

**ANÁLISE DE AVO E ESTUDO DE VIABILIDADE SÍSMICA 4D PARA
RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS**

IRINEU DE AZEVEDO LIMA NETO

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE – UENF
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO – LENEP

MACAÉ - RJ
SETEMBRO - 2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

ANÁLISE DE AVO E ESTUDO DE VIABILIDADE SÍSMICA 4D PARA RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS

IRINEU DE AZEVEDO LIMA NETO

Dissertação apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Orientador: Prof. Luiz Geraldo do Carmo Lucchesi Loures

MACAÉ - RJ
SETEMBRO - 2008

ANÁLISE DE AVO E ESTUDO DE VIABILIDADE SÍSMICA 4D PARA RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS

IRINEU DE AZEVEDO LIMA NETO

Dissertação apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Aprovada em 01 de Setembro de 2008.

Comissão Examinadora:

Klédson Tomaso Pereira de Lima, D.Sc. (PETROBRAS)

Sérgio Adriano Moura Oliveira, D.Sc. (UENF/CCT/LENEP)

Fernando Sérgio Moraes, Ph.D. (UENF/CCT/LENEP)

Luiz Geraldo do Carmo Lucchesi Loures, Ph.D. (UENF/CCT/LENEP)

(Orientador)

DEDICATÓRIA

A todos os meus familiares, que sempre nos momentos difíceis acreditaram no meu potencial e me incentivaram. Minha família é a fonte de inspiração, onde encontro sentido para a vida e forças para prosseguir.

Aos meus pais pelos ensinamentos, apoio e confiança.

A minha esposa, Suellen, e ao meu filho, Iuri, pela paciência, apoio e dedicação.

A minha avó e madrinha, Morena (*in memorian*), pelas esperanças dedicadas e pelo incentivo em cursar o mestrado. Mesmo no sofrimento da doença, ao me ver buscava serenidade e perguntava com alegria sobre o mestrado e a vida em Macaé.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelo dom da vida e graças alcançadas, como a realização deste trabalho.

Ao LENEP/CCT/UENF pelo aporte em infra-estrutura e aos professores que zelam pela sua excelência, entre eles cito o Prof. Carlos A. Dias e o Prof. Abel Carrasquilla.

Ao meu orientador Prof. Luiz Geraldo Loures (Gera) pelo encorajamento e determinação. Sua atenção e dedicação durante a orientação deste trabalho foram extremamente importantes para a conclusão. Obrigado pelos bons valores e amizade.

Ao amigo Prof. Fernando Moraes pela atenção, discussões e apoio concedidos; e ao Igor Lopes Santana, pelas discussões e orientações, sobretudo, quanto aos trabalhos de programação e desenvolvimento de software para os testes realizados.

Ao amigo, desde os tempos de graduação, Thiago Caliman pelo apoio, encorajamento, discussões e convivência durante o mestrado.

Ao Prof. Adolfo e sua orientanda Stella, que tanto me ajudaram na concepção de modelos sintéticos de reservatórios utilizados neste trabalho.

Ao apoio financeiro concedido pela CAPES, que permitiu minha permanência em Macaé, e às empresas que incentivam o desenvolvimento tecnológico no Brasil, como a Petrobras.

A todas as pessoas que diretamente ou indiretamente contribuíram para a conclusão deste trabalho, o meu mais sincero agradecimento.

RESUMO

O uso da técnica sísmica 4D tem sido um desafio para o monitoramento de reservatórios carbonáticos, apesar de grande sucesso para uso em reservatórios siliciclásticos. Assim, são necessários estudos a fim de entender anomalias em dados sísmicos, por meio de aplicação de análise AVO (*Amplitude versus Offset*) para diversas saturações de fluidos. Outro fator importante é o estabelecimento de metodologias que permitam estudos de sísmica 4D em carbonatos, e promoção de análises mais eficientes para detecção de fluidos. No Brasil, ainda são poucos os trabalhos publicados sobre o assunto e as reservas petrolíferas carbonáticas cada vez mais ganham importância, devido às descobertas ou recuperação de campos já em produção.

Neste trabalho é feita uma revisão bibliográfica sobre reservatórios de rocha carbonática, permitindo a proposição de uma metodologia de estudo de sísmica 4D baseado em análise de AVO e *crossplots* de parâmetros petrofísicos e elásticos, para casos de saturação por água salobra, óleo e gás; sob condições específicas de pressão, temperatura e variação de saturações, assim criar um ambiente controlado, simulando dados sísmicos 1D, a fim de distinguir saturações e promover a sísmica 4D, em reservatórios carbonáticos, atestando sua viabilidade.

A metodologia proposta foi aplicada em reservatórios carbonáticos sintéticos segundo referências bibliográficas. Os testes em calcários e dolomitos apresentaram tendências de variação em seus parâmetros elásticos e petrofísicos de forma semelhante, porém com sensibilidade limitada às fases de saturação, apresentado maiores alterações a fase gás. Os *crossplots* que melhor serviram para diferenciar saturações foram os baseados no parâmetro densidade da rocha.

Palavras-chave: Sísmica 4D, análise de AVO, reservatórios carbonáticos, fases de saturação.

ABSTRACT

The use of 4D seismic technique has been a challenge for the monitoring of carbonate reservoirs, despite great success for use in siliciclastic reservoirs. Therefore, studies are needed to understand anomalies on seismic data, through application of AVO analysis (Amplitude Versus Offset) for different fluids of saturation. Another important factor is the establishment of methodologies that allow studies of time-lapse in carbonate, and promotion of more efficient analyses for the fluids detection. In Brazil, are few studies published on the subject and the oil carbonate reserves increasingly gaining importance due to the discovery and recovery fields in production.

This work is done on a literature review of carbonate rock reservoirs, allowing the proposition of a methodology to study the time-lapse based on analysis of AVO and petrophysical parameters and elastic crossplots, for cases brine, oil and gas saturation; under specific conditions of pressure, and temperature variation of saturation in order to create a controlled environment, simulating seismic data 1D to distinguish saturation and promote time-lapse in carbonate reservoirs, proving its viability.

The proposed methodology was applied in synthetic reservoirs, second references. Tests showed dolostones and limestones trends change in its elastic and petrophysical parameters in a similar way, but with limited sensitivity to the stages of saturation, made major changes to gas phase. The crossplots that best served to differentiate saturations were based on the density of the rock parameter.

Keywords: Time-lapse, AVO analysis, carbonate reservoirs, stages of saturation.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	ii
AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	iv
ABSTRACT	v
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	xvi
CAPÍTULO 1 - Introdução	1
1.1 Objetivo	3
1.2 Estado da Arte	3
1.3 Estrutura da Dissertação	7
CAPÍTULO 2 - Reservatórios Carbonáticos	9
2.1 Introdução	9
2.2 Formação de Rochas Carbonáticas <i>Versus</i> Siliciclásticas	10
2.2.1 Composição granular, ambientes de sedimentação e estratigrafia de seqüência	11
2.2.2 Distribuição de sedimentos	11
2.3 Classificação de Rochas e Diagênese	12
2.3.1 Composição mineralógica e química	12
2.3.2 Composição textural e porosidade	13
2.4 Conclusões	18
CAPÍTULO 3 - Modelagem Sísmica e Análise de AVO: Correlações para substituição de fluido	19
3.1 Introdução	19
3.2 Caracterização das ondas sísmicas P e S	20

3.2.1 Propagação de ondas sísmicas.....	21
3.3 O Método <i>Ray Tracing</i> para camadas homogêneas.....	24
3.4 Análise de AVO (<i>Amplitude Versus Offset</i>).....	26
3.5 Sísmica 4D (<i>time-lapse</i>).....	29
3.5.1 Princípios e correlações petrofísicas para saturação de fluidos.....	29
3.5.2 Comportamento de propriedades sísmicas em rochas carbonáticas	35
3.6 Conclusões	38
CAPÍTULO 4 - Física de Rochas: Estimativas de Velocidades Sísmicas sob	
Condições de Substituição de Fluido	39
4.1 Introdução.....	39
4.2 Metodologias para determinação de Velocidades Sísmicas.....	40
4.2.1 Relações de Gassmann: substituição de fluidos	41
4.2.2 Modelo de Batzle & Wang para previsão de propriedades de fluidos ...	43
4.2.3 Modelo de MacBeth para estimativa do efeito da pressão no arcabouço	
da rocha	49
4.3 Conclusões	51
CAPÍTULO 5 – Proposição Metodológica para Estudo da Sísmica 4D em	
Carbonatos	52
5.1 Introdução.....	52
5.2 Metodologia de Estudo	53
5.2.1 Etapa 1: Concepção de modelos litológicos e petrofísicos.....	53
5.2.2 Etapa 2: <i>Crossplots</i> para avaliação de parâmetros petrofísicos e	
elásticos	54
5.2.3 Etapa 3: Modelagem de sismogramas	55
5.2.4 Etapa 4: Análise de AVO.....	55
5.3 Conclusões	56
CAPÍTULO 6 – Testes, Resultados e Análises.....	57
6.1 Introdução.....	57

6.2 Concepção dos modelos litológicos de reservatórios carbonáticos: Etapa 1	59
6.2.1 Definição de reservatórios carbonáticos	59
6.2.2 Análises gerais das velocidades sísmicas e densidades nos exemplos selecionados de reservatórios	63
6.3 Análises de atributos elásticos e petrofísicos em situações de saturação: Etapa 2	64
6.3.1 Análise $V_p - V_s$	64
6.3.2 Análise $I_p - I_s$	66
6.3.3 Análises $I_p - V_p / V_s$ e $I_s - V_p / V_s$	68
6.3.4 Análise constante de Lamé – módulo de cisalhamento ($\lambda - \mu$)	71
6.3.5 Análise constante de Lamé x densidade – módulo de cisalhamento x densidade ($\lambda\rho - \mu\rho$)	73
6.3.6 Efeitos de pressão	75
6.3.7 Análises gerais dos <i>crossplots</i>	84
6.4 Modelagem de Sismogramas e Análises de AVO: Etapas 3 e 4	88
6.5 Conclusões	97
CAPÍTULO 7 - Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros	98
7.1 Conclusões	98
7.2 Propostas de Trabalhos Futuros	100
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
ANEXOS	105
Anexo A	105

LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1:** Classificação de principais rochas carbonáticas segundo sua composição mineralógica. Rochas carbonáticas contêm pelo menos 50% de carbonato em sua composição, podem ser classificadas de acordo com a distribuição percentual dos minerais calcita, dolomita e impurezas. Adaptado de Teixeira *et al.* (2001). 13
- Figura 3.1:** Comportamento do material rochoso sob diferentes condições de stress: a) Stress compressional. b) Stress cisalhante. Adaptado de Doyle (1995)... 13
- Figura 3.2:** Reflexão em situação de incidência normal das ondas sísmicas. Adaptado de Mavko *et al.* (1998). 22
- Figura 3.3:** Incidência da onda P e decomposição em quatro componentes, na interação com a interface entre camadas. Adaptado de Doyle (1995)..... 22
- Figura 3.4:** Representação das velocidades nas camadas homogêneas estratificadas, pela propagação do raio em função da profundidade: $v(z)$ (Margrave, 2001)..... 24
- Figura 3.5:** Geometria de receptores, para uso de *common-shot gather*, ou seja, fonte de tiro comum em *Ray Tracing* (Margrave, 2001). 25
- Figura 3.6:** Ciclo geral para uso de análise AVO, para avaliação da variação de amplitudes de reflexão com o *offset* ou ângulo de incidência, registrados pela

sísmica segundo o horizonte selecionado, identificado a interface com o reservatório, permitindo interpretação geológica. Adaptado de Avseth <i>et al.</i> (2005).....	26
Figura 3.7: <i>Crossplot Intercept-Gradient</i> e correlação com classes de AVO. Classes de AVO definidas para areias com gás por Rutherford & Williams (1989), são I, II e III, Castagna & Smith (1994) adiciona a classe IV e Ross & Kinman (1995) a classe IIp. Obtido de Avseth <i>et al.</i> (2005).....	28
Figura 3.8: Comparação dos efeitos de diferentes estados de stress da matriz rochosa. A) Matriz rochosa sem efeito de stress. B) Matriz rochosa sob efeito de stress compressional. C) Matriz rochosa sob efeito de stress cisalhante. Adaptado de Royle & Lines (2003).....	30
Figura 3.9: Esquema de efeitos das propriedades da rocha na velocidade sísmica. Adaptado de Takahashi (2000).....	33
Figura 3.10: Representação esquemática dos limites superior e inferior dos módulos elásticos de compressão e rigidez (Limites Hashin-Strikman). Adaptado de Mavko <i>et al.</i> (1998).	34
Figura 3.11: Limites Hashin-Strikman - comportamento elástico das rochas segundo as propriedades: i) Aumento de Pressão (setas vermelhas); ii) Mudança de fluido (setas verdes); iii) Diagênese (setas pretas); iv) Textura (setas azuis). Adaptado de Takahashi (2000).....	35
Figura 3.12: Perfil de Velocidades em testemunhos de rocha carbonática. (a) Dolomito com porosidade interpartículas (10,8%). (b) Dolomito com porosidade móldica e intrapartículas (15,5%). (c) Dolomito com porosidade vugular (7,9%). (d) Dolomito com porosidade vugular, conectados pela presença de canais (14,1%). (e) Dolomito com porosidades de fraturas (3,1%). Adaptado de Wang (1997).....	37
Figura 4.1: Curvas de sensibilidade à pressão para os módulos de compressão K_{dry} e cisalhamento μ_{dry} , propostas por MacBeth (2004), adaptado.....	50

Figura 6.1: *Crossplots* $V_p - V_s$ para os exemplos escolhidos. As velocidades calculadas para os perfis de saturação estão representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B), adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas.....65

Figura 6.2: *Crossplots* $I_p - I_s$ para os exemplos escolhidos. As impedâncias calculadas para os perfis de saturação estão representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B), adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2, no entanto, com maior dispersão causada por valores de densidades. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas, variando em função da menor densidade, saturação de gás, para a maior, saturação de água salobra; ou seja, causada pela saturação.67

Figura 6.3: *Crossplots* $I_p - V_p/V_s$ para os exemplos escolhidos. A partir da velocidade P e densidade de cada exemplo, foram calculadas as impedâncias P para os perfis de saturação, como também a razão V_p/V_s correspondentes, representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B) adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2, no entanto, com maior dispersão causada por valores de densidade na impedância P. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas.....69

Figura 6.4: *Crossplots* $I_s - V_p/V_s$ para os exemplos escolhidos. A partir da velocidade S e densidade de cada exemplo, foram calculadas as impedâncias S para os perfis de saturação, como também a razão V_p/V_s correspondentes,

representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B), adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2, no entanto, com maior dispersão causada por valores de densidade na impedância S. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas..... 70

Figura 6.5: *Crossplots* $\lambda - \mu$, para os exemplos escolhidos 2 e 7, em A) e B), e também 8 e 9, em C) e D). A partir das velocidades P e S, e densidade de cada exemplo, é possível representar λ e o μ , representadas conforme a legenda. A seta representa a variação do perfil de saturação, da fase gás em direção a fase óleo. O módulo de cisalhamento é considerado constante, indicando nenhuma alteração na matriz da rocha causa pela substituição de fluido, estando as variações de fases diretamente relacionadas à incompressibilidade da rocha saturada, representada por λ . Setas informam a variação de saturação entre as fases. 73

Figura 6.6: *Crossplots* $\lambda\rho - \mu\rho$, para os exemplos escolhidos. O produto do módulo de cisalhamento pela densidade expressa de forma mais significativas mudanças no eixo correspondente, e o produto da compressibilidade da rocha saturada pela densidade permite melhor discriminação das variações de fases de fluidos. As saturações são apresentadas conforme a legenda. A seta representa a variação de saturação entre as fases, sentido gás – água salobra..... 74

Figura 6.7: *Crossplot* $P - \rho$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, 8 e 9. Variação perceptível apenas na fase gás, sugerindo que sua densidade é mais sensível à pressão que as outras fases..... 76

Figura 6.8: *Crossplot* $P - K_{Sat}$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). O módulo de compressão mostrou-se sofrer influência da pressão nas fases água salobra e óleo. Não ocorreu mudança significativa para a fase gás. 77

- Figura 6.9:** *Crossplot* $P-V_p$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). Na fase gás ocorreu a maior variação na velocidade P, devido a maior influência causada na densidade pela pressão, pois a velocidade é dependente da densidade.....78
- Figura 6.10:** *Crossplot* $P-V_s$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A velocidade S sofreu maior variação sob efeito da pressão devido a maior influência causada também à densidade.80
- Figura 6.11:** *Crossplot* $P-I_p$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A pressão não teve efeito significativo na impedância P nas rochas carbonáticas estudadas.81
- Figura 6.12:** *Crossplot* $P-I_s$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A pressão não teve efeito significativo na impedância S nas rochas carbonáticas estudadas.82
- Figura 6.13:** *Crossplot* P - Razão de Poisson, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A Razão de Poisson não mostrou variação com a pressão para as rochas carbonáticas sob situações de saturação.....83
- Figura 6.14:** Análise Geral dos parâmetros estudados e apreciação de variação dos parâmetros segundo a saturação: Velocidades sísmicas P e S, Constante de Lamé, Densidade. Conforme Tabela 6.2, os exemplos de Dolomitos 2 e 7, e Calcários 8 e 9, estão organizados de 1 a 4, respectivamente.....85
- Figura 6.15:** Análise Geral dos parâmetros estudados e apreciação de variação dos parâmetros segundo a saturação: Impedâncias sísmicas P e S, Constante de Lamé x Densidade, Módulo de Cisalhamento, Módulo de Cisalhamento x

Densidade. Conforme Tabela 6.2, os exemplos de Dolomitos 2 e 7, e Calcários 8 e 9, estão organizados de 1 a 4, respectivamente.....86

Figura 6.16: Resultado de sismogramas para o exemplo 2 – Reservatório Dolomito. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base...89

Figura 6.17: Análise de AVO/AVA para o exemplo 2 – Reservatório Dolomito. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.90

Figura 6.18: *Crossplot Intercept – Gradient* para o exemplo 2 – Reservatório Dolomito. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.90

Figura 6.19: Resultado de sismogramas para o exemplo 7 – Reservatório Dolomito. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base...91

Figura 6.20: Análise de AVO/AVA para o exemplo 7 – Reservatório Dolomito. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.92

Figura 6.21: *Crossplot Intercept – Gradient* para o exemplo 7 – Reservatório Dolomito. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.92

Figura 6.22: Resultado de sismogramas para o exemplo 8 – Reservatório Calcário. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base. ..93

Figura 6.23: Análise de AVO/AVA para o exemplo 8 – Reservatório Calcário. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.94

- Figura 6.24:** *Crossplot Intercept – Gradient* para o exemplo 8 – Reservatório Calcário. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.94
- Figura 6.25:** Resultado de sismogramas para o exemplo 9 - Reservatório Calcário. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base. ..95
- Figura 6.26:** Análise de AVO/AVA para o exemplo 9 – Reservatório Calcário. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.96
- Figura 6.27:** *Crossplot Intercept – Gradient* para o exemplo 9 – Reservatório Calcário. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.96

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Classificação de rochas carbonáticas segundo Folk (1959). Adaptado de Suguio (2003).....	16
Tabela 2.2: Classificação de rochas carbonáticas, segundo a textura deposicional (Dunham, 1962). Adaptado de Suguio (2003).	17
Tabela 2.3: Comparação entre rochas sedimentares carbonáticas e siliciclásticas. Adaptado de Moore (1989).	17
Tabela 3.1: Descrição de classes AVO e correlações com o <i>Intercept</i> ($R(0)$) e o <i>Gradient</i> (G), e o produto AVO esperado. Adaptado de Avseth <i>et al.</i> (2005).	28
Tabela 3.2: Propriedades elásticas de minerais comuns em rochas carbonáticas: densidade, módulo de compressão, módulo de cisalhamento, velocidades P e S. Adaptado de Marion & Jizba (1997).....	38
Tabela 3.3: Relação empírica para velocidades sísmicas ($V_p - V_s$) segundo Castagna <i>et al.</i> (1993).....	38
Tabela 4.1: Coeficientes utilizados para o cálculo da velocidade na água doce, através da equação 4.13.....	45
Tabela 5.1: Proporções para saturação de reservatórios.....	54
Tabela 6.1: Propriedades gerais para as camadas homogêneas do modelo geológico. Na camada 4 deverá ser definido o reservatório carbonático e suas propriedades. A camada 1 corresponde a lâmina d'água, considerando um modelo de campo <i>offshore</i> , portanto não há porosidade. Os valores idealizados são inspirados na descrição do campo de Caravela, Bacia de Santos, para as condições de traçamento (Spadini & Marçal, 2005).....	58

Tabela 6.2: Propriedades petrofísicas para exemplos de rochas carbonáticas. Classificação textural de rochas carbonáticas segundo Dunham (1962): mud = <i>mudstone</i> (Calcário tipo-lamito), wack = <i>wackestone</i> (Calcário tipo-vaque), pack = <i>packstone</i> (Calcário compacto), bound = <i>boundstone</i> (Calcário agregado). Dados obtidos de Adam <i>et al.</i> (2006), Fischer <i>et al.</i> (1997) e Mavko <i>et al.</i> (1998).....	61
Tabela 6.3: Propriedades gerais para fluidos em condições de saturação e propriedades elásticas. Dados obtidos de Da Costa (2005) e Walls <i>et al.</i> (2005).....	62
Tabela 6.4: Parâmetros de aquisição sísmica e geometria de geofones (receptores). Valores utilizados para a computação dos sismogramas em todos os exemplos selecionados. É ideal que os sismogramas estejam computados segundo os mesmos parâmetros a fim de promover comparações pertinentes à técnica sísmica 4D.	88

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

A indústria de exploração e de produção de Petróleo e Gás (E&P) tem como desafio gerenciar reservas de hidrocarbonetos a fim de maximizar o fator de recuperação. Para isso, técnicas para monitoramento e previsão do comportamento do reservatório são empregadas, como a sísmica 4D (*time lapse*).

