

3

Influência da Distribuição do Fluido na Variação da Velocidade Compressional (V_p)

3.1. Introdução

Com base nos modelos de saturação homogêneo e heterogêneo (*patchy*), é realizada uma análise do efeito que a distribuição do fluido pode ter na resposta sísmica da rocha para diversos estados de saturação. Para isso, são comparadas as curvas de velocidade obtidas para diversos tipos de material (Tabela 3.1) saturado com misturas distintas de fluidos (óleo e água, água e gás, óleo e gás) e submetido a diferentes condições de pressão e temperatura. As propriedades dos fluidos em função da temperatura e da pressão foram calculadas através das relações apresentadas por Batzle & Wang (1992), as quais representam boas aproximações e são amplamente utilizadas na literatura. As rotinas desenvolvidas para esse propósito se encontram no Apêndice B. A rocha foi assumida como sendo um meio efetivo onde as variações na saturação acontecem para escalas menores que o comprimento de onda sísmico. Além disso, as heterogeneidades da saturação são devidas somente ao fluido, pois a rocha seca é considerada homogênea e isotrópica com o propósito de demonstrar que a distribuição do fluido por si só, pode afetar as velocidades sísmicas. Cada heterogeneidade está composta por um único fluido, o que estabelece o limite superior heterogêneo máximo.

Tabela 3.1 – Propriedades das rochas utilizadas

Amostra	Porosidade ϕ (%)	Densidade ρ_d (g/cm ³)	Módulo Bulk K_d (GPa)	Módulo Cisalhante μ (GPa)
Arenito Beaver	64	2,47	16,08	20,8
Areia limpa (10 MPa)	37	1,67	8,4	1,0
Areia limpa (15 MPa)	36	1,69	8,6	1,5
Areia Argilosa	24	2,01	13	1,2
Arenito Fontainebleu	15	2,24	18,07	19,07
Monterey (25 °C)	15	2,26	7,56	8,26
Monterey (125 °C)	15	2,04	6,26	7,65

3.2.

A Escala como Fator de Dispersão da Velocidade

A Figura 3.1 corresponde à velocidade obtida para o arenito Beaver para 5 MPa de tensão efetiva, σ' , (Han, 1986; Han & Batzle, 2004) e saturado com misturas de água sem salinidade e gás. O gás tem gravidade específica de 0,6 para 15,6 °C e 0,1 MPa (gás leve). As curvas mostram a dependência da velocidade compressional, V_p , da saturação do fluido e da escala de saturação. A curva inferior corresponde ao modelo de saturação uniforme e se refere a uma mistura na escala muito fina das fases do fluido de poros. A curva superior é conhecida como modelo de saturação heterogênea ou *patchy*, e se refere a escalas de saturação maiores. As duas curvas representam os casos limite e, dependendo da distribuição da saturação, a velocidade pode estar em qualquer ponto entre elas.

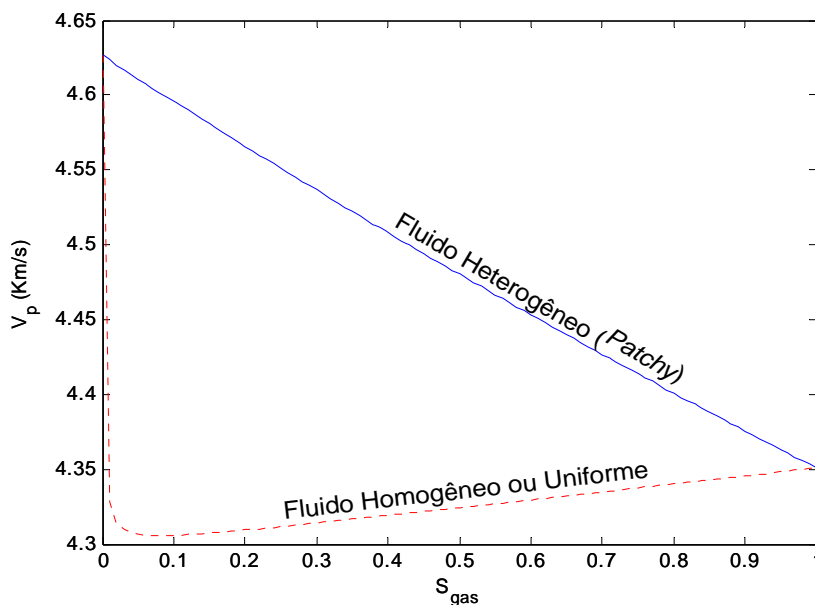


Figura 3.1 – Variação de V_p em função de S_g para os modelos homogêneo e *patchy* em arenito Beaver saturado com água e gás para 20 °C.

