a = 3).

$$\Delta I = \frac{I_t - I_{t_0}}{I_{t_0}} * 100 \tag{5.11}$$



Figura 5.19 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de Gassmann para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%.

As variações nos mapas de mudança de impedância acústica obedecem à distribuição da saturação, à densidade do fluido que satura o espaço poroso e à sua velocidade, daí a semelhança entre os mapas de V_p e os mapas de ΔI para cada cenário. Pode-se observar nos mapas de ΔI plotados para cada tempo que a injeção de gás causa o decréscimo da impedância acústica no reservatório e, portanto, perto do poço injetor onde a saturação de gás é máxima corresponde à máxima variação de impedância acústica.



Figura 5.20 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%, *a*=3.

Para os cenários onde está sendo injetado gás pesado, a mudança na impedância durante a produção depende do modelo de física de rochas utilizado no cálculo. No reservatório saturado inicialmente com óleo de 25 °API (Fig. 5.21 e Fig. 5.22), a máxima variação na impedância acústica obtida com o modelo de Gassmann ($\Delta I_{max} = 8\%$) é o dobro da variação na impedância calculada com M&J ($\Delta I_{max} = 4\%$). Isso se deve à sensibilidade de cada modelo à mudança da saturação de gás, como já explicado na Figura 5.9. A V_p de M&J é maior que a V_p de

Gassmann, mas a primeira é pouco afetada pela injeção de gás ao longo do tempo. De igual maneira, para o cenário com óleo 20 °API (Fig. 5.25 e Fig. 5.26), ΔI_{max} é de 8% quando utilizado o modelo de Gassmann, e ΔI_{max} é de 2,5% através do modelo de M&J. Esse último resultado pode representar dificuldade da análise sísmica, já que na prática para conseguir uma reflexão sísmica importante, deve existir uma mudança de pelo menos 4% na impedância acústica durante a produção (Lumley & Behrens, 1998)..



Figura 5.21 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de Gassmann. Injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%.



Figura 5.22 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J, injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, ϕ =30%, *a*=3.







Figura 5.24 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo 20 °API, ϕ =30%, *a*=3.



Figura 5.25 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através de Gassmann. Injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, ϕ =30%.



Figura 5.26 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J, injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, ϕ =30%, *a*=3.

5.2. Seções Sísmicas

A Figura 5.27 mostra de maneira esquemática os passos para realizar a modelagem sísmica. A partir das distribuições de velocidade e densidade no reservatório obtidas com os dados provenientes da simulação de fluxo e as transformações de física de rochas aplicadas, são simulados levantamentos sísmicos de superfície mediante o programa Tesseral® (Apêndice A2), para três tempos de produção diferentes (antes da produção, 500 dias e 1000 dias).



Figura 5.27 – Esquema da modelagem e cálculo da diferença.

Visto que as diferentes interfaces do modelo são horizontais e a geometria é relativamente simples, optou-se por gerar os sismogramas fazendo levantamentos de incidência normal às interfaces, utilizando uma *wavelet* com espectro de freqüência dominante de 50 Hz. A Figura 5.28 mostra o cenário modelado e a distribuição de fontes e receptores na superfície.



Figura 5.28 – Geometria de aquisição utilizada na modelagem sísmica.

Para gerar o sismograma, devem ser consideradas as propriedades das rochas que selam o reservatório. A rocha que sela o topo do reservatório é folhelho de densidade 2,3 g/cm³ e velocidade 3100 m/s. Na base, o folhelho apresenta densidade de 2,45 g/cm³ e velocidade de 3600 m/s. A Figura 5.29 apresenta um exemplo dos sismogramas obtidos para t = 0 e t = 500 dias. Assumese que quando a onda passa de uma região de maior velocidade para uma de menor velocidade são registradas amplitudes negativas; caso contrário (menor velocidade para maior velocidade) as amplitudes serão positivas. Como as impedâncias das rochas selantes são maiores do que as do reservatório esperam-se amplitudes negativas no topo do reservatório e amplitudes positivas na base. A convenção adotada mostra amplitudes negativas em azul e positivas em vermelho.