Segundo Jack (1997), a sísmica 4D pode ser considerada uma ferramenta importante para o monitoramento sísmico do reservatório. Assim, durante o processo de produção, mudanças na saturação de fluidos, pressão de poro, temperatura e porosidade induzem alterações nas propriedades de compressibilidade e densidade do reservatório, que podem ser monitoradas pela sísmica 4D e análise de AVO (*Amplitude Versus Offset*). Através da comparação de dados sísmicos realizados de tempos em tempos é possível acompanhar e analisar o processo de produção de hidrocarbonetos presentes no meio poroso, por processos de recuperação, como injeção de fluidos no reservatório, que causam interferências na litologia, como a formação de fraturas, por exemplo; assim, detectar mudanças no ambiente do reservatório no decorrer do processo produtivo. A sísmica 4D é proveniente da variável tempo; ou seja, consiste em análises de levantamentos sísmicos efetuados em diferentes estágios da vida

produtiva do campo de petróleo, permitindo monitorar a recuperação (Fainstein & Matos, 2004).

De acordo com Lumley *et al.* (1997), a viabilidade de aplicação da sísmica 4D está principalmente associada aos seguintes fatores:

1. As características litológicas e de confinamento do reservatório devem favorecer a ocorrência de mudanças suficientemente grandes em suas propriedades elásticas, para que possam ser detectadas pela sísmica.
2. A qualidade dos dados sísmicos deve ser no mínimo suficiente, em termos de repetibilidade e razão sinal/ruído, a fim de preservar as diferenças temporais do sinal sísmico.

No entanto, para o monitoramento de reservatórios carbonáticos, que segundo Palaz & Marfurt (1997) representam 60% das reservas de hidrocarbonetos mundiais, a primeira condição de Lumley *et al.* (1997) citada, muitas vezes não é atendida. Isso deve-se, como abordado por Wang (1997), ao ambiente deposicional e ao processo de formação do reservatório carbonático, que pode assumir morfologias e porosidades variadas devido a sua natureza diagenética, implicando em características peculiares no armazenamento e migração de hidrocarbonetos. Assim, em rochas carbonáticas, o tipo de poro e porosidade na presença de fluido e a interação entre ambos, são fatores determinantes na assinatura sísmica. O entendimento dessas relações deve ser considerado para o estudo do monitoramento de reservatórios a partir de dados sísmicos.

A sensibilidade sísmica 4D e análise de AVO em estudos de reservatórios siliciclásticos têm obtido grande sucesso em diversas áreas do mundo (Allen & Peddy, 1993; Jack, 1997). Porém, quando se trata de rochas carbonáticas, ainda são poucas as publicações a tratarem os assuntos. A interpretação de reservatórios carbonáticos é ainda uma das fronteiras tecnológicas na exploração de petróleo. Para cada caso de reservatório, a viabilidade da sísmica 4D deve ser estudada, pela interpretação das variações nas amplitudes sísmicas; trabalho não trivial, devido aos processos dinâmicos que alteram as propriedades dos reservatórios, por meio de combinações entre propriedades físicas da rocha e do fluido que compõem o meio, como pressão e temperatura (Palaz & Marfurt, 1997).

A sísmica 4D tem sido utilizada em vários lugares do mundo para monitoramento de reservatórios carbonáticos. No Brasil, por exemplo, nas Bacias de Campos e Santos, trabalhos de sísmica 4D em carbonatos estão em fase inicial, tendo ainda a sensibilidade 4D como tema de investigação. Além disso, segundo Schinelli (2002), aquisições sísmicas sobre uma mesma área para monitoramento de fluidos no reservatório torna a técnica dispendiosa, justificando estudos que permitam a modelagem. Ainda atenta, Schinelli (2002), para os fatores de risco de um levantamento sísmico 4D com relação à discriminação temporal do reservatório a ser monitorado, com relação à resolução sísmica e espessura do reservatório como elementos fundamentais a se considerar.

Este trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia de estudo sobre viabilidade da técnica sísmica 4D em reservatórios de rocha carbonática, baseado em análise de AVO, com uso de modelagem sísmica 1D, simulação de produção e técnicas de inversão. Os estudos serão direcionados a modelos geológicos sintéticos inspirados em reservas Brasileiras.

1.1 Objetivo

Como objetivo principal deste trabalho, pretende-se estudar a viabilidade de uso da sísmica 4D para monitoramento de reservatórios carbonáticos, por meio de análises de AVO.

Pretende-se conceber modelos de reservatórios carbonáticos inspirados aos presentes nas Bacias brasileiras, definir suas características petrofísicas para saturações de fluido, modelar parâmetros elásticos, gerar sismogramas 1D, promover testes e análises de AVO a fim de detectar anomalias causadas por saturação de fluidos, avaliar viabilidade da técnica sísmica 4D.

1.2 Estado da Arte

Conforme publicado em SBGf Boletim (2004), a aplicação da sísmica 4D já apresentou sucessos técnicos e econômicos, apresentando como exemplos

decisões de gerenciamento de reservatórios com base nesta tecnologia, como no Mar do Norte e Golfo do México. No Mar do Norte, áreas remanescentes de óleo foram descobertas através da sísmica 4D, permitindo novas perfurações e melhoria do fator de recuperação nos campos envolvidos. No Golfo do México, a empresa Shell promove projetos de sistemas permanentes de aquisição sísmica, ao invés de repetidas e dispendiosas aquisições, para aplicação da técnica sísmica 4D em águas profundas, como no campo Na Kika. No Brasil, em 2004, a Petrobras anunciou um projeto de levantamento sísmico 4D sobre o complexo Marlim, campos de Marlim, Marlim Sul e Marlim Leste, com cerca de 1500 Km², sendo a primeira utilização para a caracterização de reservatórios de águas profundas na Bacia de Campos.

Segundo entrevista publicada em Conexão Pravap (2006), concedida pela equipe de pesquisadores da Petrobras, responsáveis por estudos de sísmica 4D em Marlim, os resultados da interpretação sísmica 4D começaram a ser utilizados para tomada de decisão na gerência de reservatórios em agosto de 2006. Como resultados, a técnica sísmica 4D permitiu detectar movimentação de fluidos no reservatório, especificamente a frente de injeção de água a fim de deslocar óleo pesado, característico do campo em questão, resultado do processo de recuperação. Com a técnica, perceberam-se também áreas não drenadas, ou seja, onde existe óleo remanescente e também áreas sem óleo (áreas lavadas, onde o óleo foi substituído por água) onde se pretendia perfurar um poço produtor. Assim, foram levantados diversos benefícios técnicos e econômicos. No entanto, cabe ressaltar que para casos de reservatórios diferentes, como carbonáticos ao invés de arenitos turbidíticos, a resposta do sinal sísmico 4D é menor. Também, diversos aspectos para a quantificação de incertezas no ambiente do reservatório ainda devem ser pesquisados, como a capacidade de estimar óleo *in place*. Então, os pesquisadores recomendam estudo de viabilidades da técnica sísmica 4D por meio de simulação sísmica sintética das condições esperadas do reservatório, a fim de controlar e estudar determinadas características e entender as anomalias causadas na resposta sísmica; ou seja, promover correlação da sísmica com as rochas do reservatório. São pretendidas novas aquisições sísmicas em Marlim até 2009 para utilização na técnica sísmica 4D.

A importância de estudos sobre assuntos pertinentes a técnica sísmica 4D são tratados por diversos autores, por exemplo: resposta sísmica em reservatórios carbonáticos (Palaz & Marfurt, 1997; Wang, 1997); uso da técnica sísmica 4D e aplicações em reservatórios carbonáticos (Jack, 1997; Tran *et al.*, 2004); estudos sobre análises de AVO (diversos autores referenciados em Castagna & Backus, 1993) e especificamente para rochas carbonáticas (Li *et al.*, 2003); uso de relações de física de rochas e parâmetros elásticos (Gassmann, 1951; Biot, 1956; Krief *et al.*, 1990; Batzle & Wang, 1992; Mavko & Mukerij, 1995; Mavko *et al.*, 1998; Carcione *et al.*, 2003).

Conforme Lumley *et al.* (1997), a sensibilidade sísmica está relacionada às mudanças suficientemente grandes nas propriedades elásticas da rocha, para a viabilidade do uso da sísmica 4D. Segundo Palaz & Marfurt (1997), a investigação sobre a sensibilidade da resposta sísmica e o aprimoramento de técnicas como a análise de AVO em função das propriedades das rochas carbonáticas, como porosidade e fluido presente, depende das seguintes questões:

- aplicação de AVO em reservatórios carbonáticos tem como obstáculos o entendimento ou a falta de informações sobre as propriedades das rochas carbonáticas;
- necessidade de técnicas específicas de AVO para rochas siliciclásticas e para rochas carbonáticas;
- estabelecer um fluxo de trabalho e metodologias, como associações às propriedades das rochas, criação e calibração de modelos, por meio de informações oriundas de perfilagem de poços e estimativas laboratoriais, com o objetivo de interpretar as condições do reservatório carbonático.

De acordo com Tran *et al.* (2004), análises 4D a partir de dados sísmicos empilhados (corrigidos para a componente temporal *zero-offset*) são muito freqüentes e parâmetros como *time-delay* (atraso no tempo de reflexão de ondas sísmicas), amplitude e impedância são importantes. Devido à variação da porosidade e fácies no reservatório, existe a característica de alta velocidade em

áreas onde a razão de poros é baixa e em áreas de alta porosidade ocorre a característica de baixa velocidade, indicando área de maior permeabilidade.

Li *et al.* (2003) atenta para a dificuldade na interpretação de anomalias de AVO devido à complexidade da litologia. Deve-se interpretar, para cada caso de características geológicas específicas, os diversos tipos de anomalias de AVO. A presença de fluido ou gás nos poros das rochas carbonáticas, também produz anomalias de AVO causando *bright spots* (anomalias de reflexão da onda sísmica) em seção empilhada e variação da amplitude com o *offset*, provendo informações adicionais para a definição do reservatório carbonático. Através da definição de um modelo geológico correto, deverá ser possível avaliar informações, eliminando anomalias sísmicas que são inconsistentes com a interpretação geológica.

De acordo com Jack (1997), a física de rochas (ou petrofísica), a qual estuda as propriedades físicas das rochas, é importante para caracterização e monitoramento do reservatório, porque correlaciona a resposta sísmica às propriedades da rocha. Diferentes reservatórios, como os siliciclásticos e os carbonáticos, possuem um complicado sistema de poros, caracterizados por vugs, moldes, canais e fraturas. Diferentes tipos de poros e porosidade implicam em diferentes compressibilidades que afetam as velocidades das ondas sísmicas diretamente. Logo, a resposta sísmica das rochas carbonáticas possui características distintas às rochas siliciclásticas; isto devido, principalmente, às rochas carbonáticas serem caracterizadas pelo elevado módulo de compressão (K) e módulo de rigidez (μ), resultando em elevado valor de velocidades ou impedâncias P e S. As propriedades dos fluidos presentes nos poros causam mudanças no comportamento sísmico. Ou seja, mineralogia, porosidade, propriedades de fluido em saturação, temperatura e pressão são fatores que influenciam a velocidade das ondas sísmicas, conforme também descrito por Wang (1997).

Segundo Wilson (1997), a porosidade em rochas carbonáticas depende do tipo de ambiente deposicional, fortemente alterado em processos diagenéticos. Durante o processo diagenético, vários são os processos sofridos que determinam a porosidade, porém há uma tendência da rocha carbonática ter sua porosidade reduzida, o que caracteriza altas velocidades das ondas sísmicas. No

entanto, podem ocorrer fraturas em rochas carbonáticas, o que causa o efeito de anisotropia sísmica; ou seja, propagação preferencial de fluidos na direção da fratura, implicando em mudanças nas velocidades das ondas sísmicas, caracterizando áreas de maior permeabilidade.

Considerando influências na resposta sísmica por saturação de fluido, as relações de Gassmann (1951), apesar de limitações impostas, têm sido amplamente utilizadas, e também outras relações como a de Batzle & Wang (1992), que complementam as relações de Gassmann. Diversos pesquisadores apresentam estudos de sensibilidade do modelo de Gassmann às propriedades de porosidade ou saturação, entre eles destacam-se os trabalhos de Han (1992), Mavko & Mukerij (1995), Mavko *et al.* (1998) e Sengupta & Mavko (1999). Outros trabalhos como Carcione *et al.* (2003), baseado em Krief *et al.* (1990), propõem metodologias para obter o módulo de compressão da rocha seca. Com base nesses trabalhos, é possível avaliar os efeitos de influência que as propriedades de porosidade e saturação exercem sobre os parâmetros elásticos (sobretudo, velocidades das ondas P e S, densidade da rocha) e suas inter-relações. A mistura de fases que saturam os poros pode produzir valores distintos para o módulo do fluido, caso a mistura seja homogênea ou heterogênea.

Neste trabalho, serão consideradas situações específicas, como a definição da litologia em camadas horizontais, o meio isotrópico e homogêneo, assim como as saturações são consideradas homogêneas. Para as metodologias utilizadas, serão consideradas situações específicas de saturação e efeitos como pressão, temperatura e salinidade, a fim de analisar a resposta sísmica e promover análise de AVO, levando às conclusões para uso da sísmica 4D.

1.3 Estrutura da Dissertação

A estrutura geral apresenta-se organizada da seguinte forma:

No Capítulo 2 pretende-se discutir características de reservatórios carbonáticos como ambiente de sedimentação, características de porosidade, classificação de rochas, entre outros parâmetros, além de promover correlações aos reservatórios siliciclásticos.

No Capítulo 3 são detalhados conceitos sobre modelagem sísmica, além de tratar as principais características inerentes à análise AVO, promovendo correlações das velocidades sísmicas e atributos em situações de saturação de fluido, necessários na interpretação sísmica 4D.

Serão abordadas, no Capítulo 4, as principais características petrofísicas e influências nas velocidades sísmicas. São discutidas metodologias para a previsão do comportamento das velocidades sísmicas a partir de parâmetros petrofísicos, baseado em relações de Gassmann e Batzle & Wang. Tais relações serão utilizadas para os testes a serem realizados conforme proposição da metodologia de estudo, no Capítulo 5.

No Capítulo 5 tem-se a proposição de uma metodologia de estudo da viabilidade sísmica 4D aplicada a reservatórios carbonáticos.

São feitas análises dos testes e resultados no Capítulo 6, empregando-se a metodologia de estudo proposta no Capítulo 5, a fim de verificar a viabilidade sísmica 4D em reservatórios carbonáticos.

O Capítulo 7 traz as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Reservatórios Carbonáticos

2.1 Introdução

Os reservatórios carbonáticos representam uma considerável parte das reservas mundiais de óleo e gás, exercendo papel importante para a indústria de petróleo, principalmente as rochas carbonáticas formadas por calcários e dolomitas (carbonato de cálcio e de magnésio) (Palaz & Marfurt, 1997). Logo, devido à crescente importância exploratória e necessidades de recuperação de reservas carbonáticas em produção, é preciso entender sua caracterização para fins de previsibilidade, prolongando sua vida produtiva e viabilidade econômica.

Segundo Moore (1989), cerca de 90% dos sedimentos carbonáticos encontrados em ambientes sedimentares modernos são de origem biológica e formados sob condições marinhas. As rochas carbonáticas constituem os maiores campos petrolíferos mundiais, abrangendo uma variada gama de fácies deposicionais e complexo meio poroso. Na costa leste brasileira, destacam-se as reservas carbonáticas albianas (Cretáceo Inferior), presentes nas Bacias de Campos e Santos (Spadini & Marçal, 2005), por exemplo.

Neste capítulo, pretende-se discutir características de reservatórios carbonáticos e propriedades litológicas, além de promover correlações aos siliciclásticos, tipo predominante de reservas brasileiras e amplamente estudadas. Melhor detalhamento poderá ser observado na Tabela 2.3, que apresenta um paralelo entre as principais características das rochas sedimentares carbonáticas e siliciclásticas.

2.2 Formação de Rochas Carbonáticas Versus Siliciclásticas

A formação de rocha sedimentar carbonática é influenciada por processos físicos, dominados por uma variedade de complexos processos biológicos e diagenéticos, que não ocorrem em rochas siliciclásticas. A organização do sedimento em siliciclásticos está relacionada à quantidade e tipo de energia física, como ventos, ondas, direções de correntes e sua intensidade, que influenciam na textura do sedimento no sítio de deposição (Folk, 1968). No entanto, a geração de sedimentos carbonáticos é influenciada pela dinâmica populacional do organismo e suas partículas derivadas, além de particularidades da microestrutura do organismo (Moore, 1989).

2.2.1 Composição granular, ambientes de sedimentação e estratigrafia de seqüência

A composição granular de sedimentos carbonáticos reflete seu ambiente de deposição, devido ao regime de transporte em união aos componentes biológicos do ambiente, como esqueletos remanescentes de organismos marinhos, restos de conchas e carapaças, algas calcárias, secreções de organismos foraminíferos e algas, pelotas fecais, entre outros. Assim, é possível determinar a identidade de organismos com base nos grãos originados, considerado um processo-chave para reconstituição da seqüência estratigráfica de rochas sedimentares carbonáticas (Sugio, 2003). Em contraste, segundo Moore (1989), a composição do grão siliciclástico está relacionada à proveniência

do sedimento em seu ambiente-fonte, processos degradativos e de transporte sofridos, até às condições de deposição, refletindo o cenário tectônico.

Segundo Chaparro (2002), sedimentos carbonáticos possuem taxas de produção e acumulação em sistemas transgressivos e de mar alto, ou seja, quando a plataforma está inundada, ocorre o favorecimento de organismos produtores e acumulação. Quando ocorrem rebaixamentos do nível do mar, geralmente há uma redução expressiva da área produtora e cada tipo de morfologia responderá de forma diferenciada para a acumulação. Por exemplo, Calcário granular (*Grainstone*) e Calcário compacto (*Packstone*) representam fácies originadas de águas rasas, de partículas menores que 20 microns; Calcário tipo-vaque (*Wakestone*) representa fácies originadas de águas relativamente mais profundas, suas partículas são maiores que 20 microns. Conceitos abordados no exemplo citado serão abordados posteriormente e tratados na Tabela 2.2.

2.2.2 Distribuição de sedimentos

De acordo com Moore (1989), a distribuição de sedimentos em reservas carbonáticas é diretamente controlada por parâmetros ambientais favoráveis ao acúmulo de organismos constituídos de carbonato de cálcio, como temperatura, salinidade, substrato e presença de siliciclásticos. Os sedimentos carbonáticos geralmente são depositados próximo à área de origem, constituindo o recife (*reef*). Segundo (Duarte, 1997), a formação do *reef* exige águas limpas, profundidade não superior a 40 m (preferencialmente entre 4 e 10 m), salinidade normal e temperatura acima de 20 °C. No entanto, ocorrem anomalias durante o processo de sedimentação, que permitem a conservação de reservas carbonáticas a grandes profundidades, com excelentes padrões de porosidade, mesmo sob influências de pressão e temperatura.

Em siliciclásticos, a distribuição de sedimentos é controlada por processos físicos que atuam na degradação e transporte, pois são geralmente formados fora do ambiente deposicional. O clima não é um fator limitante, pois não são gerados por microrganismos e sim por processos erosivos. Logo, são encontrados em abundância e a todas as profundidades em diversos ambientes marinhos pelo planeta (Moore, 1989; Suguio, 2003).

2.3 Classificação de Rochas Carbonáticas e Diagênese

Rochas sedimentares, segundo Moore (1989), são normalmente classificadas com base em sua composição mineralógica ou textural. A composição mineralógica implica na origem do material sedimentar refletindo a composição química, enquanto a textural reflete o nível geral de energia presente no sítio de deposição. Todos os processos que modificam os sedimentos após a deposição são conhecidos como diagênese. Os carbonatos são especialmente suscetíveis à diagênese, por serem mais solúveis na água do que muitos minerais. A diagênese pode criar ou destruir a porosidade e geralmente inicia após deposição dos sedimentos. A seguir, serão discutidas as classificações citadas e implicações diagenéticas.

2.3.1 Composição mineralógica e química

Segundo Suguio (2003), as rochas calcárias são formadas a partir do mineral calcita, de composição química carbonato de cálcio (CaCO_3). No entanto, devido à origem do material sedimentar, temos a possibilidade da presença de outros minerais, como a dolomita ($\text{CaMg}[\text{CO}_3]_2$), siderita (FeCO_3), magnesita (MgCO_3) e ankerita ($\text{Ca}[\text{Mg}, \text{Fe}][\text{CO}_3]$). Os minerais calcita e dolomita são mais comuns nas rochas carbonáticas, pois são minerais mais estáveis, compondo os calcários e dolomitos. Além dos minerais citados, pode haver a presença de impurezas, como materiais terrígenos, ou seja, não-carbonáticos (Figura 2.1).

Conforme mostra o diagrama representado na Figura 2.1, as rochas carbonáticas, aquelas que contêm pelo menos 50% de carbonato em sua composição, podem ser classificadas de acordo com a distribuição percentual dos minerais calcita, dolomita e impurezas. Pode-se citar: calcário, calcário dolomítico, calcário impuro, carbonato dolomítico impuro, dolomito, dolomito calcítico, dolomito calcítico impuro (Teixeira *et al.*, 2001).

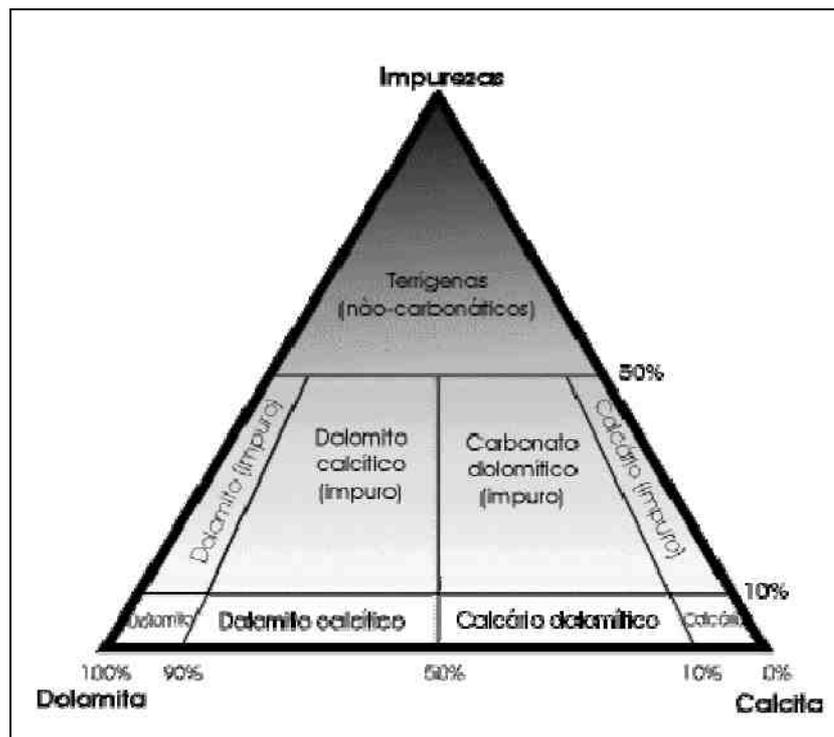


Figura 2.1: Classificação de principais rochas carbonáticas segundo sua composição mineralógica. Rochas carbonáticas contêm pelo menos 50% de carbonato em sua composição, podem ser classificadas de acordo com a distribuição percentual dos minerais calcita, dolomita e impurezas. Adaptado de Teixeira *et al.* (2001).