Pode ser observado que a rocha saturada com água tem uma velocidade maior que a saturada com gás. O incremento na saturação de gás, S_g , de zero até 100% resulta em uma queda abrupta de V_p no modelo uniforme. Contrariamente, no modelo *patchy* essa queda não aparece e V_p decresce linearmente com o incremento de S_g . Este comportamento pode ser visto também no caso da rocha saturada com óleo e gás (Fig. 3.2). Para outras situações de distribuição de fluido

heterogênea como, por exemplo, a mistura de água e gás numa determinada heterogeneidade, a curva resultante estará dentro das curvas homogênea e heterogênea. Portanto, existem inúmeras possibilidades de curvas de velocidade como consequência da variação da saturação dentro de cada heterogeneidade no meio poroso.

Como já mencionado, a dispersão entre os modelos homogêneo e *patchy* tem sua origem na escala da distribuição do fluido. No modelo de distribuição uniforme os incrementos de pressão de poros conseguem se equilibrar durante um período sísmico. Ao contrário, no modelo heterogêneo, os fluidos estão distribuídos de maneira tal que o excesso de pressão de poros não consegue ser dissipado, o que acarreta uma maior resposta de velocidade.

3.3. Efeito da Temperatura

A Figura 3.2a mostra o efeito da temperatura na velocidade compressional V_p na rocha da formação Monterey para uma pressão de poros, P_p , de 10 MPa e pressão efetiva de 15 MPa. A rocha Monterey é um *chert* dolomítico com porosidade de 15% que provém de uma formação produtora de óleo (Wang, 1981). Pode-se observar no modelo *patchy* que quanto maior a saturação de óleo, maior a velocidade da rocha. O máximo decréscimo na velocidade devido ao aumento da temperatura corresponde a 100% de saturação de óleo (S_o). A curva que representa a distribuição homogênea (V_{pH}) mostra que para saturações de gás maiores que 20% existe uma pequena variação de V_p (< 40 m/s). Isso dificultaria a determinação da saturação de fluido se for usada somente a velocidade para sua obtenção. Por outro lado, as velocidades calculadas com o modelo heterogêneo (V_{pP}) mostram um decréscimo linear com a saturação de gás. A diferença em porcentagem entre o modelo homogêneo e *patchy* para cada temperatura aparece ilustrada na Figura 3.2b. Para o caso da maior temperatura, a máxima diferença está em torno de 4%, enquanto que essa diferença quase duplica seu valor para 25 °C (quando $S_o \approx 90\%$). Claramente, resulta importante considerar a ocorrência de dispersão da velocidade para as condições de temperatura no reservatório.

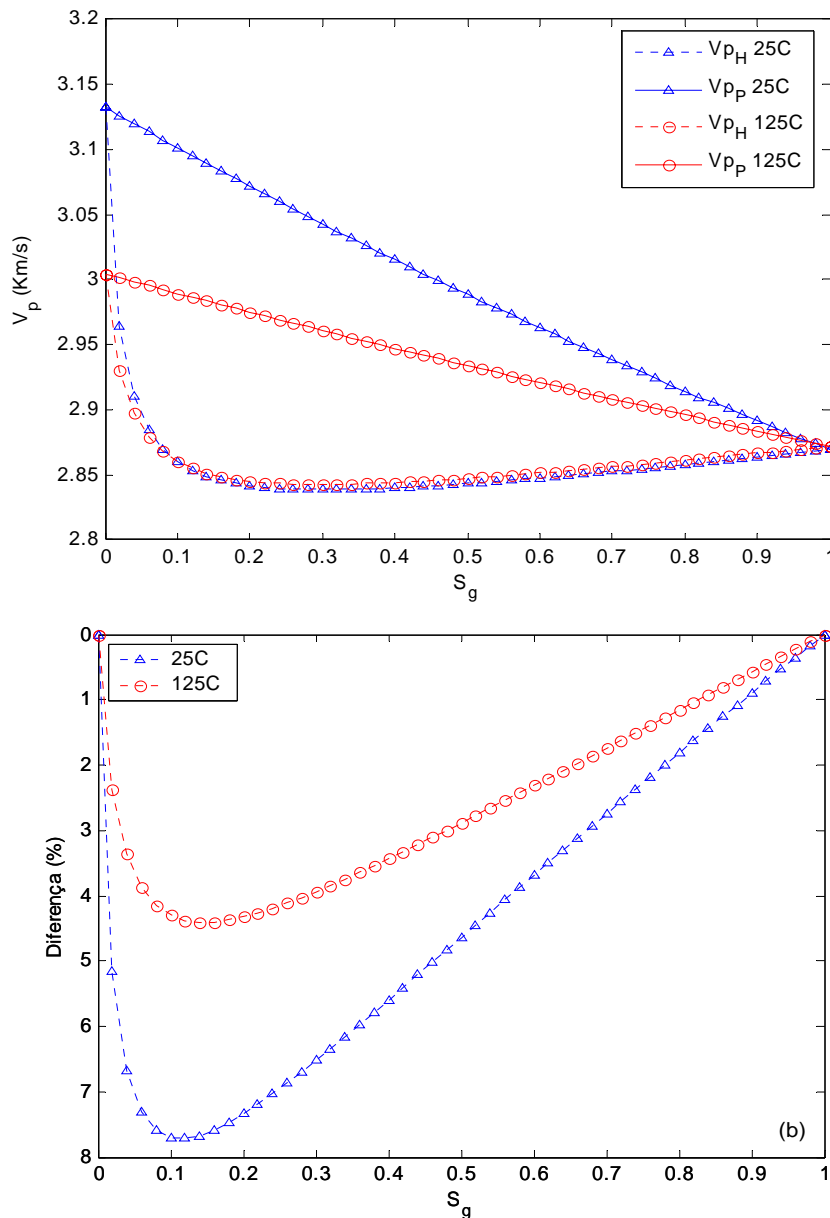


Figura 3.2 – Rocha Monterey saturada com óleo 50 °API e gás para 25 °C e 125 °C. (a) Comparação entre os modelos homogêneo e *patchy*, (b) Diferença em porcentagem.