A injeção de gás no reservatório contribui reforçando a amplitude, positiva ou negativa, em valor absoluto (Figura 5.29b). Isso acontece porque o gás diminui o valor da impedância, favorecendo o contraste de impedâncias entre as camadas selantes e o reservatório. No entanto, a presença de gás não pode ser visualizada entre o topo e a base do reservatório nesse sismograma. Isso torna indispensável o cálculo da seção sísmica de diferença, ou seção diferença, para conseguir destacar a presença do fluido no reservatório.



Figura 5.29 – Exemplo de sismograma para a) t = 0 e b) t = 500 dias.

As imagens da diferença, calculadas subtraindo do sismograma para um tempo qualquer o sismograma para o tempo t = 0, mostram que na maioria dos casos a dinâmica do fluido é visível sismicamente. A visualização da diferença entre monitor e base é obtida a partir do programa desenvolvido por Claudino (2007). As imagens são plotadas tendo no eixo horizontal distância (m)

e na vertical tempo (s). A Figura 5.30 apresenta um exemplo de seção de diferença mostrando a presença do fluido no reservatório.



Figura 5.30 – Exemplo da seção sísmica da diferença mostrando a frente de injeção no reservatório.

As Figuras 5.31 a 5.38 contêm os sismogramas obtidos após 500 dias de injeção para os diferentes cenários simulados. De maneira geral, observa-se que os sismogramas calculados através de Gassmann não se mostram em fase com os obtidos usando o modelo de M&J, isto é, camadas selantes e fluido aparecem registrados em frações de segundo diferentes. Isso acontece porque no modelo de Gassmann a onda demora mais para atravessar o meio (velocidades menores), de maneira que os eventos são registrados num tempo ligeiramente maior.

A Figura 5.31 corresponde ao caso de injeção de gás leve em cenário com óleo 25 °API para $\phi = 30\%$ e diferentes tortuosidades. Pode-se observar que a variação da tortuosidade, *a*, se traduz em uma mudança da amplitude. O valor de *a* determina a presença, ou não, da interface reservatório-selante (base do reservatório) e interfere na resposta devido à presença do fluido. Para esse cenário, a seção sísmica calculada com M&J *a* = 3 é a que mais se aproxima da obtida com Gassmann. Isso pode ser explicado através da Figura 5.9, onde é ilustrado o comportamento da velocidade segundo a saturação de gás para Gassmann e M&J. Apesar de Gassmann e M&J *a* = 3 serem diferentes quantitativamente, qualitativamente existe semelhança, pois o incremento da saturação de gás resulta na queda de *V_p*. Consequentemente os mapas de velocidade (Fig. 5.11 e Fig. 5.12) e impedância (Fig. 5.19 e Fig. 5.20) se assemelham e, portanto, a resposta sísmica. Isso também acontece para as seções de diferença calculadas com a = 2 e a = 2,5, as quais apresentaram semelhança entre si. As seções obtidas para M&J a = 2 e a = 2.5 da Figura 5.31 mostram que na base do reservatório, próxima a região do poço produtor, não registra variação das propriedades sísmicas através da seção de diferença. Esse resultado acompanha o comportamento mostrado no mapa de saturação para 500 dias (Fig. 5.2) onde se observa que a frente de injeção varreu metade do reservatório.



Figura 5.31 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás leve em cenário com óleo de 25 °API, ϕ =30% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3.

As seções de diferença obtidas para o mesmo cenário anterior, mas mudando a porosidade para $\phi = 21\%$, aparecem na Figura 5.32. A diminuição da porosidade de 30% para 21% não afeta às seções de diferença de maneira notória, sendo os resultados similares aos mostradas na Figura 5.31. Novamente, a tortuosidade interfere na amplitude e o modelo que mais se assemelha com Gassmann é M&J a = 3. Também, a seção de diferença calculada com M&J a = 2 não registra variação das propriedades sísmicas na base do reservatório, perto do poço produtor, de forma semelhante à seção calculada com M&J a = 2,5.



Figura 5.32 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás leve em cenário com óleo de 25 °API, ϕ =21% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3..