Este tipo de classificação tem sido utilizado para caracterização geral de reservatórios carbonáticos.

2.3.2 Composição textural e porosidade

São utilizadas duas classificações segundo a textura para carbonatos, propostas por Folk (1959), Tabela 2.1 e Dunham (1962), Tabela 2.2. A textura é dependente de processos diagenéticos, que induzem tipos de porosidade para a rocha carbonática (Moore, 1989). No entanto, segundo Chaparro (2002), a porosidade representa a fração do volume de rocha não ocupada por sólidos, importante para definição de capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos. A porosidade total é o volume vazio conectado ou não, e a porosidade efetiva corresponde ao volume poroso conectado, ou seja, que permite o fluxo de fluidos.

Suguio (1998) traz diversas definições para porosidades, no entanto, para rochas carbonáticas destacam-se:

- interpartículas, porosidade definida pelos espaços entre as partículas sedimentares;
- intrapartículas, porosidade ligada a espaços vazios existentes dentro dos cristais individuais, como por exemplo, em grandes cristais componentes de equinodermes em calcários;
- de fratura, é a porosidade existente entre superfícies fraturadas, medida pela porcentagem de fraturas abertas em relação ao volume total da rocha;
- canal, resultado da dissolução ao longo de fraturas ou alongamento de outros tipos de poros;
- móldica ou moldada, definida pelos espaços vazios formados por remoção seletiva, normalmente por dissolução, de componentes como conchas, oólitos, etc.;
- vugular, é a porosidade formada por bolhas de gás no processo de resfriamento da rocha.

Nas rochas sedimentares, a porosidade formada durante o processo deposicional é denominada porosidade primária, enquanto a porosidade gerada após o processo deposicional, causada por processos geoquímicos como a dissolução de grãos é denominada de porosidade secundária (Suguio, 1998; Chaparro, 2002). É comum nas rochas carbonáticas ocorrer fraturamento, como resposta ao stress gerado em três regimes principais: tectônica, geopressão e formação das cavernas (dissolução), o que pode trazer benefícios para exploração de reservas de hidrocarbonetos (Chaparro, 2002).

Segundo Moore (1989), em carbonatos, o processo de diagênese sofre influências da temperatura e de reações químicas ocorridas no fluido presente nos poros, como ácidos orgânicos dissolvidos, dióxido de carbono (CO_2), gás sulfídrico (H_2S), e outros componentes desprendidos durante mudanças da fase mineral e degradação termal de material orgânico e hidrocarbonetos. Assim, os carbonatos são suscetíveis à dissolução desses sais, gerando uma alta

reatividade química se comparado aos siliciclásticos, o que leva a uma extensiva diagênese precoce dos carbonatos, como o efeito de cimentação marinha no ambiente de deposição, processos diagenéticos que influenciam fortemente a porosidade nos calcários resultantes. Os carbonatos, após soterramento, reagem à pressão mais facilmente que os siliciclásticos, levando a perda de porosidade com a profundidade. Nos siliciclásticos, o efeito das reações químicas em fases instáveis siliciclásticas, como os feldspatos, causa formação de porosidade secundária (Moore, 1989). Porém, podem ocorrer anomalias em reservas carbonáticas quanto à porosidade sob grandes profundidades de soterramento, que conservam bons índices de porosidade; processos físico-químicos que são estudados, para se obter melhor compreensão (Spandini & Marçal, 2005).

Tabela 2.1: Classificação de rochas carbonáticas segundo Folk (1959). Adaptado de Suguio (2003).

		Calcários, calcários parcialmente dolomíticos e dolomitos primários				Dolomitos secundários					
		Aloquímicos > 10%		Aloquímicos < 10%		Bioermas e bióstromas litificadas <i>in situ</i>	Com vestígios de aloquímicos	Sem vestígios de aloquímicos			
		Cimento de calcita espática > lama microcristalina	Lama microcristalina > cimento de calcita espática	Aloquímicos 1 - 10%	Aloquímicos < 1%	Biolitito	Dolomito Secundário				
		Rochas aloquímicas espáticas	Rochas aloquímicas micríticas	Micritos							
Conteúdo volumétrico de aloquímicos	Intraclastos >25%		Intrasparrudito Intrasparito	Intramicrodito Intramicrocito	Microcito com intraclastos	Biolitito	Dolomito com intraclastos	Dolomito biolitítico	Dolomito cristalino		
	Intraclastos < 25%	Oólitos >25%		Oosparrudito Oosparito	Oomicrudito Oomicrito		Microcito oolítico			Dolomito oolítico	
		Oólitos < 25%	Razão pelotas fecais/fósseis >3:1		Biosparrudito Biosparito		Biomicrodito Biomicrocito			Microcito fossilífero	Dolomito biogénico
			3:1 - 1:3		Biopelsparito		Biopelmicrocito			Microcito com pelotas fecais	Dolomito com pelotas fecais
			<1:3		Pelsparito		Pelmicrocito				
		Microcito (dismicrocito = perturbado por tectonismo, escorregamento, etc.) Dolomicrocito (dolomito primário)									

Tabela 2.2: Classificação de rochas carbonáticas, segundo a textura deposicional (Dunham, 1962). Adaptado de Suguio (2003).

Textura deposicional reconhecível					Não-reconhecível
Contém lama			Sem lama e suportada por grãos	Componentes originais soldados entre si	
Suportada pela lama		Suportada por grãos			
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos				
Calcário tipo-lamito (Mudstone)	Calcário tipo-vaque (Wakestone)	Calcário compacto (Packstone)	Calcário granular (Grainstone)	Calcário agregado (Boundstone)	Calcário cristalino (Crystalline carbonate)

Tabela 2.3: Comparação entre rochas sedimentares carbonáticas e siliciclásticas. Adaptado de Moore (1989).

Rochas Sedimentares Carbonáticas	Rochas Sedimentares Siliciclásticas
Mais ocorrem nos trópicos	Clima, profundidade da água não são limitantes
Maioria marinhos	Marinhos ou não-marinhos
Organismos de estrutura ereta	Não há processo análogo
Textura do sedimento controlada pela forma de crescimento e ultra-estrutura dos organismos	Textura dos sedimentos reflete energia hidráulica no ambiente de sedimentação
Composição do grão diretamente reflete o ambiente de deposição	Composição do grão relata a proveniência do sedimento, clima e tectônicas da fonte
Plataformas calcárias frequentemente consistem de numerosas seqüências empilhadas	Plataformas clásticas geralmente não mostram ciclicidade
Plataforma sofre em resposta à evolução previsível do nível do mar devido a taxa de produção de carbonato constante em toda a plataforma	Evolução da plataforma responde ao nível do mar de forma mais complexa por causa do potencial de mudanças na avaliação dos sedimentos devido ao tectonismo e clima na fonte
Freqüentemente cimentado em ambiente marinho	Raramente cimentado em ambiente marinho
Lamas e grãos podem ser formados por precipitação química	Lamas e grãos são formados pela degradação de rochas pré-existentes
Suscetível a distorções no início da diagênese, porosidade difícil de prever	Menos suscetível no início da diagênese, porosidade relacionada ao sistema deposicional do ambiente, previsível
Mais suscetíveis a diagênese por soterramento, porosidades maiores na parte superficial	Menos suscetível a diagênese por soterramento, porosidades relativas até camadas mais profundas

2.4 Conclusões

Foram apresentadas considerações importantes para a caracterização de rochas sedimentares que configuram os reservatórios carbonáticos. A formação de rocha sedimentar carbonática é influenciada por processos físicos e sua composição granular é diretamente controlada por parâmetros ambientais favoráveis ao acúmulo de organismos constituídos de carbonato de cálcio como temperatura, salinidade e substrato, geralmente depositados próximo à área de origem. Tais processos não ocorrem em siliciclásticos, pois para estes a distribuição de sedimentos é controlada por processos físicos que atuam na degradação e transporte, pois são geralmente formados fora do ambiente deposicional e o clima não é um fator limitante.

Foi feito um paralelo entre rochas carbonáticas e siliciclásticas a fim de entender diferenças litológicas e permitir análises de atributos sísmicos às características petrofísicas.

Capítulo 3

Modelagem Sísmica e Análise de AVO: Correlações para Substituição de Fluido

3.1 Introdução

A fim de permitir estudos sobre a sísmica 4D, faz-se necessário o entendimento de propriedades sísmicas relacionadas às rochas carbonáticas e implicações nas amplitudes sísmicas para situações de saturação de fluido.

Segundo Doyle (1995), a técnica AVO tem sido muito usada na exploração sísmica, para encontrar estruturas litológicas potenciais para armazenamento de hidrocarbonetos. No entanto, esta técnica tornou-se ferramenta importante para o monitoramento sísmico de reservatórios pelo 4D, gerando a necessidade, também para os casos de exploração sísmica, de uma distinção mais direta dos efeitos causados por fluidos que saturam as rochas nas seções sísmicas.

Para uso da sísmica 4D, é importante obter o dado sísmico devidamente tratado a fim de interpretar anomalias de AVO, correlacionando-os com informações de perfilagem e análises laboratoriais. Porém, há a necessidade de promover simulações sísmicas a fim de realizar estudos da sísmica 4D; então,

empregam-se meios que permitam a modelagem de sismogramas. Apesar da existência de diversos métodos para modelagem sísmica, o Método *Ray Tracing* foi escolhido, por permitir estudos de subsuperfície estratificada horizontalmente.

Neste capítulo serão abordadas as principais características inerentes à análise AVO, promovendo correlações das velocidades sísmicas e atributos em situações de saturação de fluido, necessários na interpretação sísmica 4D.

3.2 Caracterização das ondas sísmicas P e S

Os tipos de ondas sísmicas geradas por excitação de fonte são (Mavko *et al.*, 1998):

- Primária, dita onda longitudinal ou compressional, representado sua velocidade de propagação por V_p .
- Secundária, conhecida como onda transversal, rotacional ou cisalhante, onde sua velocidade é representada por V_s .

Na Figura 3.2 é possível visualizar de forma esquemática os efeitos sobre a rocha gerados pelas ondas P (compressão) e ondas S (cisalhamento). No entanto, verifica-se que as ondas P propagam-se em qualquer tipo de material, promovendo dilatação e compressão paralelamente ao seu sentido, e possuem geralmente velocidades maiores que as ondas S. As ondas S não se propagam em meio líquido e seu efeito cisalhante se deve ao deslocamento de partículas perpendicularmente a sua propagação (Sherrif & Geldart, 1995).

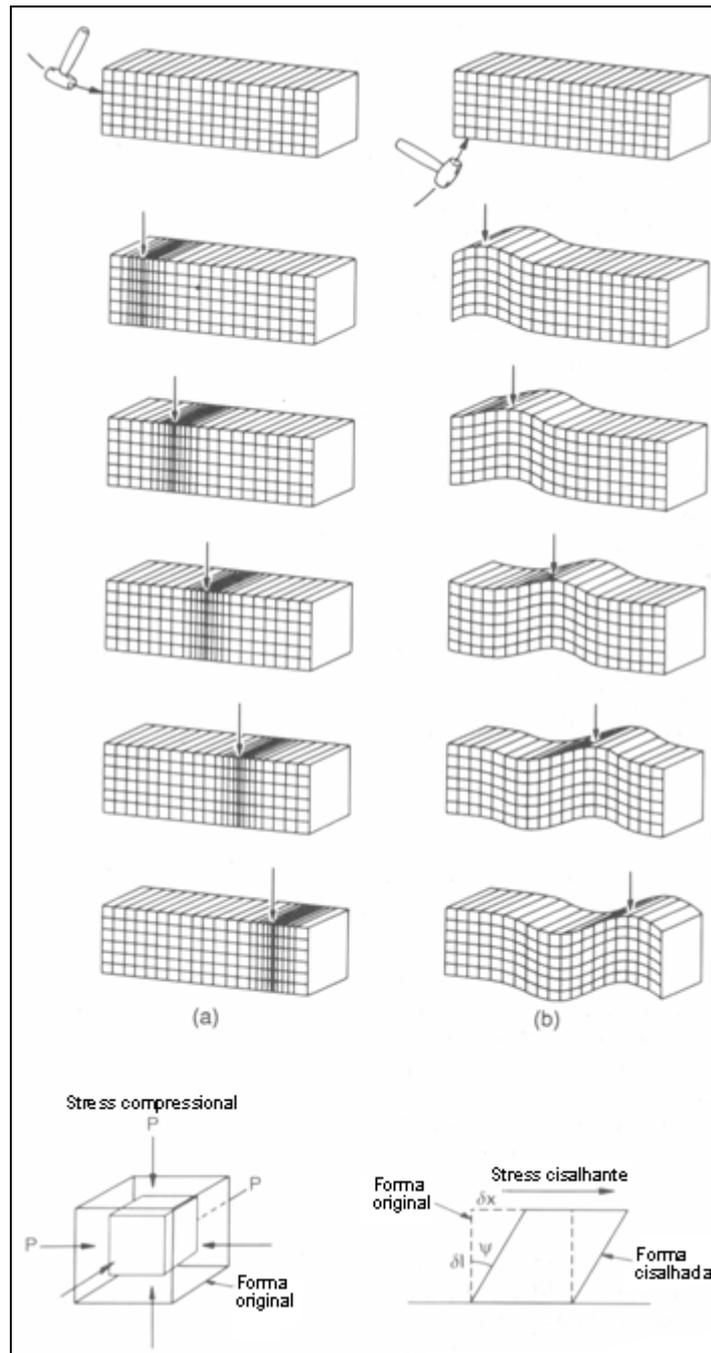


Figura 3.1: Comportamento do material rochoso sob diferentes condições de stress: a) Stress compressional. b) Stress cisalhante. Adaptado de Doyle (1995).

3.2.1 Propagação de ondas sísmicas

Ondas sísmicas P e S planas, ao atingir uma interface, com incidência normal, tem seu comportamento de reflexão em direção contrária ao sentido de propagação, como pode ser observado na Figura 3.2 (Mavko *et al.*, 1998).

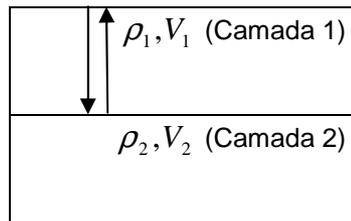


Figura 3.2: Reflexão em situação de incidência normal das ondas sísmicas.
Adaptado de Mavko *et al.* (1998).

Segundo Doyle (1995), em qualquer ângulo diferente da incidência normal, algumas frações da onda-P incidente é parcialmente convertida para onda-S na interface, e os coeficientes de reflexão são dependentes de V_p , V_s e densidade ρ de cada camada (Figura 3.3). Na Figura 3.3, são representadas as reflexões e transmissões geradas pela incidência da onda-P na interface. Tais condições envolvem o particionamento de energia da onda-P incidente (I_p) em onda-P refletida (R_p), onda-S refletida (R_s), onda-P transmitida (T_p) e onda-S transmitida (T_s).

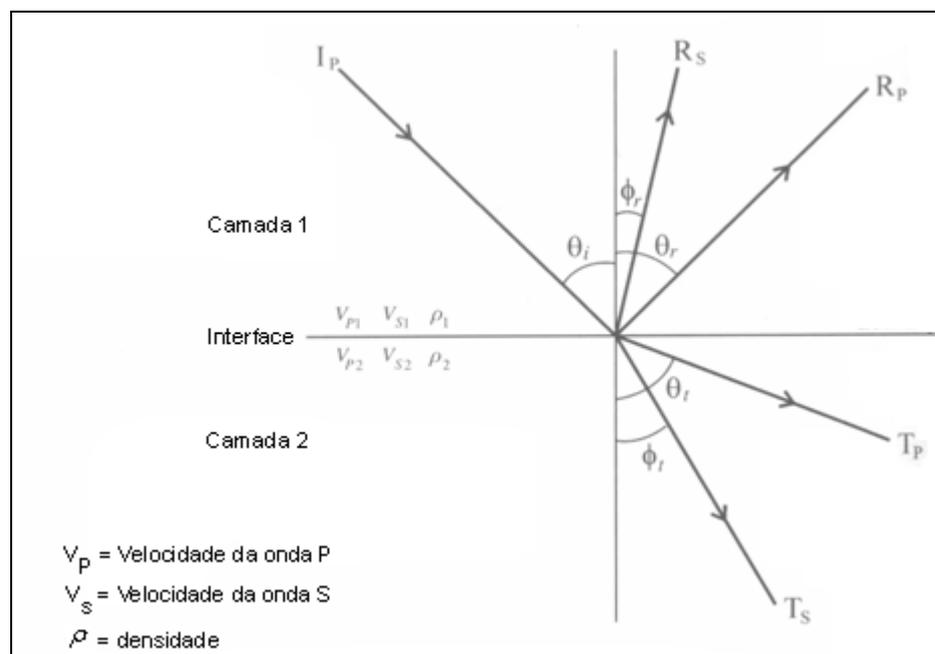


Figura 3.3: Incidência da onda P e decomposição em quatro componentes, na interação com a interface entre camadas. Adaptado de Doyle (1995).

Os ângulos das ondas de incidência, de reflexão e de transmissão na interface são relatados pela Lei de Snell. Quando uma onda atravessa o limite entre duas camadas de litologias diferentes, ou seja, interface, ocorre mudança de direção em relação ao parâmetro de raio p :

$$p = \frac{\sin \theta_i}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_r}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_t}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_r}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_t}{V_{S2}}, \quad (3.1)$$

onde:

p = parâmetro de raio.

V_{P1} = velocidade da onda P na camada 1.

V_{P2} = velocidade da onda P na camada 2.

V_{S1} = velocidade da onda S na camada 1.

V_{S2} = velocidade da onda S na camada 2.

θ_i , θ_r = ângulo da onda P incidente e refletida, respectivamente. Possuem mesmo valor.

ϕ_r = ângulo da onda S refletida.

ϕ_t = ângulo da onda S transmitida.

As amplitudes de cada reflexão podem ser obtidas a partir do ângulo de incidência pelo uso de equações de Zoeppritz. Considerando uma incidência normal, tem-se o coeficiente de reflexão (R_p) na interface, implicando em impedâncias (I) diferentes, para onda P em camada superior e inferior, dado por:

$$R_p = \frac{I_{P2} - I_{P1}}{I_{P2} + I_{P1}}, \quad (3.2)$$

sendo esta relação também válida para onda S. Também tem-se a relação para o coeficiente de transmissão para onda de incidência normal P (T_p), dado por:

$$T_p = 1 - R_p. \quad (3.3)$$

A variação dos coeficientes de reflexão e transmissão com o ângulo de incidência e correspondência com o aumento do *offset* é referenciado como refletividade dependente de *offset*, sendo a base fundamental para análise de AVO (Castagna & Backus, 1993), a ser tratado em seção posterior.

3.3 O Método *Ray Tracing* para camadas homogêneas

Segundo Margrave (2001), o método *Ray Tracing* é utilizado para a visualização da propagação de energia acústica, baseado em geometria da propagação de ondas acústicas. Assim, o método é baseado no traçado do raio em função da profundidade, permitindo modelagem sísmica 1D, considerando um meio elástico estratificado horizontalmente e homogêneo. Então, obtém-se a velocidade da onda sísmica associada à frente de onda do raio que incide em cada camada, conforme a Lei de Snell e conceitos de propagação da onda sísmica, abordados anteriormente, na seção 3.2. Logo, o parâmetro do raio é função da variação da velocidade e ângulo de incidência em profundidade, representado por $v(z)$, apresentado na Figura 3.4. Pode-se reescrever a equação 3.1 para um raio particular:

$$p \equiv \frac{\sin(\theta(z))}{v(z)}. \quad (3.4)$$

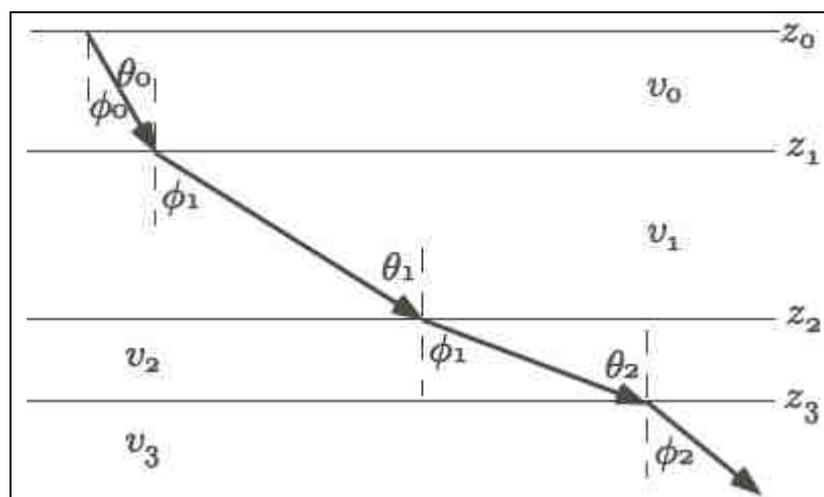


Figura 3.4: Representação das velocidades nas camadas homogêneas estratificadas, pela propagação do raio em função da profundidade: $v(z)$ (Margrave, 2001).

Adota-se a Lei de Snell para cálculo de velocidades de ondas P e S, a partir de obtenção dos ângulos de incidência e de transmissão. O tempo de trânsito para a propagação da onda pode ser obtido pela equação de Eikonel, conforme mostra Margrave (2001). Resumindo, o uso do método para elaboração de sismogramas para posterior análise de AVO segue basicamente os passos:

1. Geometria: montagem da geometria de receptores, segundo parâmetros de aquisição, conforme Figura 3.5.
2. Computação de ângulos: cálculo de ângulos de reflexão para ondas PP e PSV.
3. Computação de amplitudes: Uso de Equações de Zoeppritz.
4. Conversão de modelo 1D, profundidade para tempo.
5. Convolução: computação da *wavelet* em função da refletividade amostrada, no domínio do tempo.