Com o aumento da temperatura acontecem mudanças tanto no fluido quanto no esqueleto da rocha. A Figura 3.3a mostra os resultados obtidos nos modelos homogêneo e heterogêneo levando em consideração o efeito da temperatura na rocha e no fluido. As velocidades foram obtidas aplicando-se os modelos de distribuição na rocha Monterey para 125 °C, 15 MPa de tensão efetiva e 10 MPa de pressão de poros (Wang, 1981). A Tabela 3.1 apresenta os valores de módulo *bulk* (K_d) e módulo cisalhante (μ_d) da rocha seca para as duas temperaturas. Devido ao amolecimento da matriz da rocha e à expansão térmica desta, esses parâmetros elásticos têm seus valores reduzidos, o que acarreta a diminuição das

velocidades. A comparação entre a Figura 3.3a e a Figura 3.2a mostra que ambos os modelos (homogêneo e *patchy*) apresentam uma sensibilidade da velocidade compressional (V_p) com a saturação de gás (S_g) quando existe variação da temperatura do esqueleto e do fluido de 25 °C para 125 °C. Isso demonstra a relevância da consideração da mudança das propriedades da rocha com a temperatura. A Figura 3.3b mostra que a diferença em porcentagem entre o modelo homogêneo e *patchy* para cada cenário é similar à situação onde somente os fluidos são afetados pela temperatura.

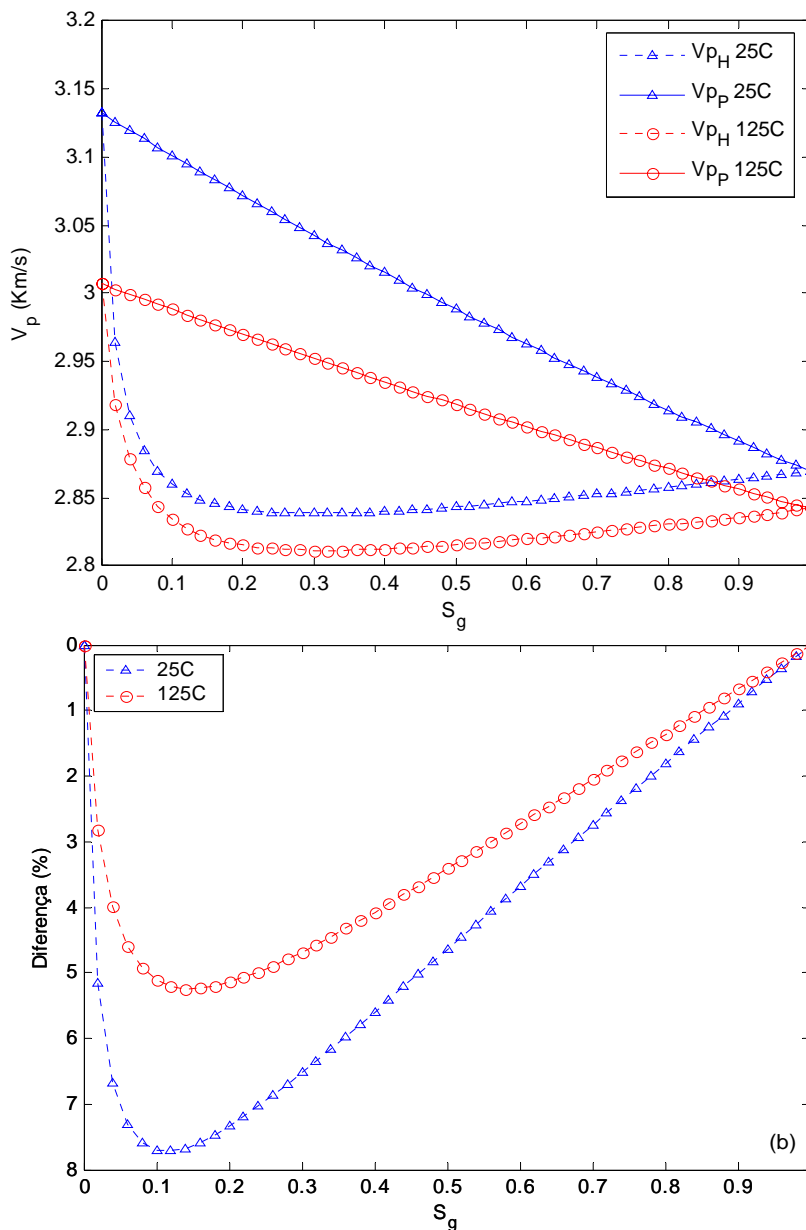


Figura 3.3 – Rocha Monterey saturada com óleo 50 °API e gás para 25 °C e 125 °C. (a) Comparação entre os modelos homogêneo e *patchy*, (b) Diferença em porcentagem.