A Figura 5.33 corresponde ao cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo 25 °API e $\phi = 30\%$. Os resultados obtidos com Gassmann e M&J a = 3 indicam que houve mudanças das propriedades sísmicas onde a frente de gás ainda não chegou (ver mapa de saturação para 500 dias, Figura 5.3). Entretanto, as seções de diferença para M&J a = 2 e M&J a = 2,5 refletem sim a dinâmica do fluido, pois mostra que a frente de injeção avançou até



a metade do reservatório, o que pode ser observado no mapa de saturação para este cenário.

Figura 5.33 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás pesado em cenário com óleo de 25 °API, ϕ =30% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3..

As seções de diferença obtidas para o mesmo cenário anterior (gás pesado em cenário com óleo de 25 °API), mas com porosidade $\phi = 21\%$, aparecem na Figura 5.34. Segundo essa figura, as seções de diferença calculadas para todos os modelos permitem enxergar o avanço da frente de gás. A porosidade adotada é alta o suficiente para visualizar o fluido na seção da diferença sem interferir no acoplamento dos sismogramas (t = 0 e t = 500 dias). A melhoria dos resultados se deve também ao tipo de fluido injetado (gás pesado) que faz com que a amplitude sísmica tenha uma alteração importante com a substituição de fluido, mas sem impactar negativamente no ajuste dos sismogramas. Diferentemente do gás leve, o gás pesado tem propriedades que se aproximam mais às do óleo *in situ*, que faz com que a amplitude sísmica sofra uma mudança menor com a substituição de fluido. Então, como os sismogramas para t = 0 e t = 500 dias se assemelham mais, a subtração destes para criar a seção de diferença tem menos chance de apresentar resíduos que possam ser mal interpretados como eventos.



 ϕ =21% e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3...

As Figuras 5.35 e 5.36 mostram claramente a frente de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo 20 °API para $\phi = 30\%$ e $\phi = 21\%$, respectivamente. Como nos cenários anteriormente analisados, nota-se que a seção de diferença calculada com Gassmann se assemelha com a obtida para M&J a = 3 e de novo registra variação das propriedades sísmicas na base do reservatório, onde a frente de gás não chegou ainda. Também para esses cenários, a porosidade não influencia na variação das propriedades sísmicas como tempo e as seções da diferença calculadas com M&J a = 2 e M&J a = 2,5 não registram variação das propriedades sísmicas na base do reservatório, perto do poço produtor, como seria esperado segundo os mapas de saturação (Fig. 5.4).



Figura 5.35 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás leve em cenário com óleo de 20 °API, ϕ =30% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3.



Figura 5.36 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás leve em cenário com óleo de 20 °API, ϕ =21% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3.

Nos sismogramas referentes ao cenário de injeção de gás pesado em reservatório com óleo de 20 °API para $\phi = 30\%$ e $\phi = 21\%$ (Fig. 5.37 e Fig. 5.38), o avanço da frente de gás aparece claramente, apesar da variação da impedância com o tempo ser menor que 3% (Figura 5.26). Para esses cenários, a porosidade e o tipo de fluido influenciam no sinal registrado como explicado para os cenários anteriores. A injeção de gás mais pesado (Fig. 5.38) melhora a qualidade dos resultados fornecendo seções de alta confiabilidade, pois as imagens obtidas com Gassmann e M&J para as diferentes tortuosidades mostram a posição esperada da frente de injeção para 500 dias.

Em geral, nos cenários modelados, pode-se observar que a modelagem com M&J para tortuosidade de 2,5 sempre fornece seções de diferença precisas (perfeita justaposição), independendo da porosidade e do tipo de fluido injetado.



Figura 5.37 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás pesado em cenário com óleo de 20 °API, ϕ =30% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3.



Figura 5.38 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás pesado em cenário com óleo de 20 °API, ϕ =21% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3.

Os resultados obtidos para 1000 dias conduziram a análises semelhantes às realizadas para 500 dias. A maneira de exemplo apresenta-se a Figura 5.39, que mostra o avanço da frente de injeção de gás leve em cenário com óleo de 25 °API e $\phi = 30\%$.



Figura 5.39 – Efeito *time-lapse*: injeção de gás leve em cenário com óleo de 25 °API, ϕ =30% e tortuosidade (*a*) igual a 2, 2,5 e 3 para t = 1000 dias.