Para o processamento de sismogramas, devem ser aplicadas correções em seção empilhada, onde os eventos de reflexão sísmica para tempo zero (*zero-offset*) devem ser migrados para sua posição verdadeira, e uso de filtros que incrementem a razão sinal-ruído. Outras metodologias de processamento sísmico para análise de AVO podem ser obtidas em Castagna & Backus (1993). Na seção 3.4 estão as principais considerações sobre a análise AVO, necessários a este trabalho.

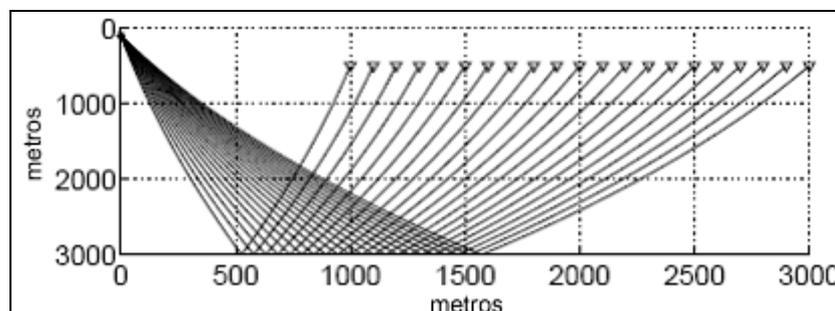


Figura 3.5: Geometria de receptores, para uso de *common-shot gather*, ou seja, fonte de tiro comum em *Ray Tracing* (Margrave, 2001).

Como resultado, deseja-se obter seções CDP (*Common Depth Point*) empilhadas a partir de ondas P e S, para as componentes PP e PSV.

3.4 Análise de AVO (*Amplitude Versus Offset*)

Análises de *crossplot* AVO, segundo Avseth *et al.* (2005), aliado a *crossplot* Intercept ($R(0)$) – Gradient (G), ajudam no processamento de dados de AVO, permitindo análise de impedâncias sísmicas e promover entendimento das propriedades da rocha. Assim, foram realizados estudos por diversos autores como Rutherford & Williams (1989), Castagna & Smith (1994) e Ross & Kinman (1995), a fim de estabelecer padrões de comportamento para as amplitudes sísmicas para determinados tipos de rochas, permitindo previsibilidade através de técnicas sísmicas. Assim, foram definidas as chamadas classes de AVO. Os autores citados sugerem a identificação nos sismogramas devidamente corrigidos (conforme abordado nas seções 3.2 e 3.3) das amplitudes registradas pelos receptores, em tempo ou profundidade correspondente a interface entre camadas de rochas com o *offset*, em geral onde está situado o reservatório, a fim de classificá-los e interpretar sua geologia (Figura 3.6).

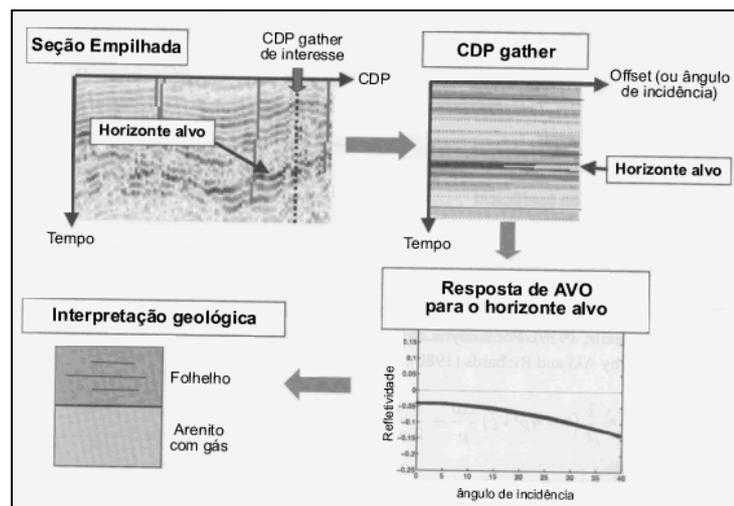


Figura 3.6: Ciclo geral para uso de análise AVO, para avaliação da variação de amplitudes de reflexão com o *offset* ou ângulo de incidência, registrados pela sísmica segundo o horizonte selecionado, identificado a interface com o reservatório, permitindo interpretação geológica. Adaptado de Avseth *et al.*(2005).

Com base nas equações de Zoeppritz (1919) para cálculo do coeficiente de reflexão com o ângulo de incidência $R(\theta)$ e equações de Aki & Richards (1980), Shuey (1985) propõe as seguintes relações:

$$R(\theta) \approx R(0) + G \operatorname{sen}^2 \theta + F(\tan^2 \theta - \operatorname{sen}^2 \theta), \quad (3.5)$$

$$F = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P} \quad (3.6)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right), \quad (3.7)$$

$$G = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P} - 2 \frac{V_S^2}{V_P^2} \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} + 2 \frac{\Delta V_S}{V_S} \right), \quad (3.8)$$

ou

$$G = R(0) - \frac{\Delta \rho}{\rho} \left(\frac{1}{2} + \frac{2V_S^2}{V_P^2} \right) - \frac{4V_S^2}{V_P^2} \frac{\Delta V_S}{V_S}, \quad (3.9)$$

onde ΔV_P , ΔV_S , $\Delta \rho$ são computados pela diferença entre as camadas inferior e superior que caracterizam a interface de reflexão. V_P , V_S e ρ são computados a partir da média aritmética entre as camadas. Parâmetros são evidenciados na Figura 3.3. $R(0)$ é o coeficiente de reflexão de normal incidência ou *zero-offset*; ou seja, ângulo $\theta = 0^\circ$, sendo controlado pelo contraste na impedância acústica que atravessa a interface, para a velocidade P e densidade. G é o gradiente (*Gradient*), expressado em função do contraste causado pelas velocidades P e S e densidade, definido nas formas de equações apresentadas em 3.7 e 3.8.

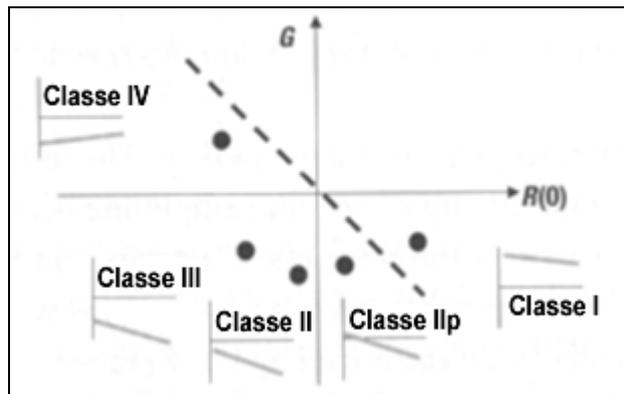


Figura 3.7: *Crossplot Intercept-Gradient* e correlação com classes de AVO. Classes de AVO definidas para areias com gás por Rutherford & Williams (1989), são I, II e III, Castagna & Smith (1994) adiciona a classe IV e Ross & Kinman (1995) a classe IIp. Adaptado de Avseth *et al.* (2005).

Tabela 3.1: Descrição de classes AVO e correlações com o *Intercept* ($R(0)$) e o *Gradient* (G), e o produto AVO esperado. Adaptado de Avseth *et al.* (2005).

Classe	Impedância relativa	Quadrante	$R(0)$	G	Produto AVO
I	Alta impedância em areia	4º	+	-	Negativo
II	Nenhum ou baixo contraste	4º	-	-	Negativo
IIp		3º	+	-	Negativo
III	Baixa impedância	3º	-	-	Positivo
IV	Baixa impedância	2º	-	+	Negativo

Com base na Figura 3.7 e Tabela 3.1, Avseth *et al.* (2005) cita as seguintes considerações sobre as classes de AVO:

- Classe I: representa areias relativamente rígidas com hidrocarbonetos.
- Classe II: difícil visualização em dados sísmicos, e representa areias com hidrocarbonetos. A classe IIp associa-se à mesma litologia, porém observa-se na sísmica mudança de polaridade com o *offset*, devido ao *Intercept* positivo e *Gradient* negativo.
- Classe III: conhecida como anomalia clássica, com *Intercept* e *Gradient* negativos. Representa areias relativamente maleáveis com alta

sensibilidade ao fluido, permitindo amplos estudos e de mais fácil detecção em dados sísmicos.

- Classe IV: São relativamente raros e ocorrem quando areias maleáveis saturadas com gás são trapeadas por rochas mais duras como o folhelho. Dificil detecção de fluidos.

Para as rochas carbonáticas, faz-se necessário entender os casos de anomalias e julgá-los em classes de AVO. No entanto, carbonatos podem ter comportamentos bem variados nos perfis de velocidades P e S, e densidade, conforme Eberli & Baechle (2003), comportando-se como areias, ou folhelhos por exemplo.

3.5 Sísmica 4D (*time-lapse*)

Conforme abordado no capítulo introdutório, a sísmica 4D é utilizada para o monitoramento do reservatório a fim de observar mudanças em dados sísmicos, no decorrer do tempo produtivo, causada pela substituição do fluido saturante. Para isso, são feitos estudos a fim de correlacionar propriedades de rocha e a reflexão sísmica (*zero-offset*), relatando o coeficiente de reflexão para mudanças de impedância acústica na interface entre camadas, conforme apresentado na seção 3.2. A seguir serão discutidos os principais fatores para a aplicação da sísmica 4D.

3.5.1 Princípios e Correlações Petrofísicas para Saturação de Fluidos

Segundo Royle & Lines (2003), dados de reflexão sísmica estão diretamente associados com as propriedades de rochas de subsuperfície. Assim, pode-se correlacionar parâmetros elásticos às características petrofísicas por meio de inversão. Os parâmetros λ , μ e ρ representam incompressibilidade (constante de Lamé), rigidez (módulo de cisalhamento) e densidade, respectivamente, servindo para a identificação de zonas do reservatório. Isto

porque a compressibilidade de uma rocha particular pode ser muito sensível ao conteúdo de fluido no poro. Além disso, variações litológicas tendem a melhor caracterização pelas mudanças fundamentais na rigidez, incompressibilidade, e densidade que causam mudanças nas velocidades das ondas P e S.

Para entender o comportamento geral de rochas à propagação de ondas sísmicas, a Figura 3.8-A representa esquematicamente a matriz da rocha sem efeito de stress; a rocha estará em condição de máximo espaço poroso entre os grãos. Quando uma compressão (stress hidrostático ou compressional) é aplicada à rocha, como mostra a Figura 3.8-B, ocorre deformação compressional dos grãos e conseqüente decremento do espaço poroso. Se um fluido como óleo ou água é introduzido no espaço poroso, este causará uma resistência à compressão pelo aumento de pressão entre os grãos, produzindo uma maior incompressibilidade na rocha.

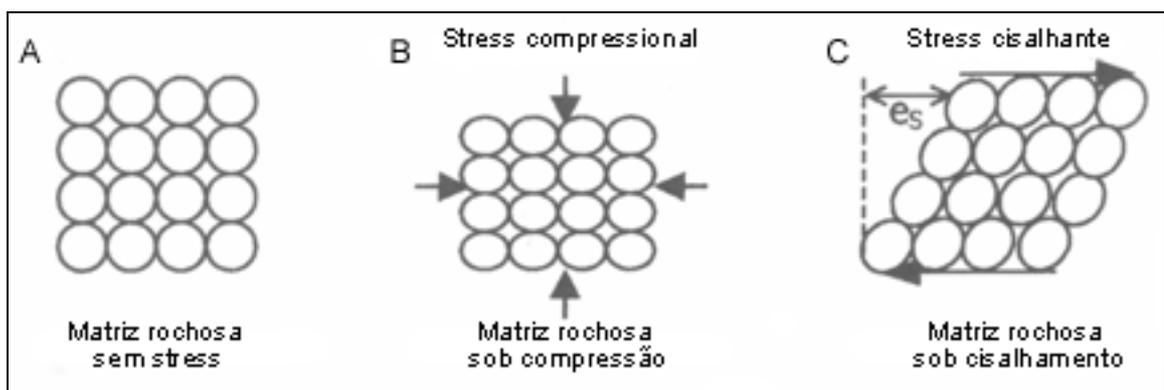


Figura 3.8: Comparação dos efeitos de diferentes estados de stress da matriz rochosa. A) Matriz rochosa sem efeito de stress. B) Matriz rochosa sob efeito de stress compressional. C) Matriz rochosa sob efeito de stress cisalhante. Adaptado de Royle & Lines (2003).

A introdução de fluidos no espaço poroso geralmente causa alterações na incompressibilidade da rocha. Assim, o gás, por exemplo, causará baixa incompressibilidade na rocha saturada. Rochas que contenham altos valores de incompressibilidade podem tornar o uso do método mais difícil para previsão de fluidos nos poros (Royle & Lines, 2003).

A Figura 3.8-C representa a matriz rochosa sob influência de stress cisalhante e o comportamento dos grãos, que deslizam de um lado para o outro. O volume de espaço poroso continua praticamente inalterado durante o stress cisalhante, independente do tipo de fluido em saturação. No entanto, a rigidez, como medida de resistência da rocha durante o stress cisalhante, tende a ser melhor para a caracterização da litologia do que fluidos nos poros. Folhelhos são mais suscetíveis ao cisalhamento que arenitos por causa da orientação dos grãos. Logo, eles devem exibir baixos valores de rigidez. Carbonatos, por causa de sua estrutura mais rígida, são resistentes ao cisalhamento e possuem altos valores de rigidez (Royle & Lines, 2003).

Os módulos elásticos da rocha são relacionados às equações sísmicas de velocidades, abordados no Capítulo 4, equações 4.1 e 4.2, e detalhamentos no Anexo A, equações A.4 e A.5. No entanto, tem-se:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + (4/3)\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}, \quad (3.10)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}. \quad (3.11)$$

Outra importante relação é a Impedância Acústica (I), anteriormente discutida na seção 3.2, dada por:

$$I_p = V_p \cdot \rho \text{ e } I_s = V_s \cdot \rho, \quad (3.12)$$

que é o produto da velocidade pela densidade, para as ondas sísmicas P e S (Mavko *et al.*, 1998).

A reflexão e propagação de ondas sísmicas são relatadas na seção 3.2; no entanto, cabe ressaltar que diversos pesquisadores têm descrito metodologias baseadas nas equações de Zoeppritz, que promove relação entre os coeficientes de reflexão e transmissão em função do ângulo de incidência. Mais detalhes podem ser encontrados em Mavko *et al.* (1998) – seção 3.4. Uma melhor compreensão sobre inversão sísmica e análise AVO pode ser obtida em Castagna & Backus (1993).

Importantes propriedades de rocha estão relacionadas à razão das velocidades P e S, chamada de razão de Poisson (σ), ou seja, é a medida da expansão lateral relativa (stress compressional) à contração longitudinal (stress cisalhante). Os materiais geralmente possuem razão de Poisson entre 0 - 0,5. Materiais como fluidos, possuem módulo de cisalhamento igual a 0 que corresponde a razão V_p/V_s de 1,41. A razão de Poisson igual a 0,5 para V_p/V_s tendendo ao infinito (Castagna *et al.*, 1993). Valores para a razão de Poisson são determinados através de estudos laboratoriais a partir das velocidades das ondas P e S. Assim, para um material elástico e isotrópico, conhecidas as velocidades, tem-se:

$$\sigma = \frac{0,5(V_p/V_s)^2 - 1}{(V_p/V_s)^2 - 1}. \quad (3.13)$$

A partir de relações que correlacionem as velocidades sísmicas com as propriedades das rochas, como as citadas neste capítulo e nos anteriores, é possível estimar porosidade e propriedades de fluidos. Assim, segundo Takahashi (2000) e Li *et al.* (2003), vários aspectos-chave na física de rochas são extremamente relevantes para a análise de variação de amplitude com *offset* (AVO). Por exemplo, combinações de $V_p - V_s$ e atributos de AVO ajudam a prever fluidos nos poros e outras propriedades da rocha. Razão V_p/V_s é esperada ser um bom indicador de gás livre no espaço poroso, pois quando é submetido à onda P, sua velocidade decai significativamente, e a onda S sofre leve aumento, ocorrendo decréscimo da densidade ρ da rocha. A investigação de parâmetros dos modelos de física de rochas provê entendimento físico da dependência dos atributos sísmicos às mudanças das propriedades da rocha.

Para fins de apreciação, são apresentados na Figura 3.9 os efeitos básicos da velocidade sísmica e seus parâmetros por meio de *crossplots*; ou seja, representações por meio de gráficos 2D entre dois parâmetros específicos, velocidade sísmica V em relação às propriedades das rochas. É importante saber o comportamento normal das velocidades sísmicas para a identificação das anomalias (situações que a velocidade sísmica tem comportamento anormal ao esperado) e entender suas causas em reservatórios de rochas carbonáticas.

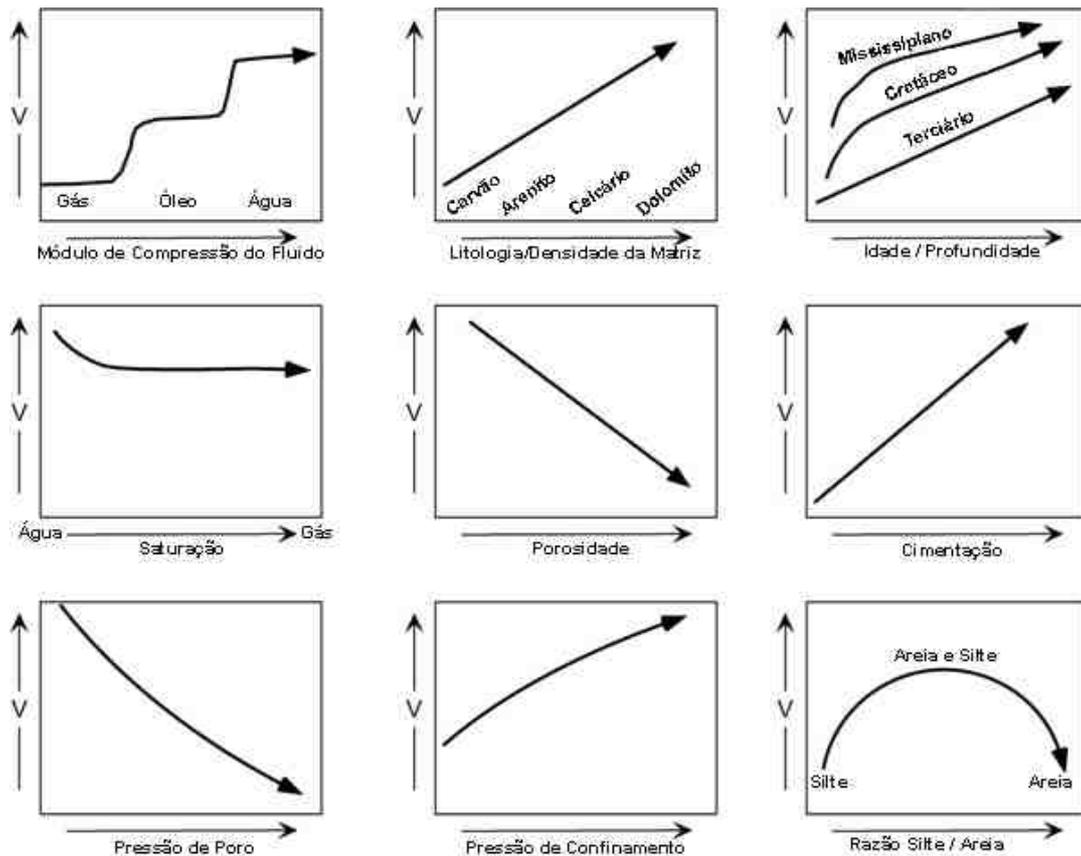


Figura 3.9: Esquema de efeitos das propriedades da rocha na velocidade sísmica. Adaptado de Takahashi (2000).

Os trabalhos de Takahashi (2000) e Li *et al.* (2003) sugerem a análise dos seguintes *crossplots* para detecção de fluidos: $V_p - V_s$, $I_p - I_s$, $I_p - V_p/V_s$, $I_s - V_p/V_s$, $\mu - \lambda$, $\mu\rho - \lambda\rho$.

A fim de promover melhor entendimento das relações entre os módulos de compressão e de cisalhamento em relação às propriedades da rocha, como a porosidade, foram estabelecidos alguns modelos, como Hashin-Shtrikman, permitindo entendimento dos efeitos nos módulos de compressão e cisalhamento, que implicam diretamente no comportamento das velocidades sísmicas em relação ao estado da matriz rochosa (Takahashi, 2000). É apresentado na Figura 3.10, o módulo de compressão e o módulo de cisalhamento de acordo com os limites de Hashin-Shtrikman, considerado em diversos estudos ter melhor definição da variação de limites mesmo sem especificar a geometria dos constituintes da matriz rochosa (Mavko *et al.*, 1998). Os limites de Hashin-Shtrikman são definidos segundo as fórmulas tratadas no Anexo A.

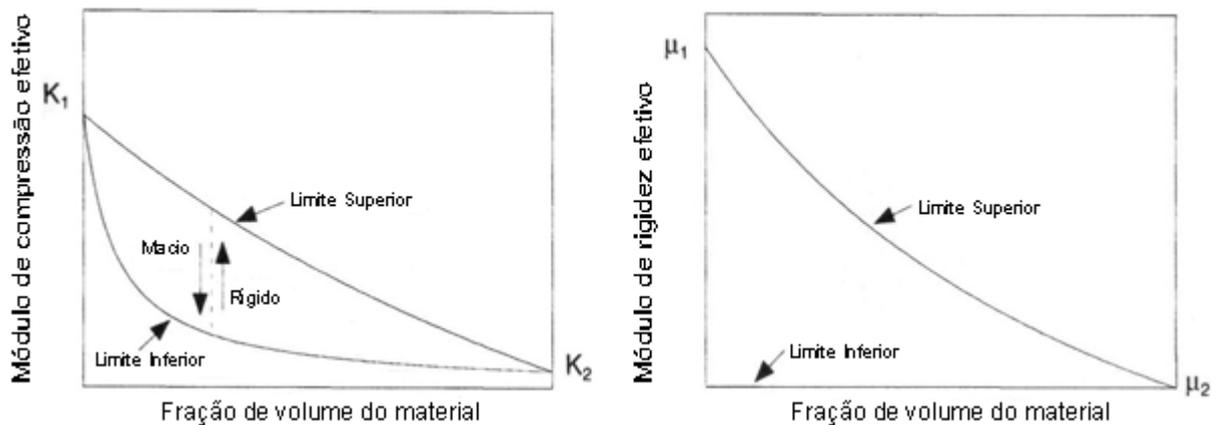


Figura 3.10: Representação esquemática dos limites superior e inferior dos módulos elásticos de compressão e rigidez (Limites Hashin-Strikman). Adaptado de Mavko *et al.* (1998).