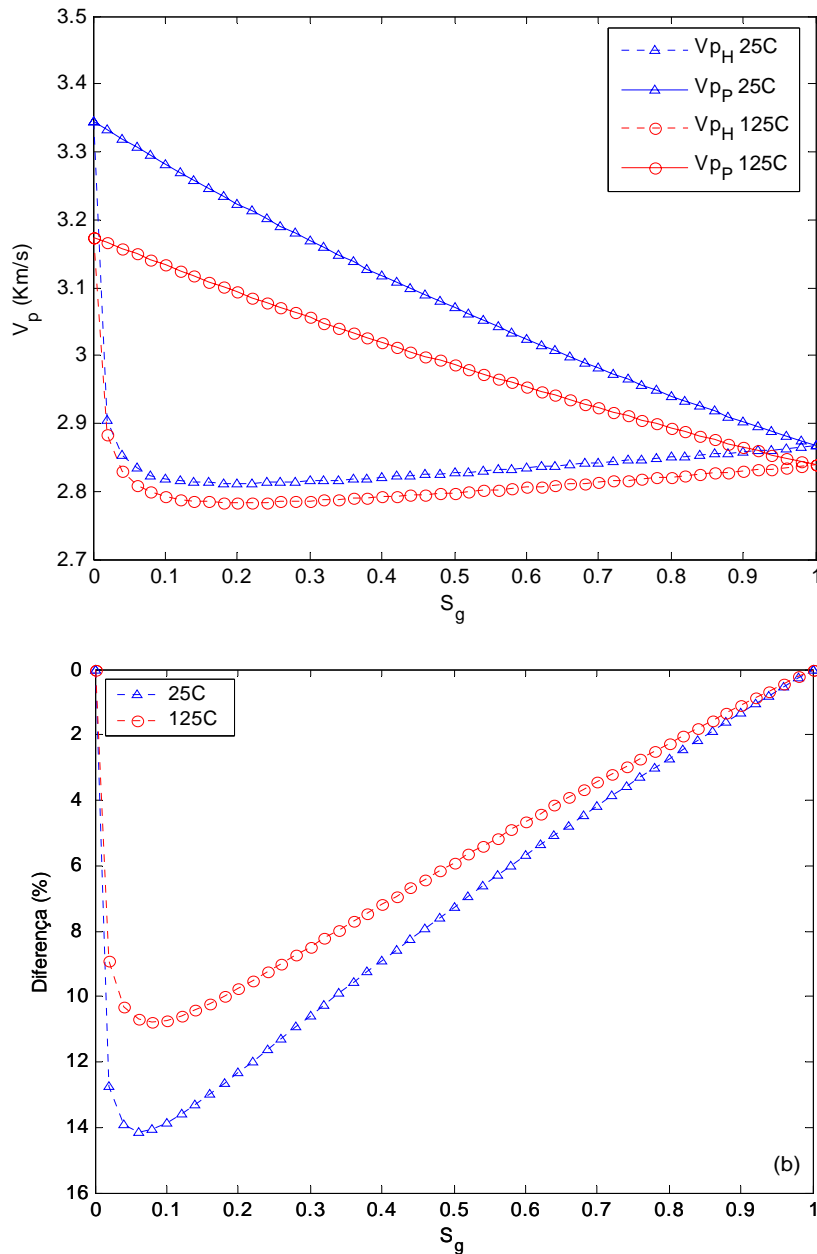


Figura 3.4 – Rocha Monterey saturada com óleo de 10 °API e gás para 25 °C e 125 °C. (a) Comparação entre os modelos homogêneo e *patchy*, (b) Diferença em porcentagem.

A velocidade e seu comportamento segundo as mudanças de temperatura dependem muito do tipo de fluido que preenche os poros da rocha. O efeito da saturação de óleo pesado no *chert* Monterey aparece ilustrado na Figura 3.4a. A curva que representa a distribuição homogênea mostra que a saturação tem um efeito importante em V_p somente na região próxima da saturação total de óleo. A diferença entre as velocidades para $S_o = 80\%$ e $S_o = 90\%$ praticamente não existe, enquanto que a diferença entre as velocidades para valores de S_o entre 95% e 100% está em torno de 350 m/s (125 °C) e 550 m/s (25 °C). Ao contrário, as

velocidades no modelo heterogêneo diminuem linearmente com o aumento da saturação de gás. Comparando as Figuras 3.3 e 3.4 pode se observar que quanto maior a gravidade API do óleo, maior a janela compreendida pelo limite homogêneo e *patchy* e, portanto, maior a incerteza na estimativa de V_p devido à distribuição da saturação. Para $S_g = 5\%$, a máxima diferença de velocidade para o óleo de 10 °API é de 14% para 125 °C (Fig. 3.4b), que corresponde a quase o dobro da dispersão obtida para o caso do óleo de 50 °API (Fig. 3.3b).

A Figura 3.5 mostra uma comparação entre as velocidades obtidas para óleos de diferente gravidade API. Pode-se observar que o modelo homogêneo é pouco sensível à variação das propriedades do fluido, enquanto que, à medida que aumenta a saturação de óleo, as velocidades calculadas com o modelo heterogêneo se mostram mais diferenciadas segundo o tipo de óleo utilizado. Quanto maior a gravidade API do óleo, maior a resposta de velocidade quando utilizado o modelo de saturação heterogênea. Isso mostra que estudos de viabilidade levando em conta variação de temperatura e propriedades do fluido devem considerar o modelo de distribuição heterogênea da saturação. Espera-se que a velocidade de propagação da onda varie em função dos fluidos presentes no reservatório e sua distribuição, como explicado no Capítulo 2.

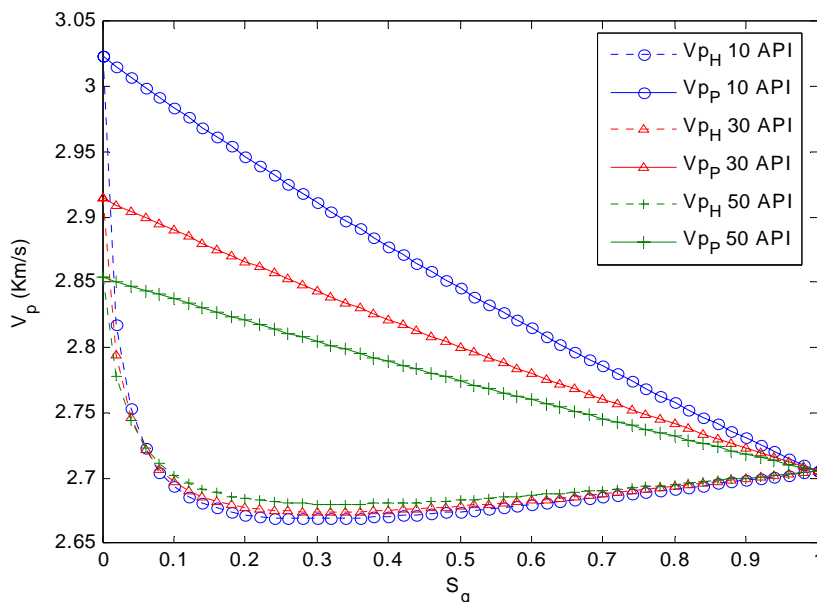


Figura 3.5 – Comparação entre os modelos na rocha Monterey (125 °C) saturada com diferentes tipos de óleo e gás para 125 °C.

A Figura 3.6 apresenta a diferença de velocidade entre as curvas de velocidade heterogênea para 25 °C e 125 °C ($V_{p25} - V_{p125}$) para a mesma gravidade API. Pode se observar que a variação da temperatura influencia mais na distribuição do fluido no óleo de 10 °API, pois para o mesmo incremento de temperatura, a saturação com óleo pesado adquiriu um comportamento mais *patchy* à medida que S_o se aproxima do 100% de saturação de óleo.

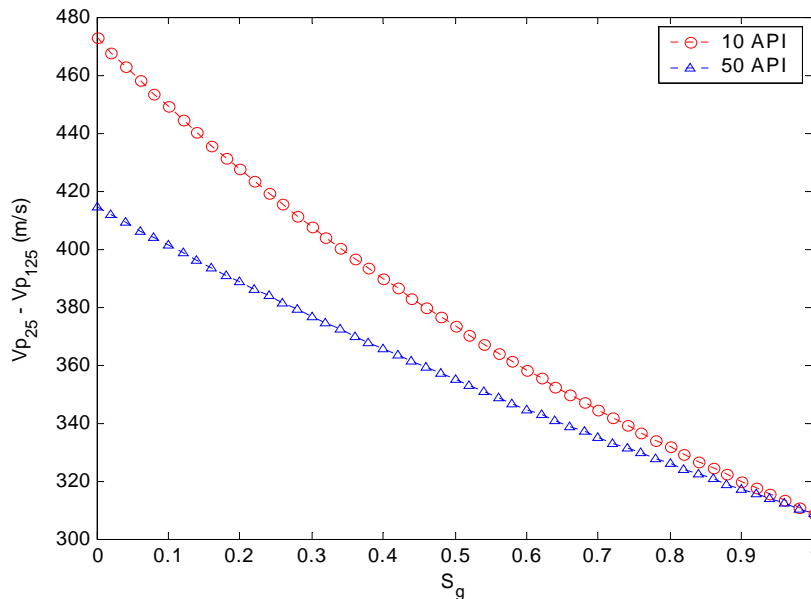


Figura 3.6 – Influência do tipo de fluido e da temperatura na heterogeneidade da saturação.