Considerando a Figura 3.11, as frações do volume de constituintes para o módulo efetivo devem estar dentro dos limites estabelecidos. Sabe-se que formas de poros rígidos (mais densos) causam valores mais altos dentro do limite admissível. Já formas de poros leves (menos densos) causam valores mais baixos (Mavko *et al.*, 1998).

Os efeitos físicos de rochas (variações de fluido, pressão, textura e diagênese) são esquematicamente sumarizados na Figura 3.11. De acordo com o modelo de porosidade crítica (Nur *et al.*, 1991; Nur *et al.*, 1995; Nur *et al.*, 1998), as rochas possuem porosidade (ϕ) menores que a porosidade crítica (ϕ_c). A relação mostra uma tendência linear entre o ponto de porosidade crítica e o ponto mineral, sob controle da diagênese causando aumento do módulo de compressão (K) com a diminuição de ϕ . Em contraste, a relação pode aproximar-se do limite inferior, onde o controle de ϕ se dá pela variação textural. A pressão efetiva causa aumento de K com um pequeno decremento de ϕ . O fluido nos poros somente influencia o K sem alguma mudança em ϕ (Takahashi, 2000).

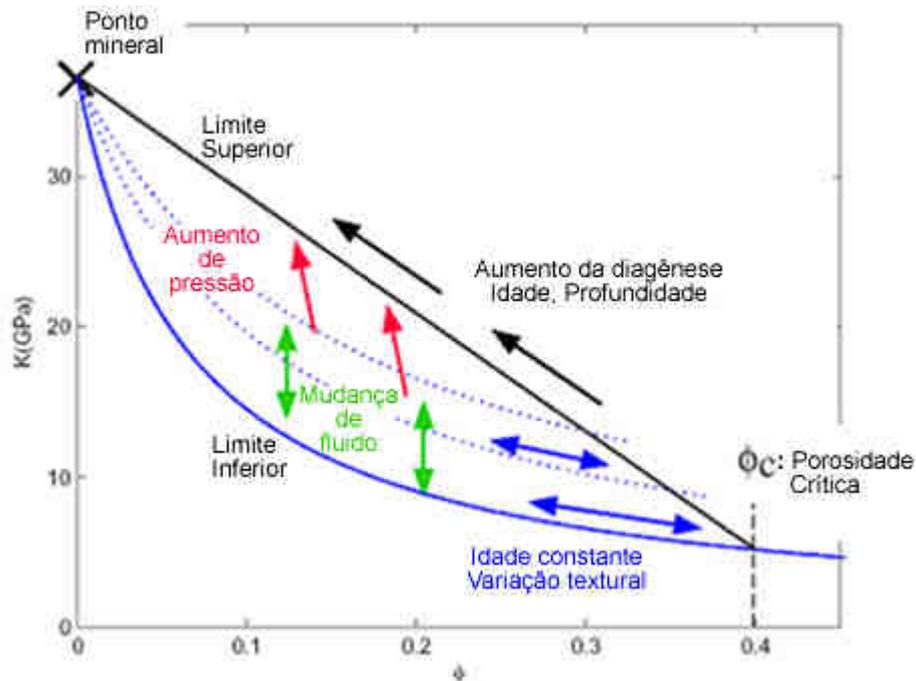


Figura 3.11: Limites Hashin-Strikman - comportamento elástico das rochas segundo as propriedades: i) Aumento de Pressão (setas vermelhas); ii) Mudança de fluido (setas verdes); iii) Diagênese (setas pretas); iv) Textura (setas azuis). Adaptado de Takahashi (2000).

O conteúdo de argila disseminada na rocha deve ser considerado pois causa mudanças em V_p devido à alterações no volume da rocha, principalmente quando saturada por água (Takahashi, 2000). No entanto, para estudos em carbonatos não será considerada. Assim, faz-se necessário o entendimento de propriedades elásticas e petrofísicas para rochas carbonáticas, discutidos na seção 3.5.2.

3.5.2 Comportamento de propriedades sísmicas em rochas carbonáticas

Wang (1997), Anselmetti & Eberli (1997) e Marion & Jizba (1997) são alguns trabalhos realizados sobre propriedades sísmicas de rochas carbonáticas, que por meio de testes laboratoriais em testemunhos, analisaram o comportamento dos principais parâmetros elásticos, como velocidades sísmicas P e S. Conclui-se que as propriedades sísmicas das rochas carbonáticas são

afetadas principalmente por parâmetros como tipo de porosidade e fluido em saturação. Conceitos sobre porosidade em carbonatos são abordados no Capítulo 2. No entanto, Wang (1997) sugere forte potencial da sísmica em carbonatos para a detecção de porosidade, fratura e monitoramento de fluidos em saturação. Assim, a Figura 3.10 representa o comportamento das velocidades sísmicas em função da pressão efetiva ou pressão diferencial (resultado da pressão de confinamento menos pressão de poro) para carbonatos de diversos tipos porosos.

Na Figura 3.12, observa-se o aumento das velocidades sísmicas em resposta ao aumento de pressão. Para os casos de menor porosidade, foram registrados maiores valores de velocidades (Wang, 1997). Logo, tais parâmetros refletem a compressibilidade e a rigidez da rocha em resposta à propagação de ondas sísmicas (Royle & Lines, 2003).

Considerando os minerais comumente encontrados em rochas carbonáticas, segundo Marion & Jizba (1997), calcita, dolomita e aragonita, possuem ampla variação de propriedades elásticas e densidade, conforme ilustrado na Tabela 3.2.

Eberli & Baechle (2003), sintetizaram importantes considerações para as velocidades sísmicas em carbonatos. Destacam-se:

- Em relação à mineralogia, carbonatos puros possuem uma ampla variação das velocidades sísmicas, estando V_p entre 1700 e 6600 m/s, e V_s entre 600 e 3500 m/s.
- Porosidade está diretamente ligada ao perfil de velocidades, logo a grande diversidade de porosidade implica na ampla variação do perfil de velocidades. Variação da porosidade geralmente é controlada pela diagênese.

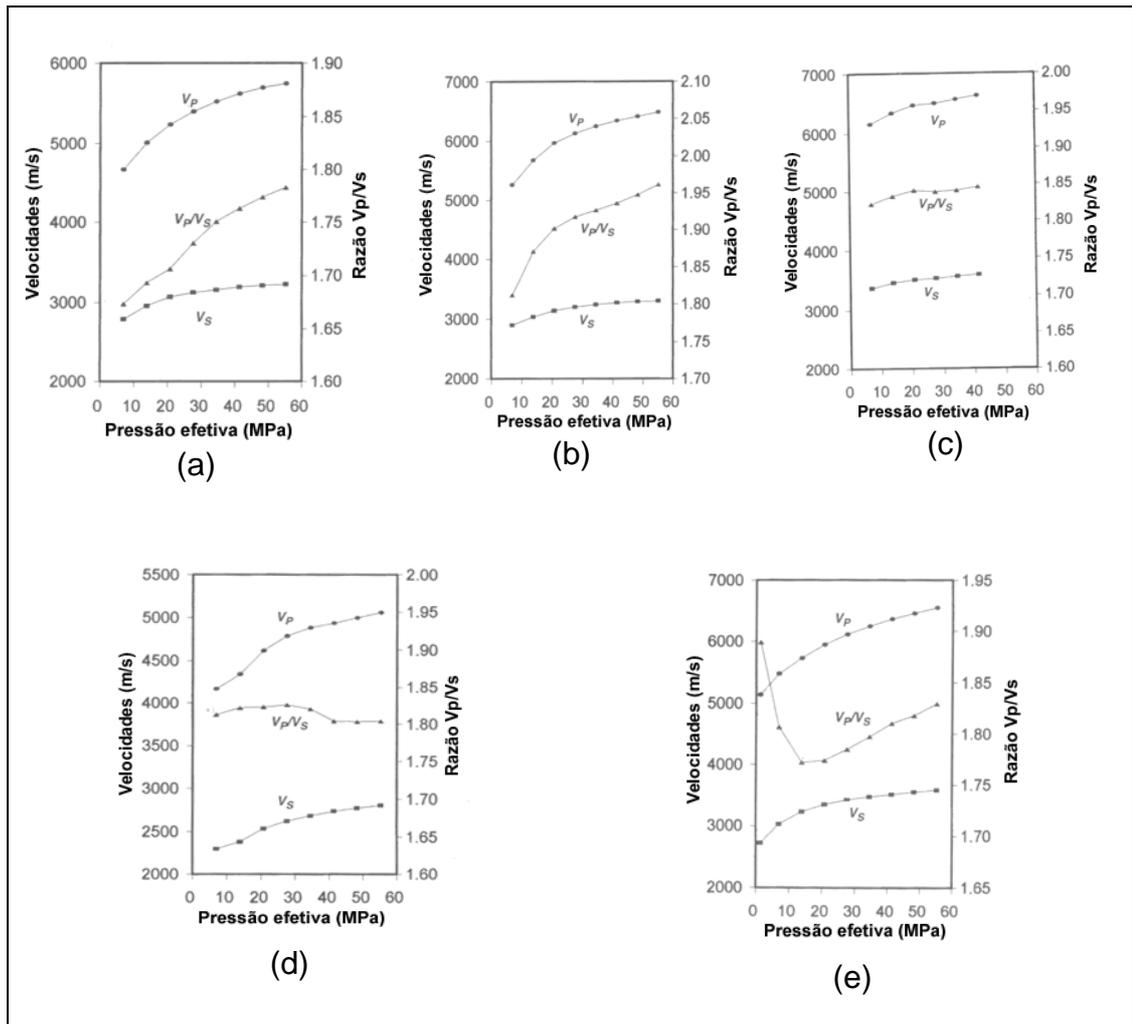


Figura 3.12: Perfil de Velocidades em testemunhos de rocha carbonática. (a) Dolomito com porosidade interpartículas (10,8%). (b) Dolomito com porosidade móldica e intrapartículas (15,5%). (c) Dolomito com porosidade vugular (7,9%). (d) Dolomito com porosidade vugular, conectados pela presença de canais (14,1%). (e) Dolomito com porosidades de fraturas (3,1%). Adaptado de Wang (1997).

Castagna *et al.* (1993) estabeleceram as relações empíricas para as velocidades P e S com base em estudos laboratoriais para alguns tipos de rochas, entre elas o Calcário e o Dolomito, como rochas carbonáticas, conforme a Tabela 3.3. Tais relações servem para análises de *crossplots* aplicados à análise de AVO, servindo para a caracterização de litologias de acordo com o perfil de velocidades apresentado.

Tabela 3.2: Propriedades elásticas de minerais comuns em rochas carbonáticas: densidade, módulo de compressão, módulo de cisalhamento, velocidades P e S.

Adaptado de Marion & Jizba (1997).

Mineral	ρ_0 (g/cm ³)	K_0 (GPa)	μ_0 (GPa)	V_P / V_S	V_P (km/s)	V_S (km/s)
Calcita	2,71	70	29	1,94	6,34	3,27
Calcita	2,71	77	32	1,93	6,64	3,44
Dolomita	2,88	69	52	1,64	6,93	4,23
Aragonita	2,92	45	39	2,05	5,75	3,65

Tabela 3.3: Relação empírica para velocidades sísmicas ($V_P - V_S$) segundo

Castagna *et al.* (1993).

Litologia	Relação Empírica $V_P - V_S$ (km/s)
Arenito	$V_S = 0,80416V_P - 0,85588$
Calcário	$V_S = -0,05508V_P^2 + 1,01677V_P - 1,03049$
Dolomito	$V_S = 0,58321V_P - 0,07775$
Folhelho	$V_S = 0,76969V_P - 0,86735$

3.6 Conclusões

Para promover estudos de sísmica 4D, nem sempre tem-se disponível dados sísmicos que permitam aplicação da metodologia. Logo, a síntese de sismogramas torna-se uma alternativa importante, pois permite a criação de um ambiente de variáveis controladas para correlações de parâmetros elásticos aos petrofísicos. É importante promover correlação entre as propriedades petrofísicas e sísmicas, a fim de promover a sísmica 4D e aplicação em reservatórios carbonáticos.

Os conceitos debatidos neste capítulo servirão para a proposição metodológica de trabalho em carbonatos a ser abordado no Capítulo 5. No próximo capítulo (Capítulo 4), serão discutidos conceitos de física de rochas e substituição de fluidos.

Capítulo 4

Física de Rochas: Estimativas de Velocidades Sísmicas sob Condições de Substituição de Fluido

4.1 Introdução

Segundo Castagna *et al.* (1993), a variação de amplitude sísmica da reflexão com o *offset* é dependente de parâmetros intrínsecos da rocha, como as velocidades sísmicas, densidade, anisotropia, e atenuação. Então, há necessidade de inter-relações entre os parâmetros sísmicos e propriedades da rocha, como porosidade e fluidos em saturação. Assim, é possível através de análises de AVO (*Amplitude versus Offset*) realizar estudo quantitativo sobre as propriedades das rochas.

Para a modelagem sísmica 4D, serão necessários modelos de física de rochas que permitam avaliar sinteticamente as velocidades das ondas sísmicas P e S, e densidade, sob influência de condições petrofísicas, para saturação de fluidos, pressão e temperatura. Assim, será possível a modelagem de sismogramas para casos de reservatórios carbonáticos em situações de saturação de fluidos.

Neste capítulo, serão abordadas as principais características petrofísicas e influências nas velocidades sísmicas. Conforme relações para a previsão do comportamento das velocidades sísmicas a partir de parâmetros petrofísicos, em situações de substituição de fluido, amplamente utilizadas como Gassmann (1951) e Batzle & Wang (1992). Pesquisadores famosos como Wang (2000), recomendam o uso das relações de Gassmann pelos conceitos físicos claros e usos em mais de 50 anos desde a publicação e sucessos alcançados, também em situações de rochas carbonáticas. Os pesquisadores Batzle & Wang (1992) desenvolveram relações que complementam as relações de Gassmann (1951), para estimativas de saturação de fluidos. As relações citadas serão importantes para os estudos realizados neste trabalho.

4.2 Metodologias para determinação de Velocidades Sísmicas

Geralmente, diferentes fluidos em saturação implicam em mudanças nas características das ondas sísmicas. Por isso, serão estudados os comportamentos da onda compressional P e onda cisalhante S em relação às densidades, em reservatórios de rochas carbonáticas. Quando ocorre passagem da onda sísmica, ocorre mudança no volume-poroso (Doyle, 1995):

- pela onda P, causando aumento de pressão no poro com fluido. Logo, o aumento de pressão causa aumento do módulo de compressão ou de *bulk*, representado por K_{Sat} ;
- pela onda S, que não produz alteração no volume poroso para qualquer fluido em saturação, sendo representado pelo módulo de cisalhamento ou de rigidez, representado por μ_{Sat} .

Quando a rocha é submetida à compressão, com passagem da onda sísmica, geralmente ocorrem mudanças como incremento na pressão de poro, fazendo com que a rocha endureça em resposta. Assim, considerando o ambiente litológico com situações de (a) rocha seca, (b) saturada e (c) problema de substituição de fluido, dentre as inúmeras relações empíricas e teóricas, são utilizadas as relações de Gassmann, amplamente estudadas e consagradas por

vários trabalhos, proposto em (Gassmann, 1951) e aprimoramentos pela contribuição de pesquisadores como (Biot, 1956), segundo Mavko *et al.* (1998).

A seguir, serão detalhadas as relações escolhidas para estudo de influências de parâmetros petrofísicos nas propriedades sísmicas, servindo de embasamento teórico para os próximos capítulos.

4.2.1 Relações de Gassmann: substituição de fluidos

Para situações de rocha saturada, as relações de Gassmann têm sido utilizadas com sucesso (Castagna *et al.*, 1993; Wang, 1997; Mavko *et al.*, 1998) para vários tipos de reservatórios. Segundo Tran *et al.* (2004), a substituição de fluido é levantada inicialmente com medidas das velocidades das ondas P e S, em rochas saturadas inicialmente com fluido no poro e então se extrai os módulos de compressão e cisalhamento. Em momento posterior, após a substituição do fluido em saturação (processo comum no decorrer da produção), é calculado o módulo de compressão da rocha saturada com o novo fluido por Gassmann e as velocidades sísmicas são reconstruídas. A seguir serão discutidas as formas de cálculo das velocidades sísmicas.

4.2.1.1 Obtenção de velocidades sísmicas

É possível prever as velocidades sísmicas V_p e V_s com base em parâmetros petrofísicos (Mavko *et al.*, 1998):

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{Sat} + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}, \quad (4.1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}. \quad (4.2)$$

Como fluido não possui propriedade cisalhante, logo μ , o módulo de cisalhamento, é o mesmo para condições de rocha saturada e rocha seca. Pode

também, μ , ser determinado através de ensaios de laboratório ou análises de perfil de poço, ou por relação empírica como proposto na equação 4.7.

A densidade da rocha ρ é obtida por:

$$\rho = \rho_0(1 - \phi) + \rho_{fl}\phi. \quad (4.3)$$

Esta equação descreve a relação de ρ com a densidade do grão da matriz rochosa (ρ_0), densidade do fluido (ρ_{fl}) e porosidade (ϕ).

A densidade do fluido (ρ_{fl}) depende das fases que compõem o fluido, como água, óleo e gás, e suas proporções. Tem-se a equação de balanço de massa via média aritmética entre as diferentes fases que compõem a mistura:

$$\rho_{fl} = S_g \rho_g + S_{oil} \rho_{oil} + S_w \rho_w, \quad (4.4)$$

onde são previstas as saturações S para as fases de fluido água (w) (ou condições de salmoura), óleo (oil) e gás (g).

Para obter o módulo de compressão da rocha saturada por fluido (K_{Sat}), é utilizada a seguinte equação de Gassmann (Tran *et al.*, 2004):

$$K_{Sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_0}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \phi}{K_0} - \frac{K_{dry}}{K_0^2}}, \quad (4.5)$$

sendo K_0 o módulo de compressão mineral que constitui a rocha, estimado por estudos em laboratório ou perfilagem de poços. O módulo de compressão da rocha seca K_{dry} , e o módulo de cisalhamento da rocha seca μ_{dry} , pode ser obtido segundo relações propostas por Nur *et al.* (1995):

$$K_{dry} = K_0 \left(1 - \frac{\phi}{\phi_C}\right), \quad (4.6)$$

$$\mu_{dry} = \mu_0 \left(1 - \frac{\phi}{\phi_C}\right), \quad \mu_{dry} = \mu_{Sat}; \quad (4.7)$$

para $0 \leq \phi \leq \phi_C$, sendo ϕ_C a porosidade crítica característica da rocha, ou seja, limite máximo de porosidade que pode constituir uma rocha, pois além disso, a rocha é descaracterizada, tornando-se fragmentos friáveis ou sedimentos

(Takahashi, 2000). O módulo de compressão do fluido K_{fl} é calculado segundo o modelo de saturação de fluidos, podendo ser homogênea ou uniforme, ou heterogênea (Mavko *et al.*, 1998). Neste trabalho, os estudos propostos considerarão a saturação homogênea. Assim, há a consideração de formação de um fluido efetivo a partir da constituição de diferentes fases (óleo, gás e água), calculado através da Média de Reuss:

$$K_{fl} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{K_i} \right)^{-1}, \quad (4.8)$$

sendo n o número de fases de saturação S , logo a equação pode ser reescrita:

$$K_{fl} = \frac{1}{\frac{S_w}{K_w} + \frac{S_{oil}}{K_{oil}} + \frac{S_g}{K_g}}, \quad (4.9)$$

onde são previstos as saturações S e módulo de compressão K para as fases de fluido água (w), óleo (oil) e gás (g). Como já comentado, existem relações para cálculos das propriedades de saturação de fluidos, como as propostas por Batzle & Wang (1992) a serem abordadas na seção seguinte. Outras informações sobre relações de Gassmann e considerações propostas aqui podem ser encontradas no Anexo A.

4.2.2 Modelo de Batzle & Wang para previsão de propriedades de fluidos

Segundo Mavko *et al.* (1998), estudos de Batzle & Wang (1992) resumiram importantes propriedades de fluidos no reservatório para a modelagem de velocidades e atributos sísmicos, em conjunto com as relações de Gassmann que tratam a matriz da rocha, fornecem uma boa solução para modelagem petrofísica do meio poroso saturado, conforme descrito na seção anterior.

O modelo proposto pelos autores citados prevê alterações pelas propriedades dos fluidos na densidade e módulo de compressão da rocha, gerando alterações nas velocidades sísmicas e são calculadas a partir da composição, viscosidade, pressão e temperatura das diferentes fases que constituem o fluido que saturam os poros da rocha. As fases previstas são:

salmoura (água salgada ou salobra), gás e óleo. A seguir, nesta seção, serão descritas as principais equações.

4.2.2.1 Fase salmoura

Segundo Mavko *et al.* (1998), o fluido salmoura é muito comum no meio poroso, e sua composição pode variar de acordo com a concentração de sal, desde água pura até soluções altamente salinas. A densidade da salmoura (ρ_B) em g/cm³ é função da temperatura (T) em °C, pressão (P) em MPa e salinidade (S) em ppm, dada por:

$$\rho_B = \rho_W + S\{0,668 + 0,44S + 10^{-6}[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\}, \quad (4.10)$$

onde ρ_W representa a densidade da água pura em g/cm³, dada por:

$$\rho_W = 1 + 10^{-6}(-80T - 3,3T^2 + 0,00175T^3 + 489P - 2TP + 0,016T^2P - 1,3 \times 10^{-5}T^3P - 0,333P^2 - 0,002TP^2). \quad (4.11)$$

A velocidade acústica para a salmoura V_B (em m/s) é:

$$V_B = V_W + S(1170 - 9,6T + 0,055T^2 - 8,5 \times 10^{-5}T^3 + 2,6P - 0,0029TP - 0,0476P^2) + S^{1,5}(780 - 10P + 0,16P^2) - 1820S^2, \quad (4.12)$$

onde a velocidade acústica da água doce V_W (em m/s) é:

$$V_W = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 w_{ij} T^i P^j, \quad (4.13)$$

e coeficientes w_{ij} representados na Tabela 4.1.