3.4. Efeito da Pressão

Para estudar o efeito da pressão de poros foram aplicados os modelos de distribuição para uma areia limpa (Yin, 1993), assumindo tensão efetiva constante. As propriedades deste material aparecem na Tabela 3.1. A Figura 3.7a mostra as velocidades obtidas para 25 °C e pressão de poros de 10 MPa e 30 MPa num sistema saturado com água e gás. No caso da curva de velocidade para distribuição uniforme do fluido, o aumento da pressão de poros resulta na redução da taxa de variação de V_p com a saturação para $S_g < 10\%$, sendo que a máxima mudança na velocidade (125 m/s) acontece para $S_g = 4\%$. Na rocha totalmente saturada com água existe uma influência muito pequena do aumento da pressão na variação da velocidade (20 m/s, menos que 0,6%). Opostamente, os resultados

obtidos para o modelo heterogêneo mostram uma reduzida sensibilidade da velocidade ao incremento da pressão de poros. A máxima mudança de V_p (20 m/s) acontece para 100% de saturação de água.

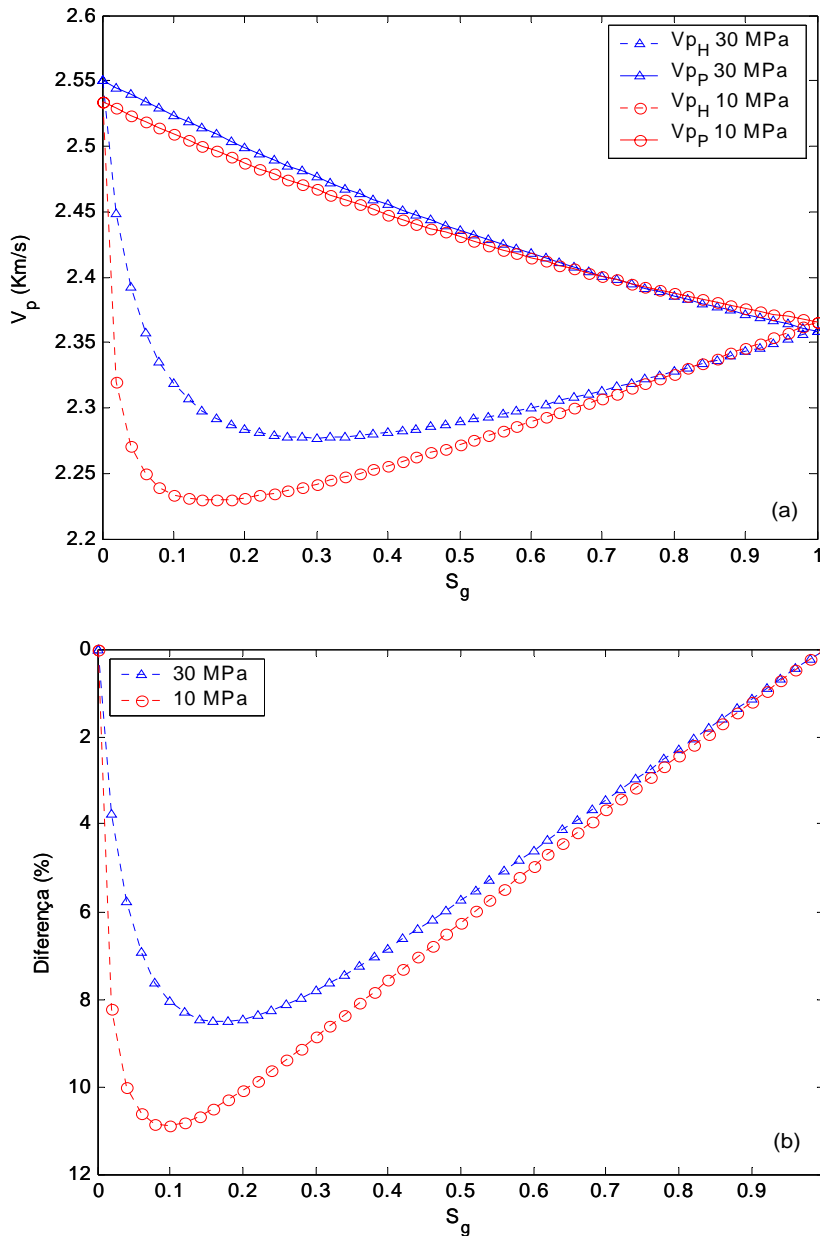


Figura 3.7 – Saturação de mistura água-gás em areia limpa para $P_p = 10$ MPa e $P_p = 30$ MPa, e $\sigma' = 10$ MPa. (a) Modelo homogêneo versus *patchy*, (b) diferença em porcentagem.

A Figura 3.7b mostra que a dispersão devido à distribuição do fluido é maior para $P_p = 10$ MPa. Para essa pressão de poros, a máxima diferença corresponde a uma saturação de gás de 8%. Além disso, pode-se observar que o

aumento de P_p desloca para a direita esse mínimo ($S_g = 16\%$), ou seja, a pressão de poros influencia o valor de saturação de fluido na qual existe o máximo comportamento dispersivo.