Finalmente, calcula-se o módulo de compressão para a salmoura K_B (MPa):

$$K_B = V_B^2 \rho_B. \quad (4.14)$$

Tabela 4.1: Coeficientes utilizados para o cálculo da velocidade na água doce, através da equação 4.13.

$w_{00} = 1402,85$	$w_{02} = 3,437 \times 10^{-3}$
$w_{10} = 4,871$	$w_{12} = 1,739 \times 10^{-4}$
$w_{20} = -0,04783$	$w_{22} = -2,135 \times 10^{-6}$
$w_{30} = 1,487 \times 10^{-4}$	$w_{32} = -1,455 \times 10^{-8}$
$w_{40} = -2,197 \times 10^{-7}$	$w_{42} = 5,230 \times 10^{-11}$
$w_{01} = 1,524$	$w_{03} = -1,197 \times 10^{-5}$
$w_{11} = -0,0111$	$w_{13} = -1,628 \times 10^{-6}$
$w_{21} = 2,747 \times 10^{-4}$	$w_{23} = 1,237 \times 10^{-8}$
$w_{31} = -6,503 \times 10^{-7}$	$w_{33} = 1,327 \times 10^{-10}$
$w_{41} = 7,987 \times 10^{-10}$	$w_{43} = -4,614 \times 10^{-13}$

4.2.2.2 Fase gás

O gás é caracterizado pela sua gravidade específica G , que é a razão entre a densidade do gás e do ar a 15,6 °C, sob pressão atmosférica. A gravidade G varia de 0,56, para metanos puros, a valores maiores que 1.8, para alguns gases naturais (Mavko *et al.*, 1998) . Para se calcular a densidade do gás (ρ_G) em g/cm³, deve-se conhecer a pressão de poro (P) em MPa e condições de temperatura (T) em °C. Aplicam-se as seguintes relações:

$$\rho_G \approx \frac{28,8GP}{ZRT_a}, \quad (4.15)$$

$$Z = aP_r + b + E, \quad E = cd, \quad (4.16)$$

$$d = \exp\{-[0,45 + 8(0,56 - \frac{1}{T_r})^2] \frac{P_r^{1,2}}{T_r}\}, \quad (4.17)$$

$$c = 0,109(3,85 - T_r)^2, \quad b = 0,642T_r - 0,007T_r^4 - 0,52, \quad (4.18)$$

$$a = 0,03 + 0,00527(3,5 - T_r)^3, \quad (4.19)$$

onde $R = 8,31441 \text{ J/g} \cdot \text{mol}$ (constante atômica para o gás), T_a é a temperatura absoluta e T_r é a pseudo-temperatura, dados por:

$$T_a = T + 273,15 \quad \text{e} \quad T_r = \frac{T_a}{94,72 + 170,75G}. \quad (4.20)$$

Também, tem-se a pseudo-pressão P_r dada por:

$$P_r = \frac{P}{4,892 - 0,4048G}. \quad (4.21)$$

Para calcular o módulo de compressão do gás (K_G), são dadas as seguintes relações:

$$K_G \approx \frac{P\gamma}{1 - \frac{P_r}{Z} f}, \quad (4.22)$$

$$\gamma = 0,85 + \frac{5,6}{P_r + 2} + \frac{27,1}{(P_r + 3,5)^2} - 8,7e^{-0,65(P_r+1)}, \quad (4.23)$$

$$f = cdm + a, \quad (4.24)$$

$$m = 1,2\{-[0,45 + 8(0,56 - \frac{1}{T_r})^2] \frac{P_r^{0,2}}{T_r}\}. \quad (4.25)$$

Pode-se calcular a velocidade acústica do gás V_G (em m/s) por:

$$V_G = \sqrt{\frac{K_G}{\rho_G}} . \quad (4.26)$$

4.2.2.3 Fase óleo

Para a fase óleo em saturação, vale observar que óleos naturais ou óleos crus são misturas de componentes orgânicos extremamente complexos, e variam desde líquidos leves a muito pesados. Logo, a densidade do óleo em condições de confinamento pode variar de 0,5 até 1 g/cm³, porém são mais comuns variações entre 0,7 a 0,8 g/cm³ para a maioria dos óleos produzidos. A variação de densidade do óleo implica em variações nas propriedades sísmicas (Mavko *et al.*, 1998).

A qualidade de óleos crus é definida pela *American Petroleum Institute gravity* (API) e amplamente utilizada na indústria E&P, definida por:

$$API = \frac{141,5}{\rho_{oil}} - 131,5 , \quad (4.27)$$

sendo ρ_{oil} a densidade do óleo à 15,6°C, sob pressão atmosférica.

Segundo Mavko *et al.*(1998), para a qualidade de óleo morto (óleo com nenhum gás dissolvido), os efeitos de pressão e temperatura na densidade (ρ_d) são independentes, sendo representado:

$$\rho_d = \frac{\rho_P}{0,972 + (3,81 \times 10^{-4})(T + 17,78)^{1,175}} , \quad (4.28)$$

$$\rho_P = \rho_{oil} + (0,00277P - 1,71 \times 10^{-7} P^3)(\rho_{oil} - 1,15)^2 + 3,49 \times 10^{-4} P , \quad (4.29)$$

$$\rho_{oil} = \frac{API + 131,5}{141,5} . \quad (4.30)$$

O módulo de compressão do óleo morto K_d (em MPa) é dado por:

$$K_d = V_{oil}^2 \rho_d . \quad (4.31)$$

Para óleo vivo (óleo com parcela de gás dissolvido), o gás está dissolvido no óleo em função da pressão, temperatura e composição gás-óleo. Logo, temos a seguinte relação para densidade de óleo vivo (ρ_l):

$$\rho_l = (\rho_{oil} + 0,0012GR_l) / B_l, \quad (4.32)$$

$$R_l = 2,03G[P \exp(0,02878API - 0,00377T)]^{1,205}, \quad (4.33)$$

$$B_l = 0,972 + 0,00038[2,4R_G \left(\frac{G}{\rho_{oil}} \right)^{1/2} + T + 1,78]^{1,175}. \quad (4.34)$$

O módulo de compressão do óleo vivo K_l (em MPa) é dado por:

$$K_l = V_{oil}^2 \rho_l. \quad (4.35)$$

Conforme Batzle & Wang (1992), a velocidade para o óleo V_{oil} (m/s), será:

$$V_{oil} = 2096 \left(\frac{\rho'}{2,6 - \rho'} \right)^{1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115[4,12(1,08 / \rho' - 1)^{1/2}]TP, \quad (4.36)$$

$$\rho' = \frac{\rho_{oil}}{B_l} (1 + 0,001R_l)^{-1}, \quad (4.37)$$

sendo ρ' a pseudo-densidade do óleo. Ou calculado em termos de API, em m/s:

$$V_{oil} = 15450(77,1 + API)^{-1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115[4,12(1,08 / \rho' - 1)^{1/2}]TP. \quad (4.38)$$

4.2.2.4 Cálculo de mistura de fluidos e velocidades sísmicas

Após calculados os módulos de compressão e densidades para as diferentes fases de fluidos saturantes, são aplicadas as técnicas propostas na seção 4.2.1, para substituição de fluido via relações de Gassmann a fim de prever o módulo de compressão da rocha saturada K_{Sat} e calcular as velocidades sísmicas e densidade da rocha saturada.

Devem ser fornecidos o módulo mineral de compressão (K_0), o módulo de cisalhamento (μ_0), a porosidade (ϕ) e porosidade crítica (ϕ_c). A pressão de poro

(P) também pode ser calculada considerando a pressão efetiva (P_e) e a pressão de confinamento (P_{conf}):

$$P_e = P_{conf} - nP, \quad (4.39)$$

onde a constante empírica $n \approx 1$, segundo Zimmerman (1991). Logo, a pressão efetiva também é dita pressão diferencial, pois equivale à pressão de confinamento menos a pressão de poro (Carcione *et al.*, 2004). Este parâmetro também deverá ser fornecido.

Após a obtenção dos parâmetros citados, será possível calcular as velocidades sísmicas P e S, e densidade da rocha em condições de saturação, conforme as equações tratadas neste capítulo.

4.2.3 Modelo de MacBeth para estimativa do efeito da pressão no arcabouço da rocha

Conforme MacBeth (2004), o arcabouço da rocha sofre variações pelo *stress* causado durante o processo de produção, devido à substituição de fluido e variações de pressão, que causam mudanças nas impedâncias e velocidades sísmicas, fatores importantes para o monitoramento sísmico 4D.

MacBeth (2004) propõe equações para estimativas de parâmetros relativos ao arcabouço da rocha; ou seja, estimativas dos módulos de compressão e cisalhamento da rocha seca (K_{dry} e μ_{dry} , respectivamente). Assim, seria possível o uso combinado com equações apropriadas, como a equação de Gassmann (equação 4.5), calcular o módulo de compressão da rocha saturada considerando o efeito de pressão no arcabouço. Supõe-se, de acordo com MacBeth (2004), que os módulos elásticos tenham comportamento em relação à pressão conforme as curvas nos gráficos representados na Figura 4.1, controlada por três parâmetros K_∞ , E_K e P_K , para K_{dry} , ou μ_∞ , E_μ e P_μ , para μ_{dry} , segundo as equações:

$$K_{dry}(P) = \frac{K_\infty}{1 + E_K e^{-P/P_K}}, \quad (4.40)$$

$$\mu_{dry}(P) = \frac{\mu_{\infty}}{1 + E_{\mu} e^{-P/P_{\mu}}} \quad (4.41)$$

Logo, P é a pressão diferencial, K_{∞} e μ_{∞} são parâmetros empíricos responsáveis pelo valor assintótico máximo, já E_K e E_{μ} pelo joelho da curva. Tais parâmetros empíricos são estimados por análises de rochas em laboratório.

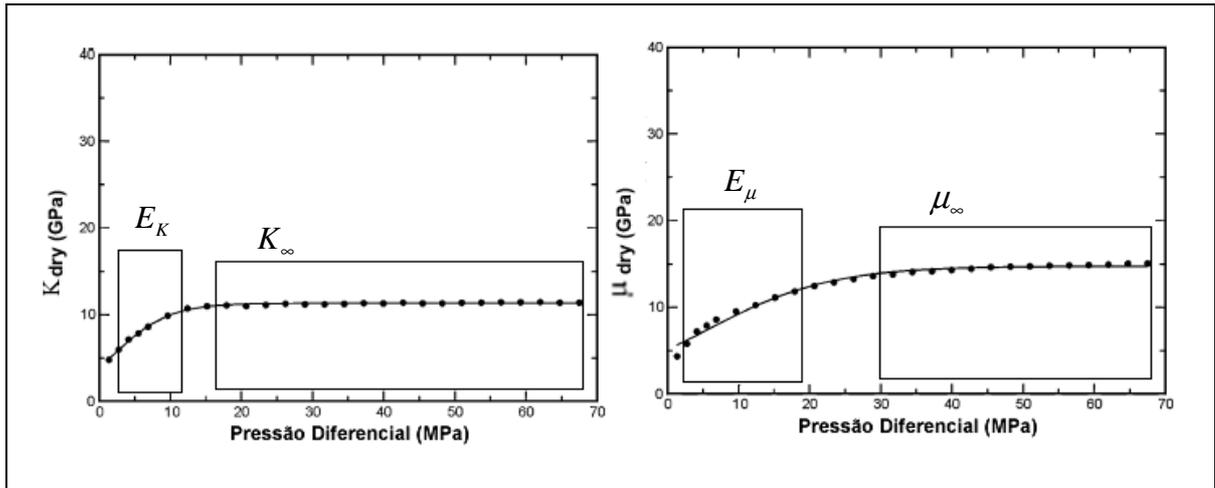


Figura 4.1: Curvas de sensibilidade à pressão para os módulos de compressão K_{dry} e cisalhamento μ_{dry} , propostas por MacBeth (2004), adaptado.

MacBeth (2004) desenvolveu estudos considerando rochas do tipo arenito, realizando estimativas laboratoriais a respeito dos parâmetros empíricos, conforme maiores detalhes poderão ser obtidos. No entanto, ainda não foram feitos estudos com relação às rochas carbonáticas para estimativa dos parâmetros empíricos e aplicação da metodologia, atentando, MacBeth (2004), para possibilidade de menor sensibilidade à variação de pressão para rochas carbonáticas rígidas do Jurássico. Assim, haveria possibilidade de estudar efeitos de pressão causados ao arcabouço da rocha, pelas relações de MacBeth (2004), e também ao fluido, pelas relações de Batzle & Wang (1992), em conjunto com a equação de Gassmann a fim de estimar o módulo de compressão da rocha saturada.

4.3 Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as relações que correlacionam as propriedades petrofísicas para substituição de fluido e implicações nos atributos sísmicos V_P e V_S . Assim, a partir de dados sísmicos, ou técnicas de aferição indireta, é possível inferir propriedades que constituem o meio poroso saturado (como o reservatório) devido à compreensão das leis que as governam. Logo, as propriedades de rochas que compõem o reservatório, como porosidade, módulos de compressão e cisalhamento, densidade, mineralogia, temperatura, pressão, são correlacionadas aos parâmetros elásticos.

As relações descritas são importantes para o entendimento e aplicação no Capítulo 5 (próximo capítulo), que trata da metodologia de estudo da sísmica 4D, baseada na substituição de fluido, estimar empiricamente as velocidades sísmicas P e S, e densidade correspondente a cada caso.

Capítulo 5

Proposição Metodológica para Estudo da Sísmica 4D em Carbonatos

5.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivo a proposição de uma metodologia para estudo da sísmica 4D em reservatórios carbonáticos e atestar sua viabilidade. No entanto, conforme abordado no Capítulo 1, a sísmica 4D é aplicada no decorrer do processo produtivo do reservatório, servindo como ferramenta para acompanhar mudanças na saturação de fluidos, permitindo previsibilidade no gerenciamento da produção. Para isso, são comparados os sismogramas devidamente tratados (abordado no Capítulo 3) e também empregadas análises de amplitudes com o *offset* (AVO) a fim de identificar anomalias. No entanto, para as análises, são fundamentais os conceitos tratados no Capítulo 2 sobre rochas carbonáticas, e propriedades sísmicas no Capítulo 3. Como obter sismogramas de um campo em produção muitas vezes não é possível, por fatores como tempo e custo de aquisição, as modelagens são consideradas excelentes formas de estudo, como anteriormente abordado no capítulo introdutório.

5.2 Metodologia de Estudo

A fim de promover estudo da sísmica 4D, propõe-se o seguinte fluxo geral:

1. Concepção de modelos litológicos e idealização de parâmetros petrofísicos para situações de reservatórios carbonáticos em tipos de saturação pré-definidos, a fim de estimar velocidades sísmicas e densidade, segundo conceitos abordados nos Capítulos 2, 3 e 4.
2. Realizar *crossplots* de parâmetros físicos e elásticos da rocha para situações de saturação a fim de certificação de mudanças pelas relações descritas no Capítulo 4.
3. Modelagem de sismograma pelo método *Ray Tracing*, conforme abordado no Capítulo 3, para cada situação de saturação, para exemplos de reservatórios sintéticos selecionados.
4. Promover análises de parâmetros petrofísicos e elásticos, por meio de análise de AVO, a partir de dados sísmicos modelados, como citado no Capítulo 3, a fim de entender efeitos da saturação na resposta sísmica, e avaliar o uso em carbonatos, segundo condições impostas.

Com base no fluxo geral descrito anteriormente, serão tratadas as considerações sobre cada etapa nas subseções seguintes.

5.2.1 Etapa 1: Concepção de modelos litológicos e petrofísicos

Serão concebidos modelos litológicos de reservatórios carbonáticos e parâmetros petrofísicos com base em referências bibliográficas. Os reservatórios serão concebidos a fim de avaliar a saturação de fluidos. O reservatório deve estar em condições de trapeamento, e organizado em camadas horizontais homogêneas.

A variação de saturação corresponderá às situações do reservatório no decorrer do tempo produtivo, implicando a questão da substituição de fluido. Assim, os tipos de saturação de fluidos e proporções são pré-determinados de acordo com a Tabela 5.1:

Tabela 5.1: Proporções para saturação de reservatórios.

Fluidos	Proporção (%)
Água do mar (Salmoura)	100
Óleo	100
Gás	100
Água do mar + Óleo	25 : 75
	50 : 50
	75 : 25
Gás + Óleo	25 : 75
	50 : 50
	75 : 25

Logo, observando a Tabela 5.1, serão analisados nove tipos de saturação para cada reservatório a ser proposto. Conforme abordado no Capítulo 4, as saturações serão consideradas homogêneas.

Para a estimativa das velocidades sísmicas, serão utilizadas as relações de Gassmann (1951), para estimativa do módulo de compressão da rocha saturada (K_{sat}) e módulo de compressão do fluido (K_{fl}), através das relações de Batzle & Wang (1992), entre outros parâmetros petrofísicos, conforme abordado no Capítulo 4. Inicialmente, as condições de pressão e temperatura serão consideradas constantes.

5.2.2 Etapa 2: *Crossplots* para avaliação de parâmetros petrofísicos e elásticos

Uso de *crossplots* de parâmetros físicos e elásticos da rocha para situações de saturação a fim de certificação de mudanças em atributos pelas relações descritas no Capítulo 4, para as situações de saturação definidas. Com o objetivo de interpretar anomalias nos sismogramas e corresponder comportamentos elásticos com as propriedades da rocha, o entendimento dos efeitos causados pelas variações na saturação de fluidos faz-se necessário. Para os *crossplots*, foram selecionados nos trabalhos de Takahashi (2000) e Li *et al.* (2003): $V_p - V_s$, $I_p - I_s$, $I_p - V_p/V_s$, $I_s - V_p/V_s$, $\mu - \lambda$, $\mu\rho - \lambda\rho$; por permitirem detecção de fluidos e correlações de parâmetros petrofísicos e elásticos. Logo,

serão avaliados: velocidades, densidade, impedâncias, módulo de compressão e módulo de rigidez.

Após análises considerando a pressão no reservatório constante, vale analisar como seria o comportamento do reservatório para cada saturação proposta, para outros patamares de pressão. Assim, será possível entender os efeitos da pressão nos principais parâmetros elásticos e petrofísicos, para situações específicas de saturação e seu comportamento, diante da variação de pressão no reservatório, principalmente, quanto à pressão de poro (P). Os *crossplots* a serem utilizados: $P-\rho$, $P-K$, $P-V_p$, $P-V_s$, $P-I_p$, $P-I_s$, $P-\sigma$. Logo, serão avaliados densidade, módulo de compressão, módulo de cisalhamento, velocidades e impedâncias P e S, razão de Poisson.

5.2.3 Etapa 3: Modelagem de sismogramas

Após calculadas as velocidades sísmicas P e S, e a densidade do reservatório, serão modelados sismogramas pelo método *Ray Tracing*, conforme abordado no Capítulo 3, para os reservatórios selecionados sob cada situação de saturação.

Serão consideradas as mesmas condições de geometria de geofones e parâmetros de configuração para a modelagem sísmica. Assim, pretende-se obter sismogramas devidamente corrigidos, empilhados e migrados, que permitirão análises posteriores a fim de atestar viabilidade da sísmica 4D em carbonatos.

5.2.4 Etapa 4: Análise de AVO

A etapa de análises inicia-se com a identificação visual das amplitudes de reflexão nos sismogramas modelados, para cada situação de fluido no reservatório idealizado. É identificada a amplitude de reflexão na parte superior da camada reservatório, a partir da profundidade correspondente ou tempo de reflexão registrado no decorrer do *offset*. Em seguida, a variação das amplitudes com *offset* são analisadas, por meio de gráficos AVO, a fim de visualizar mudanças para cada situação fluido. Para auxiliar as análises de AVO, serão empregados *crossplots Intercept – Gradient*, conforme abordado no Capítulo 3 – seção 3.4.

Após avaliar as condições de mudanças detectadas pela sísmica 4D, será possível atestar sua viabilidade em reservatórios carbonáticos. A partir da validação, para os casos semelhantes aos abordados neste estudo, espera-se ser possível entender comportamento de amplitudes sísmicas e propriedades petrofísicas.

5.3 Conclusões

Após feita a proposição metodológica, espera-se sua aplicação, segundo as etapas sugeridas, para obter os resultados das análises, promovendo discussões, a serem realizadas no capítulo seguinte, a fim de alcançar o objetivo de julgar a viabilidade da sísmica 4D em reservatórios carbonáticos através de análise AVO.

Capítulo 6

Testes, Resultados e Análises

6.1 Introdução

Neste capítulo serão aplicadas as etapas da proposição metodológica de estudo, conforme tratado no Capítulo 5. Logo, serão apresentados em detalhes os testes realizados e os resultados obtidos, a fim de promover análises petrofísicas e de AVO, avaliando assim a viabilidade da sísmica 4D em reservatórios carbonáticos.

6.2 Concepção dos modelos litológicos de reservatórios carbonáticos: Etapa 1

Nesta etapa do estudo, foi idealizado um modelo para o meio litológico de camadas homogêneas e suas propriedades petrofísicas e elásticas, prevendo as condições de trapeamento da camada do reservatório (Tabela 6.1). Essas propriedades e parâmetros são considerados constantes. Assim, pretende-se modelar situações específicas de reservatórios carbonáticos sob mesmas

condições de trapeamento. Logo, as mudanças estarão isoladas no reservatório, para as condições: tipo de rocha carbonática e tipo de saturação; além, de implicações nas propriedades petrofísicas e elásticas correspondentes, que deverão permitir o estudo da sísmica 4D, simulando as mudanças no meio. A camada reservatório será de interesse maior para efeito de avaliação da rocha carbonática em situação de saturação, e a influência causada pela reflexão sísmica na interface de contato no topo do reservatório.

Tabela 6.1: Propriedades gerais para as camadas homogêneas do modelo geológico. Na camada 4 deverá ser definido o reservatório carbonático e suas propriedades. A camada 1 corresponde a lâmina d'água, considerando um modelo de campo *offshore*, portanto não há porosidade. Os valores idealizados são inspirados na descrição do campo de Caravela, Bacia de Santos, para as condições de trapeamento (Spadini & Marçal, 2005).