3.5. Porosidade e Dispersão da Velocidade

A Figura 3.8 ilustra o efeito da saturação em uma areia limpa com alta porosidade (36%) e uma areia argilosa de porosidade menor (24%) saturadas com uma mistura água-gás e com pressão de poros de 10 MPa e 15 MPa de pressão efetiva. As propriedades desses materiais, obtidas do trabalho realizado por Yin (1993), aparecem listadas na Tabela 3.1.

Pode-se observar na Figura 3.8a que o aumento da porosidade acarreta a diminuição da velocidade e torna maior a dispersão entre V_{pP} e V_{pH} . Quando um líquido (água no caso) preenche totalmente o espaço poroso de uma rocha ou areia, sempre ocorre um incremento das velocidades compressonais, já que a substituição de gás por líquido eleva o valor do módulo *bulk* do material. No entanto, a saturação com líquido também incrementa a densidade *bulk* que, pelo contrário, reduz a velocidade da onda compressional. Quanto maior a porosidade da rocha, mais sua densidade *bulk* irá aumentar com a saturação com líquido. Portanto, quando a porosidade da rocha é alta, o efeito da saturação com líquido na velocidade V_p é menor devido ao incremento da densidade *bulk*. Além do aumento da densidade, também as propriedades do líquido, estrutura do poro e molhabilidade da rocha, e possíveis reações entre o fluido dos poros e o arcabouço, contribuem para tornar mais significativo o efeito da saturação do fluido na velocidade compressional V_p .

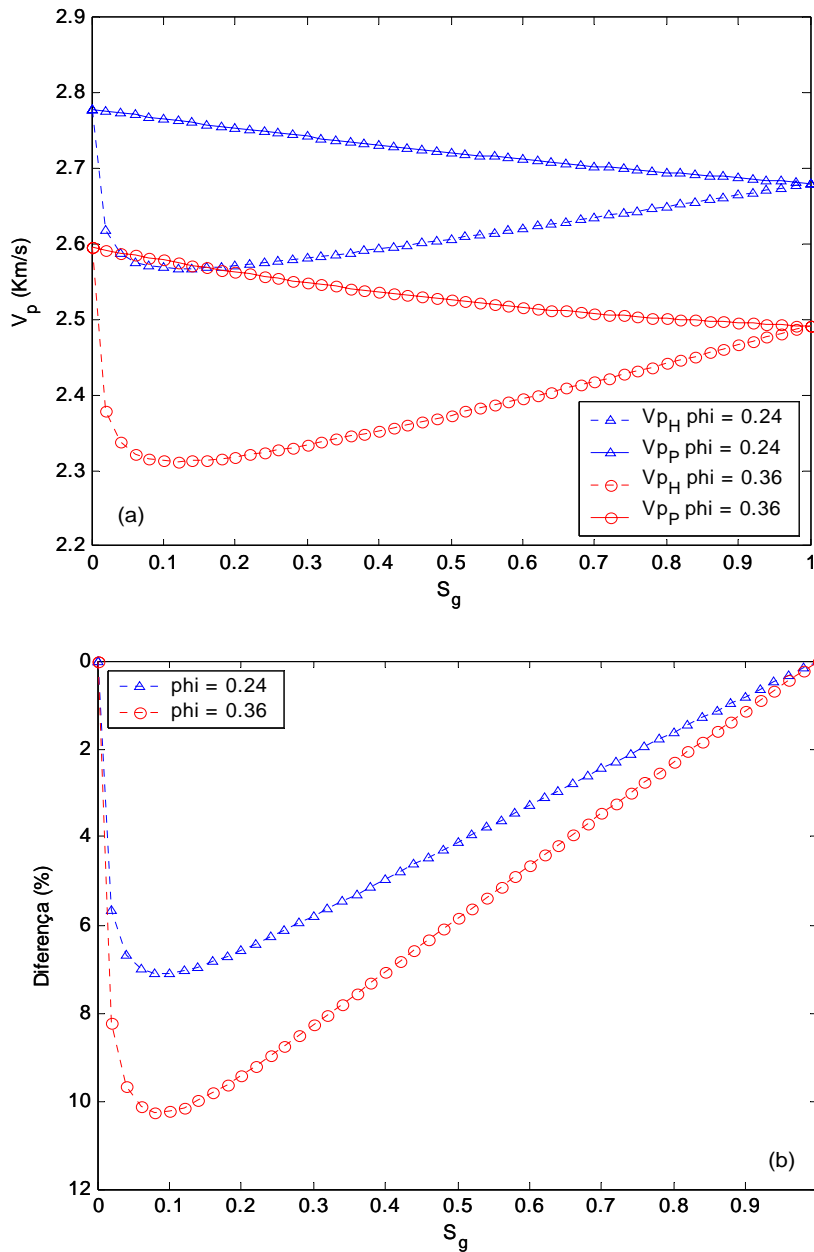


Figura 3.8 – Comparação entre os modelos aplicados em areia limpa ($\phi=36\%$) e areia argilosa ($\phi=024\%$). (a) Modelo homogêneo versus *patchy*, (b) diferença em porcentagem.