Camada	Profundidade (m)	Espessura (m)	Porosidade	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Densidade (g/cm ³)
1	0 – 195	195	-	1500	0	1,055
2	195 – 495	300	15%	4014	2192	2,081
3	495 – 525	30	7,5%	4047	2759	2,372
4	525 – 625	100	Reservatório			
5	625 – 658	33	11%	3947	2685	2,330
6	658 - 1078	420	7%	4047	2759	2,372

Com base na Tabela 6.1, é importante ressaltar que o reservatório a ser idealizado (camada 4) estará em condições de trapeamento pelas camadas 3 e 5, caracterizadas por baixa porosidade, e propriedades relativas a folhelhos ou carbonatos rígidos e pouco porosos; então, supõe-se que o reservatório deverá possuir rocha carbonática com boas condições de porosidade e permeabilidade.

Na seção 6.2.1 a seguir serão tratados os critérios de definição dos reservatórios.

6.2.1 Definição de reservatórios carbonáticos

A caracterização do reservatório é feita a partir de análise do conjunto de dados organizados na Tabela 6.2, mediante às condições de saturação na Tabela 5.1 (Capítulo 5) e parâmetros físicos gerais de pressão, temperatura e condições de fluidos, conforme a Tabela 6.3. Foram testadas as relações de Gassmann em conjunto com Batzle & Wang, e relações citadas de acordo com a metodologia proposta (descritos no Capítulo 4 e 5) para os exemplos citados (Tabela 6.2), para cálculos das velocidades sísmicas P e S, e densidade da rocha reservatório sob as condições de saturação.

Após calculadas as propriedades petrofísicas e elásticas dos exemplos da Tabela 6.2, foram analisadas de forma a corresponder as seguintes características, para os parâmetros módulo de compressão, módulo de cisalhamento e densidade, na resposta das velocidades P e S e parâmetros sísmicos, segundo Avseth *et al.* (2005):

1. Previsão do módulo de compressão da rocha seca (K_{dry}): dependente da porosidade (ϕ) e módulo de compressão mineral da rocha (K_0). Calculado pela equação 4.6. O aumento do K_0 e o aumento da porosidade crítica (ϕ_c) causam aumento do K_{dry} . No entanto, o aumento de ϕ causa decremento do K_{dry} .
2. Cálculo do módulo de compressão da rocha saturada (K_{Sat}): dependente de K_0 , K_{dry} , módulo de compressão do fluido (K_{fl}) e ϕ . K_{Sat} calculado pela equação de Gassmann (4.5), K_0 obtido através de análises laboratoriais ou técnicas de perfilagem, K_{fl} pelas equações de Batzle & Wang (seção 4.2.2 – Capítulo 4). Analisando as equações, se o K_{dry} é muito elevado, como ocorre geralmente em rochas carbonáticas, assim como também o K_0 , variações de fluidos detectáveis em K_{fl} , não terão influência significativa em K_{Sat} . Logo, não ocorrerá mudança significativa nas velocidades sísmicas causadas pelas mudanças de fluidos pelo parâmetro K_{Sat} .

3. Previsão da densidade da rocha saturada (ρ), em função da densidade do fluido (ρ_{fl}), densidade mineral (ρ_0) e ϕ . Conforme equação 4.3, observa-se dependência direta de ρ_0 e ρ_{fl} , e quando aumentam, tendem a aumentar ρ , considerando situação de ϕ constante.
4. Estimativa de velocidades P e S. Para V_p , segundo equação 4.1, esta aumenta quando K_{sat} aumenta ou quando ρ diminui. No entanto, a variação de ρ tende a ser mais significativo, pois V_p depende da razão de K_{sat} por ρ . Para haver variação significativa em V_p , K_{sat} deverá ter uma variação mais expressiva se comparado com a ρ , conforme análise feita anteriormente. V_p também é dependente de μ , mas esta tende a ter pequena variação (conseqüência de alterações na matriz da rocha causada pela substituição de fluido) ou nenhuma, pois fluido não sofre cisalhamento. Analisando equação 4.2 para o cálculo de V_s , percebe-se dependência de ρ , pela razão μ por ρ , logo com o aumento de ρ , V_s diminui.
5. Razão V_p/V_s incrementa com a saturação e está relacionado ao aumento de K_{sat} em relação a μ .
6. Porosidade: tende a ter grande impacto em V_p , V_s e ρ . Em carbonatos, variações na porosidade causam alterações nas velocidades. Geralmente, aumento da porosidade tende a causar decremento nas velocidades sísmicas. No entanto, em carbonatos pelo uso das Equações de Gassmann e Batzle & Wang, a porosidade ou permeabilidade da rocha é representada quantitativamente apenas pelos parâmetros ϕ e ϕ_c (de forma limitada, pois uma rocha carbonática muito porosa pode não ser permeável caso não tenha poros interconectados, por exemplo), considerados constantes para os testes de substituição de fluidos. Textura e porosidade em rochas carbonáticas são tratadas nas seções 2.3.2 – Capítulo 2 e 3.4.2 – Capítulo 3.

Tabela 6.2: Propriedades petrofísicas para exemplos de rochas carbonáticas. Classificação textural de rochas carbonáticas segundo Dunham (1962): mud = *mudstone* (Calcário tipo-lamito), wack = *wackestone* (Calcário tipo-vaque), pack = *packstone* (Calcário compacto), bound = *boundstone* (Calcário agregado). Dados obtidos de Adam *et al.* (2006), Fischer *et al.* (1997) e Mavko *et al.* (1998).

Exemplos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Porosidade (%)	24,9	34,7	21,0	20,0	21,5	29,6	23,6	34,0	35,0	4,6
Densidade mineral (g/cm ³)	2,71	2,86	2,70	2,77	2,79	2,80	2,84	2,69	2,70	2,84
K mineral (GPa)	71,26	77,67	71,59	78,30	78,50	78,96	85,00	70,35	71,59	78,96
μ mineral (GPa)	32,50	47,00	32,00	32,00	32,00	45,00	45,00	31,54	32,00	44,30
K dry (GPa)	41,69	10,29	42,95	52,20	50,37	20,53	10,62	10,55	8,95	69,88
μ dry (GPa)	18,75	6,23	19,20	21,33	20,53	11,70	45,00	4,73	4,00	39,20
Mineral predominante	99,6% Calcita	93% Dolomita	76% Calcita 21% Dolomita	Calcita	Calcita	Dolomita	Dolomita	97% Calcita	Calcita	97% Dolomita
Porosidade Crítica (%) (*)	60	40	40	60	60	40	40	40	40	40
Textura (**)	Grain	Mud	Grain	Grain + Pack	Grain + Pack + Wack + Mud	Wack	Pack	Bound	Grain	Mud

(*) – Valores de porosidade crítica para rochas carbonáticas também disponíveis no Anexo A.

(**) - Consultar classificação textural de rochas carbonáticas (Dunham, 1962), na Tabela 2.2 – Capítulo 2.

Tabela 6.3: Propriedades gerais para fluidos em condições de saturação e propriedades elásticas. Dados obtidos de Da Costa (2005) e Walls *et al.* (2005).

Propriedades Gerais para Fluidos em Condições de Saturação			
Temperatura	90 °C		
Salinidade	125000 ppm - NaCl		
Pressão de poros	30,4 MPa		
Grau API	28		
Razão gás-óleo (RGO)	80 m ³ /m ³		
Gravidade específica do gás (G)	1,04 g/cm ³ - Etano		
Propriedades Elásticas dos Fluidos			
	Salmoura	Óleo	Gás
Densidade (g/cm ³)	1,067	0,782	0,341
Módulo de compressão (GPa)	3,093	0,820	0,135

Assim, foi possível selecionar rochas carbonáticas potenciais para caracterização do modelo de reservatório, a fim de avaliar a sísmica 4D posteriormente. Com base nos resultados, constatou-se que os exemplos 2, 7, 8 e 9 apresentaram variações coerentes ao esperado, com possibilidades de estudos de sísmica 4D, portanto escolhidos para estudo. Os critérios de análises são tratados na subseção seguinte.

Conforme a Tabela 6.2, os exemplos 2 e 7 deverão caracterizar reservatórios carbonáticos de tipo Dolomito, e exemplos 8 e 9 reservatórios carbonáticos de tipo Calcário. Pelas excelentes condições de porosidade sugeridas e pelos valores de porosidade críticas, em todos os exemplos escolhidos e citados, supõem-se rochas carbonáticas de origem clástica, os seus constituintes, descritos conforme a textura apresentada na Tabela 6.2.

6.2.2 Análises Gerais das Velocidades Sísmicas e Densidade nos Exemplos Seleccionados

Após escolha dos exemplos 2, 7, 8 e 9 da Tabela 6.2, e análise dos parâmetros petrofísicos e elásticos calculados para as saturações propostas, sob as condições constantes de temperatura e pressão, foram constatadas para as velocidades sísmicas V e densidades ρ :

1- Comparação do fluido óleo e salmoura:

$$V_p \text{ salmoura} > V_p \text{ óleo},$$

$$V_s \text{ salmoura} < V_s \text{ óleo},$$

$$\rho \text{ salmoura} > \rho \text{ óleo}.$$

2- Comparação do fluido gás e óleo:

$$V_p \text{ óleo} > V_p \text{ gás},$$

$$V_s \text{ óleo} < V_s \text{ gás},$$

$$\rho \text{ óleo} > \rho \text{ gás}.$$

3- Comparação do fluido gás e salmoura:

$$V_p \text{ salmoura} > V_p \text{ gás},$$

$$V_s \text{ salmoura} < V_s \text{ gás},$$

$$\rho \text{ salmoura} > \rho \text{ gás}.$$

Os principais parâmetros que influenciam a resposta sísmica foram brevemente analisados. Uma análise complementar faz-se necessária, a ser tratada na seção 6.3, para melhor compreensão das mudanças causadas nos atributos em cada situação de saturação.

6.3 Análises de Atributos Elásticos e Petrofísicos em Situações de Saturação: Etapa 2

Conforme a metodologia apresentada, esta etapa consiste na aplicação de *crossplots* a fim de entender os efeitos da saturação de fluido nos reservatórios carbonáticos caracterizados anteriormente: $V_p - V_s$, $I_p - I_s$, $I_p - V_p / V_s$, $I_s - V_p / V_s$, $\mu - \lambda$, $\mu\rho - \lambda\rho$. Os *crossplots* que estão diretamente relacionados às velocidades sísmicas P e S, foram utilizadas as relações empíricas de Castagna *et al.* (1993), descritas no Capítulo 3 – seção 3.5.2, para fins de avaliação do tipo de rocha, utilizado como referência para os resultados obtidos. As tendências de variação nos parâmetros analisados nos *crossplots* serão representadas por setas pretas, no sentido gás-óleo-água.

6.3.1 Análise $V_p - V_s$

Análises de velocidades sísmicas V_p e V_s são realizadas segundo os *crossplots* na Figura 6.1. Assim, é possível obter apreciação da relação entre as velocidades para os tipos de saturação propostos, permitindo visualização do comportamento para as rochas carbonáticas.

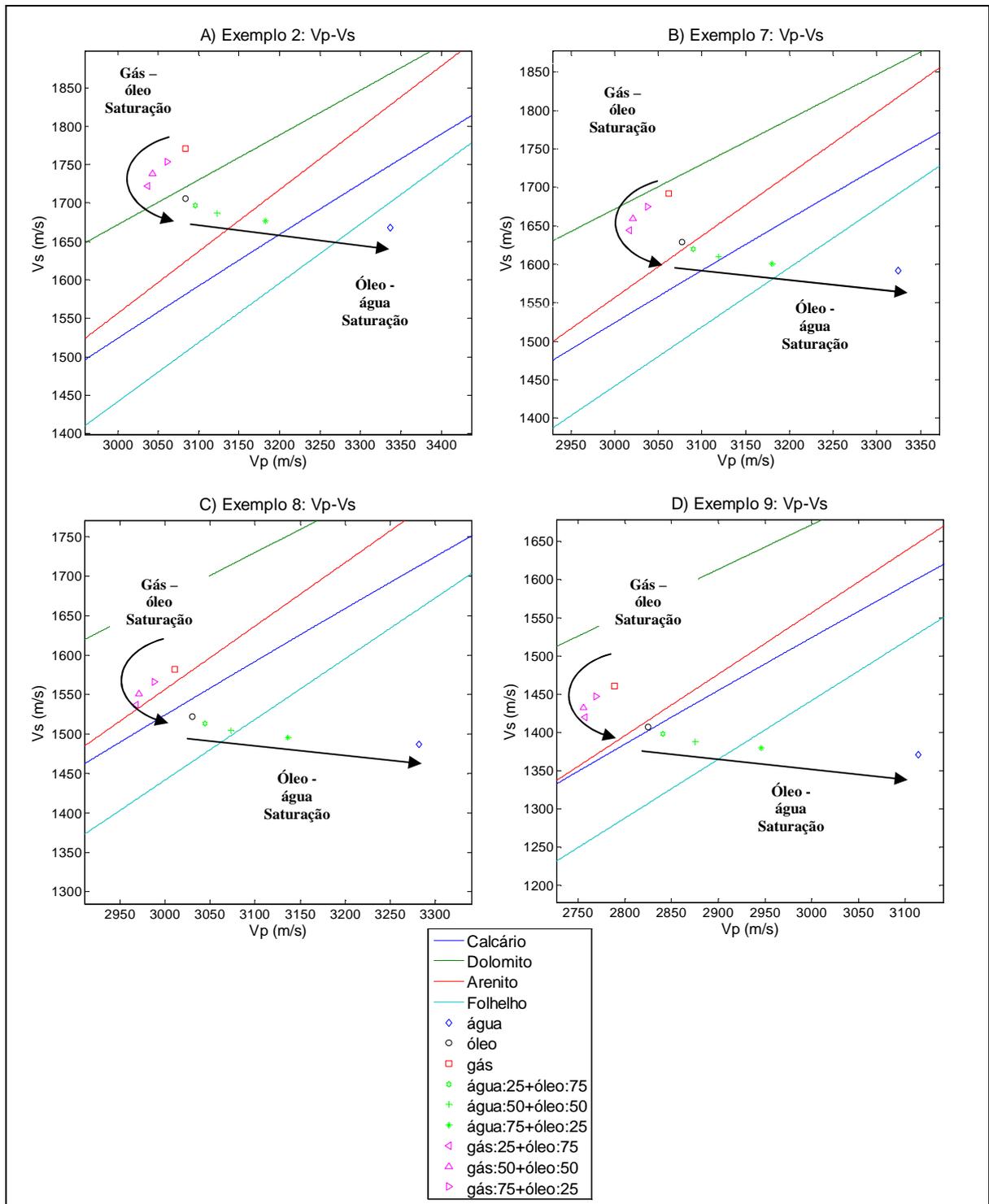


Figura 6.1: *Crossplots* $V_p - V_s$ para os exemplos escolhidos. As velocidades calculadas para os perfis de saturação estão representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os

valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B), adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas.

Em todos os exemplos da Figura 6.1 foram constatadas boa diferença no perfil de velocidades entre a saturação de gás e a saturação por água salobra, como também para a saturação óleo – água salobra. No entanto, a diferença no perfil de velocidades entre as saturações gás – óleo não mostrou variação considerável.

6.3.2 Análise $I_P - I_S$

Com base nas velocidades e densidades calculadas para os exemplos, através da equação 3.5, é possível obter as impedâncias. Logo, através de *crossplots* apresentados na Figura 6.2, é possível analisar efeitos da saturação nas velocidades e densidade.

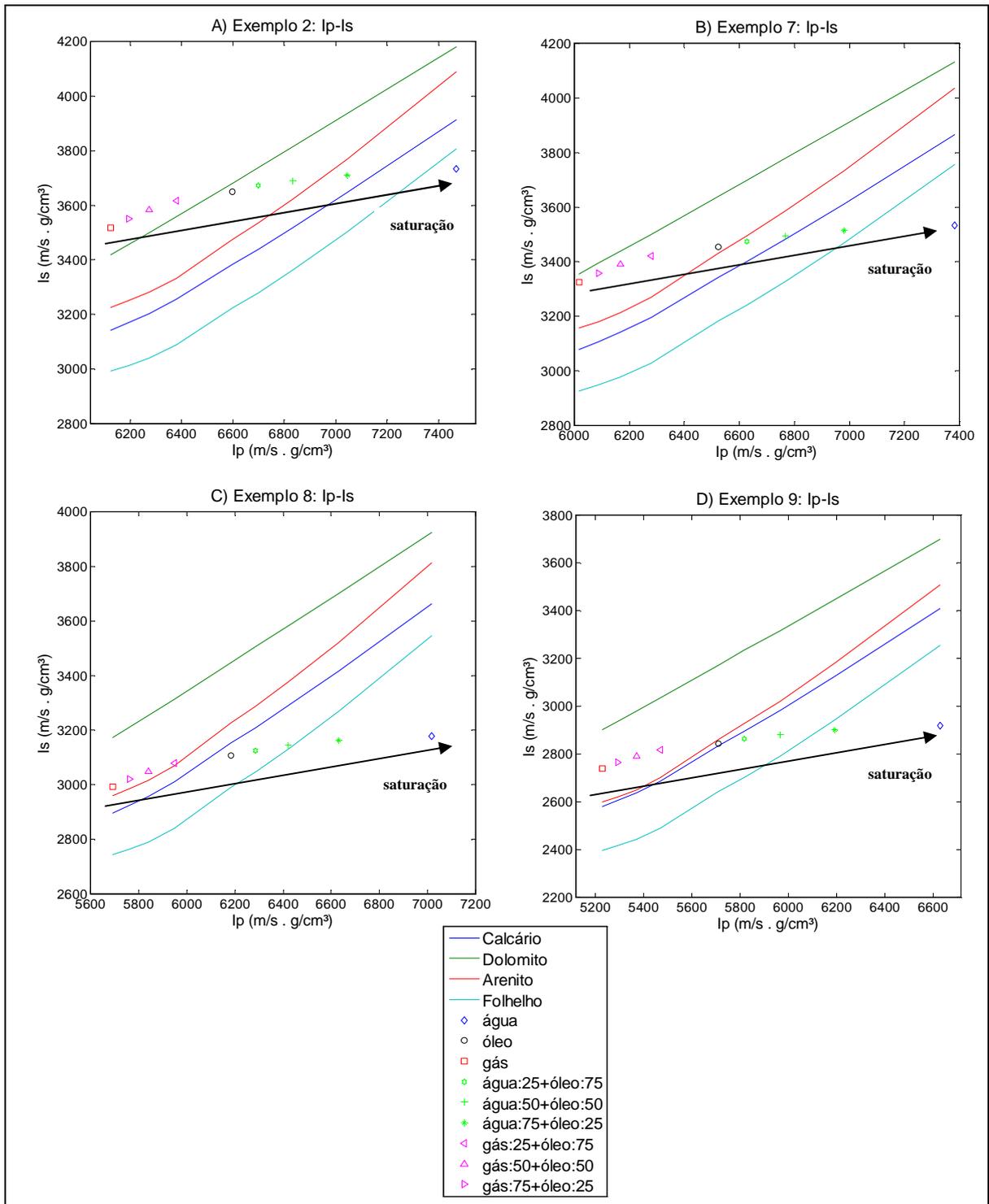


Figura 6.2: Crossplots $I_p - I_s$ para os exemplos escolhidos. As impedâncias calculadas para os perfis de saturação estão representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B), adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2, no entanto, com maior dispersão causada

por valores de densidades. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas, variando em função da menor densidade, saturação de gás, para a maior, saturação de água salobra; ou seja, causada pela saturação.

Os *crossplots* apresentados na Figura 6.2 sugerem melhor visualização de diferenças causadas pela saturação de fluidos, devido ao efeito da densidade, que tende a ter variação expressiva para cada tipo de saturação.

6.3.3 Análises $I_p - V_p / V_s$ e $I_s - V_p / V_s$

Analisando a Figura 6.2, conclui-se que a impedância proporciona melhor visualização de mudanças causadas por fluidos se comparado ao *crossplot* $V_p - V_s$ (Figura 6.1), devido ao atributo densidade da rocha, que sofre grande influência da saturação. No entanto, trabalhos como Takahashi (2000) sugerem que a razão V_p / V_s em saturação por gás tenda a ser menor que para outros perfis de saturação. Então, é feita uma análise dos atributos Impedâncias – V_p / V_s nas Figuras 6.3 e 6.4.

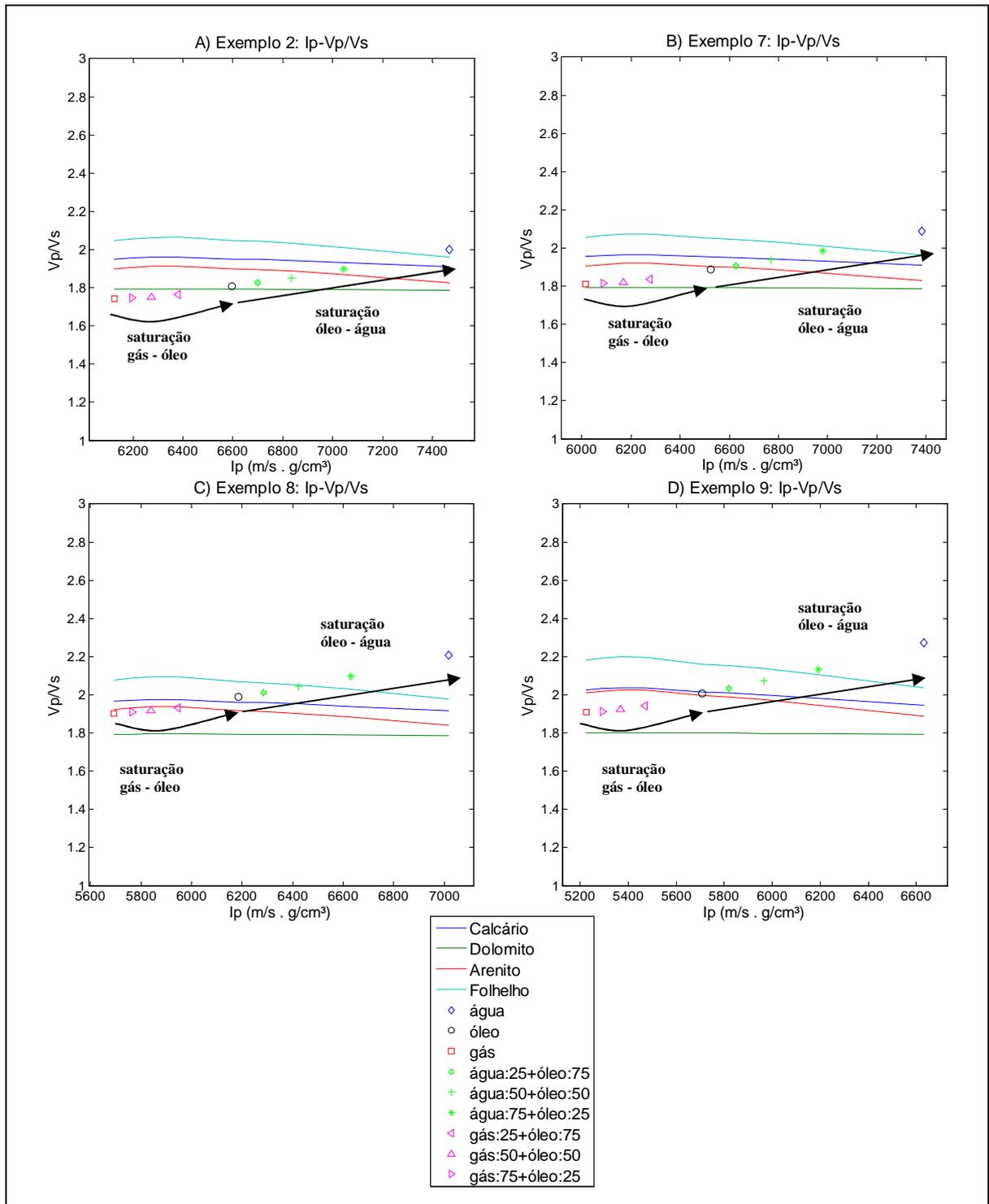


Figura 6.3: *Crossplots* $I_P - V_P/V_S$ para os exemplos escolhidos. A partir da velocidade P e densidade de cada exemplo, foram calculadas as impedâncias P para os perfis de saturação, como também a razão V_p/V_s correspondentes, representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B) adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos

Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2, no entanto, com maior dispersão causada por valores de densidade na impedância P. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas.