Para o caso da areia com argilosa, a diferença entre as velocidades calculadas com o modelo homogêneo e *patchy* é de 7% (Figura 3.8b), enquanto que essa diferença ultrapassa 10% para areia limpa (maior porosidade), quando a saturação de água está em torno de 92%. Para esse valor de S_w , a consideração do efeito da saturação heterogênea pode ter um efeito potencial na análise da resposta sísmica.

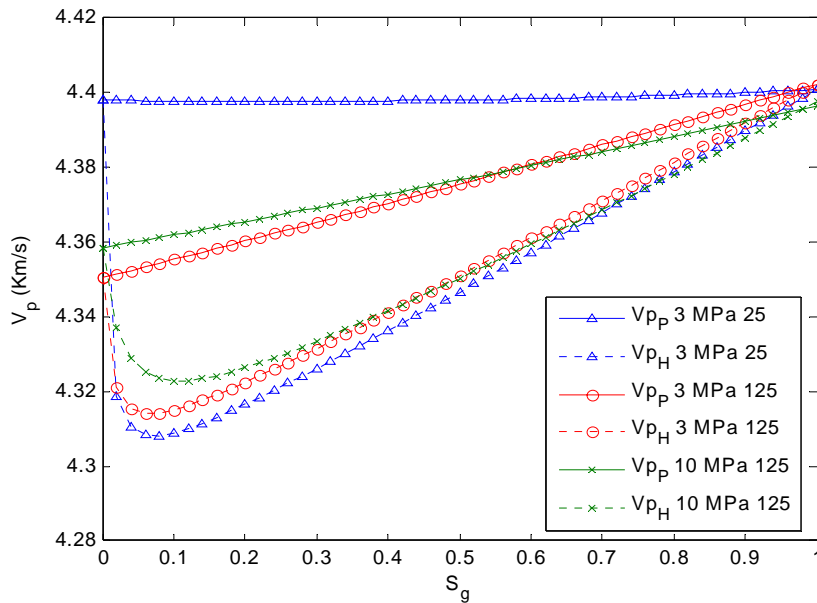


Figura 3.9 – Modelo homogêneo versus *patchy* em arenito Fontainebleu saturado com óleo e gás para 5 MPa de tensão efetiva.

No exemplo da Figura 3.9 é apresentada uma comparação entre os modelos de saturação no arenito Fontainebleu (Han, 1986; Han & Batzle, 2004), variando a temperatura (25 °C e 125 °C), a pressão de poros (3 MPa e 10 MPa) e considerando 5 MPa de pressão efetiva. O comportamento das curvas homogênea e heterogênea com a temperatura e a pressão para cada saturação obedece à análise já apresentada nos anteriores exemplos. A curva de distribuição heterogênea para 25 °C e $P_p = 3$ MPa se apresenta quase horizontal, mostrando uma sensibilidade quase nula da velocidade com a variação da saturação. Contrariamente ao esperado, para as diferentes situações propostas, a rocha totalmente saturada com óleo tem uma velocidade menor que a rocha totalmente saturada com gás, para os dois modelos. Particularmente, o aumento da temperatura resulta em um decréscimo de 55% no módulo *bulk* do óleo e um decréscimo de 5,6% no módulo *bulk* da rocha saturada com óleo, K_{satO} . Apesar de K_{satO} ser maior que o módulo *bulk* da rocha saturada com gás, a densidade da rocha saturada com óleo é ainda maior, resultando numa velocidade menor (Tabela 3.2). É importante analisar as informações utilizadas para aplicar a equação de Gassmann e os resultados obtidos, com o intuito de realizar previsões mais realistas da resposta de velocidade.

Tabela 3.2 – Variação dos parâmetros $K_{\text{óleo}}$, K_{satO} , ρ_{BsatO} e seu efeito em V_p .

T (°C)	$K_{\text{óleo}}$ (GPa)	K_{satO} (GPa)	ρ_{BsatO} (g/cm ³)	V_p (Km/s)
25	1,31	20,23	2,3605	4,398
125	0,60	19,102	2,3528	4,3504
Decréscimo	54,8	5,6	0,33	1,01

3.6. Conclusão

Segundo as situações anteriormente propostas (tipos de rocha e fluido, condições de pressão e temperatura), pode-se concluir que identificar o padrão de saturação é fundamental no processo de substituição de fluidos. A natureza da distribuição dos hidrocarbonetos no reservatório afeta as propriedades elásticas da rocha e a estimativa das reservas recuperáveis. Particularmente, em cenários de recuperação secundária, o grau de heterogeneidade depende do tipo de fluido de injeção, permeabilidade relativa, molhabilidade e razão de mobilidade, entre outros. A avaliação do impacto desses parâmetros demonstra a necessidade de incluir, nas estratégias de previsão das variações esperadas nos atributos sísmicos, os efeitos dos padrões de saturação nos estudos de viabilidade de execução de sísmica *time-lapse*.