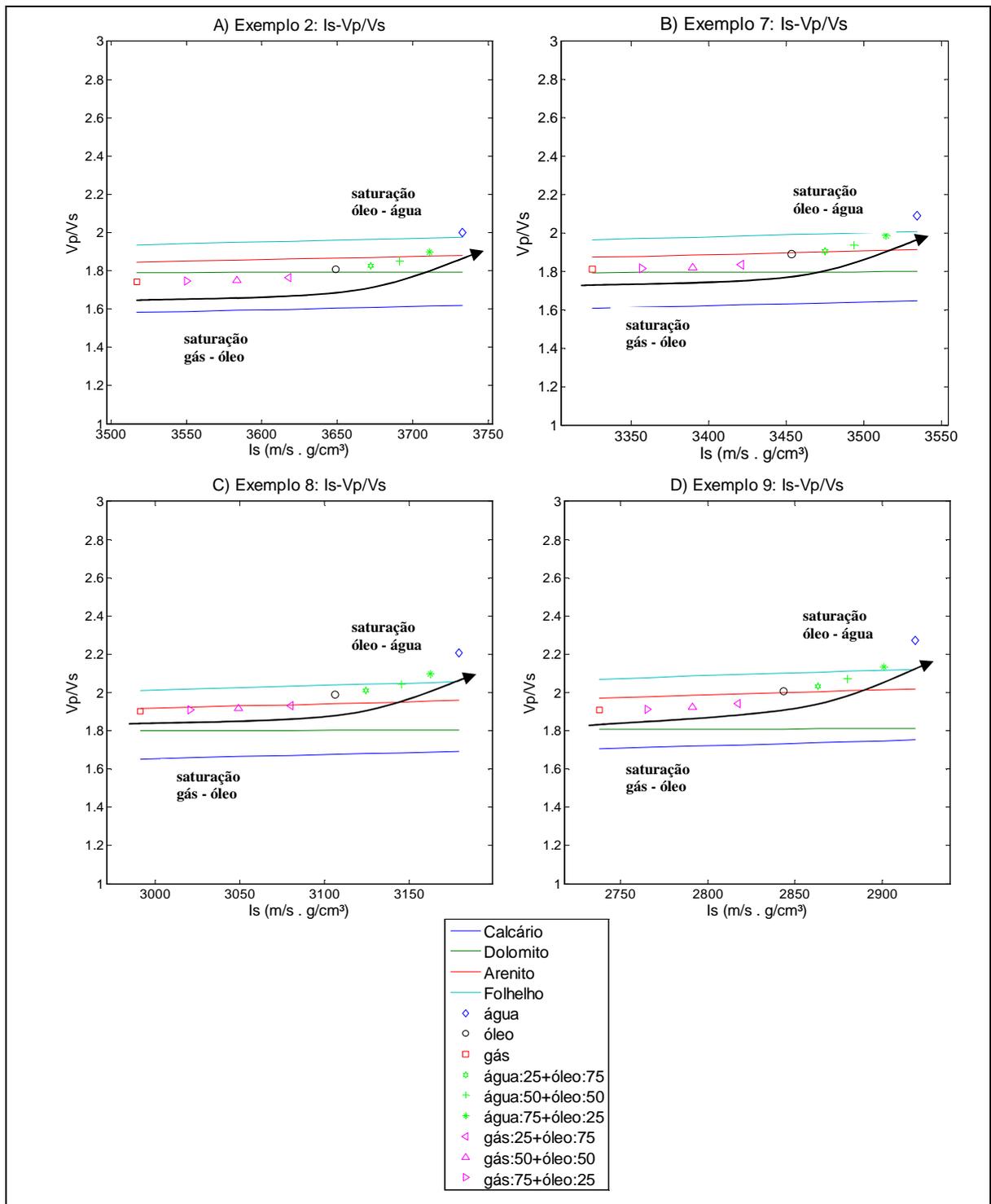


Figura 6.4: *Crossplots* $I_s - V_p/V_s$ para os exemplos escolhidos. A partir da velocidade S e densidade de cada exemplo, foram calculadas as impedâncias S

para os perfis de saturação, como também a razão V_p/V_s correspondentes, representadas conforme a legenda. Também foram traçadas por meio de linhas, as relações empíricas propostas por Castagna *et al.* (1993) para os diferentes tipos de rocha, como referência para os valores calculados. Exemplos 2 e 7, em A) e B), adéquam-se bem à linha Dolomito (verde), 8 e 9, em C) e D), à linha dos Calcários (azul), conforme esperado de acordo com a Tabela 6.2, no entanto, com maior dispersão causada por valores de densidade na impedância S. As variações de saturação entre as fases estão sinalizadas por setas.

Analisando os resultados apresentados via *crossplots* nas Figuras 6.3 e 6.4, verifica-se conforme descrito em Takahashi (2000), uma tendência da razão V_p/V_s ser menor para as situações de saturação por gás, que é atribuído ao decréscimo de V_p e aumento de V_s em relação aos demais perfis de saturação. Logo, tem-se como resultado a curva de saturação conforme representada, com tendência inicial exponencial, até a saturação óleo, e depois uma tendência linear para saturações óleo – água salobra. Conclui-se então comportamento semelhante em carbonatos aos siliciclásticos (proposto por Takahashi, 2000), para o perfil de saturação nos exemplos estudados. A distinção entre os pontos de saturação foram significativos para os padrões apresentados.

6.3.4 Análise Constante de Lamé – Módulo de Cisalhamento ($\lambda - \mu$)

Outro parâmetro a ser investigado é a constante de Lamé, apresentado na seção 3.4.1 – Capítulo 3, que representa incompressibilidade da rocha, em comparação com o módulo de cisalhamento. Assim, os perfis de saturação para os exemplos sugeridos são analisados na Figura 6.5, *crossplots* dos parâmetros elásticos constante de Lamé (λ) e módulo de cisalhamento (μ).

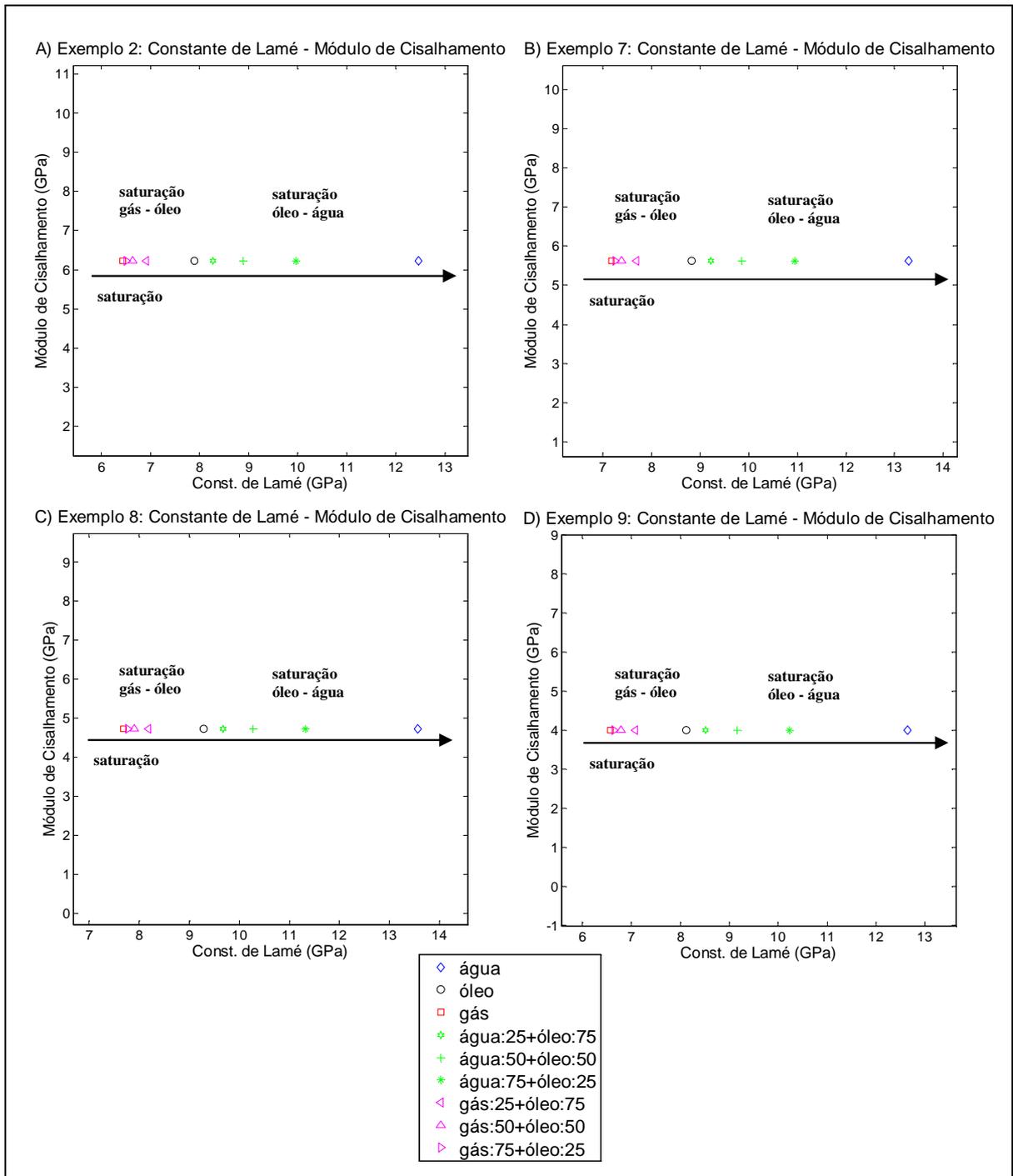


Figura 6.5: *Crossplots* λ - μ , para os exemplos escolhidos 2 e 7, em A) e B), e também 8 e 9, em C) e D). A partir das velocidades P e S, e densidade de cada exemplo, é possível representar λ e o μ , representadas conforme a legenda. A seta representa a variação do perfil de saturação, da fase gás em direção a fase óleo. O módulo de cisalhamento é considerado constante, indicando nenhuma alteração na matriz da rocha causa pela substituição de fluido, estando as variações de fases diretamente relacionadas à incompressibilidade da rocha

saturada, representada por λ . Setas informam a variação de saturação entre as fases.

Os *crossplots* na Figura 6.5 correspondem ao descrito por Li *et al.* (2003) em seu trabalho em carbonatos. É possível perceber boa variação nos perfis de saturação, exceto para as fases de misturas gás-óleo. No entanto, se considerar mudança do fluido gás por água salobra, como resultado do processo de injeção, seria possível utilizá-lo com boas expectativas de distinção entre os fluidos.

6.3.5 Análise Constante de Lamé x densidade – Módulo de Cisalhamento x densidade ($\lambda\rho - \mu\rho$)

Li *et al.* (2003), em pesquisas sobre o efeito da saturação em rochas carbonáticas, também sugere análise de *crossplot* Constante de Lamé x densidade – Módulo de Cisalhamento x densidade ($\lambda\rho - \mu\rho$), apresentado na Figura 6.6.

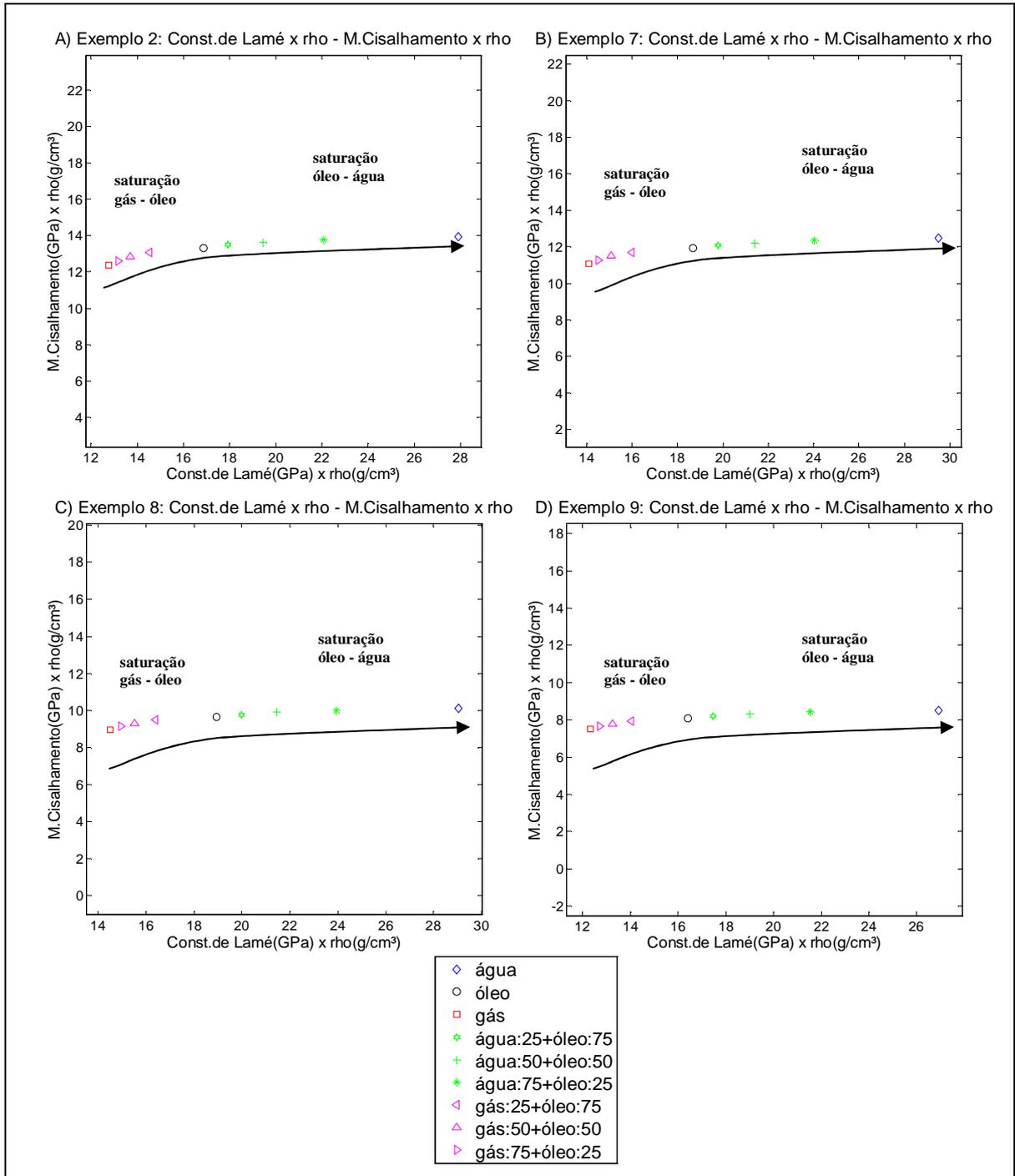


Figura 6.6: *Crossplots* $\lambda\rho - \mu\rho$, para os exemplos escolhidos. O produto do módulo de cisalhamento pela densidade expressa de forma mais significativas mudanças no eixo correspondente, e o produto da compressibilidade da rocha saturada pela densidade permite melhor discriminação das variações de fases de fluidos. As saturações são apresentadas conforme a legenda. A seta representa a variação de saturação entre as fases, sentido gás – água salobra.

6.3.6 Efeitos de Pressão

Foi proposto no Capítulo 5 estudo em rochas carbonáticas para as saturações, considerando condições de pressão constantes. Porém, nesta seção, os efeitos da pressão nos principais parâmetros elásticos e petrofísicos serão estudados para os exemplos escolhidos. Conforme proposto, os *crossplots* a serem utilizados são: $P-\rho$, $P-K$, $P-V_p$, $P-V_s$, $P-I_p$, $P-I_s$, $P-\sigma$. Logo, serão avaliados os parâmetros: densidade, módulo de compressão, módulo de cisalhamento, velocidades e impedâncias P e S, razão de Poisson.

São avaliados os efeitos causados pela pressão de poros na densidade da rocha carbonática considerando as situações de saturação, para os exemplos escolhidos, apresentado na Figura 6.7, análise $P-\rho$.

O aumento da pressão de poro para os exemplos estudados de rochas carbonáticas, conforme Figura 6.7, não causou mudanças consideráveis na densidade da rocha. No entanto, a fase gás apresentou a melhor variação, considerando a saturação do gás etano. Logo, a densidade da rocha em situação de saturação por gás sofre maior influência da pressão que as outras fases de saturação, em carbonatos.

Análise $P-K_{Sat}$ na Figura 6.8. Para as saturações óleo – água salobra, o aumento da pressão teve considerável influência no módulo de Compressão da rocha saturada, implicando em seu aumento.

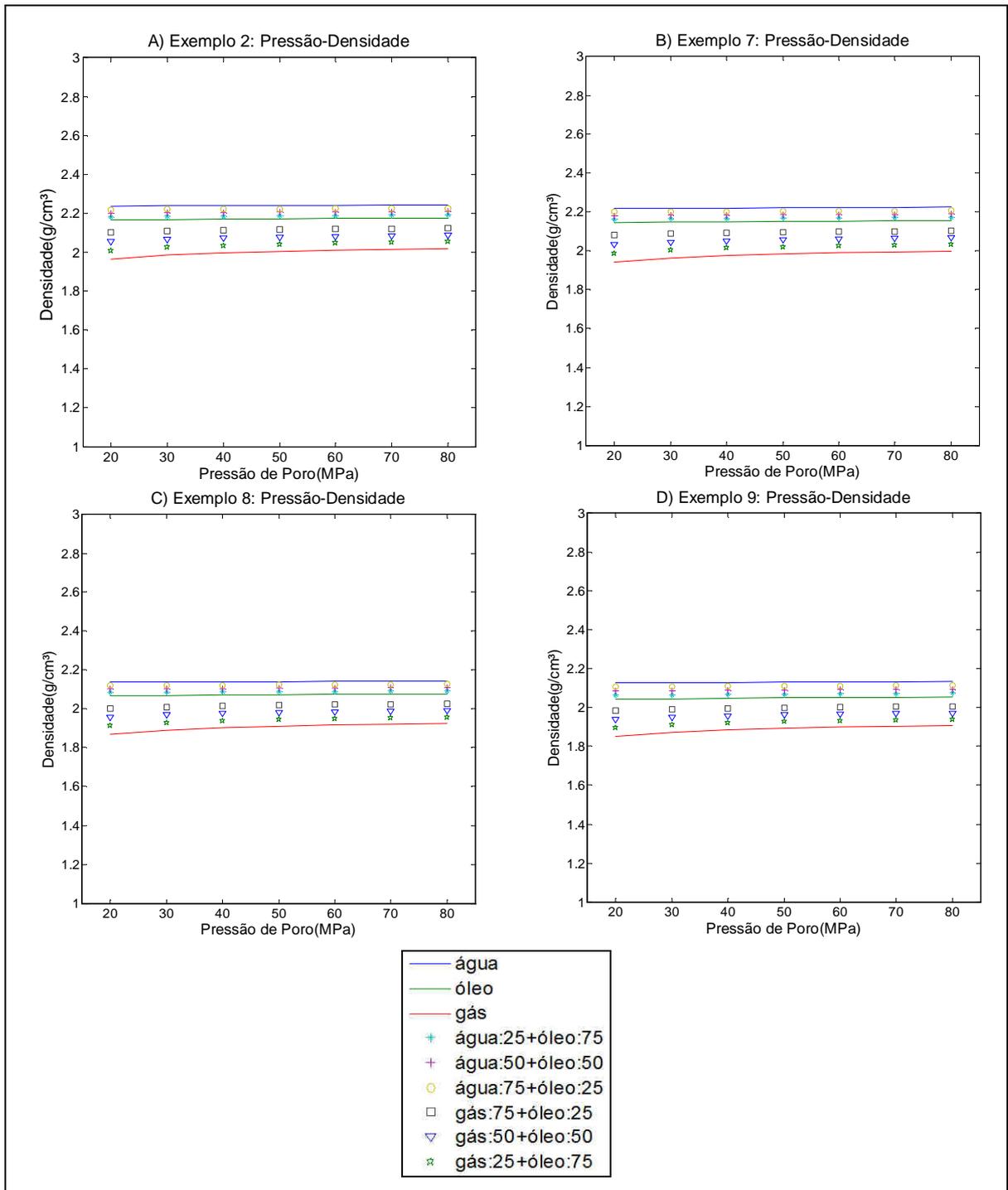


Figura 6.7: *Crossplot* $P - \rho$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, 8 e 9. Variação perceptível apenas na fase gás, sugerindo que sua densidade é mais sensível à pressão que as outras fases.

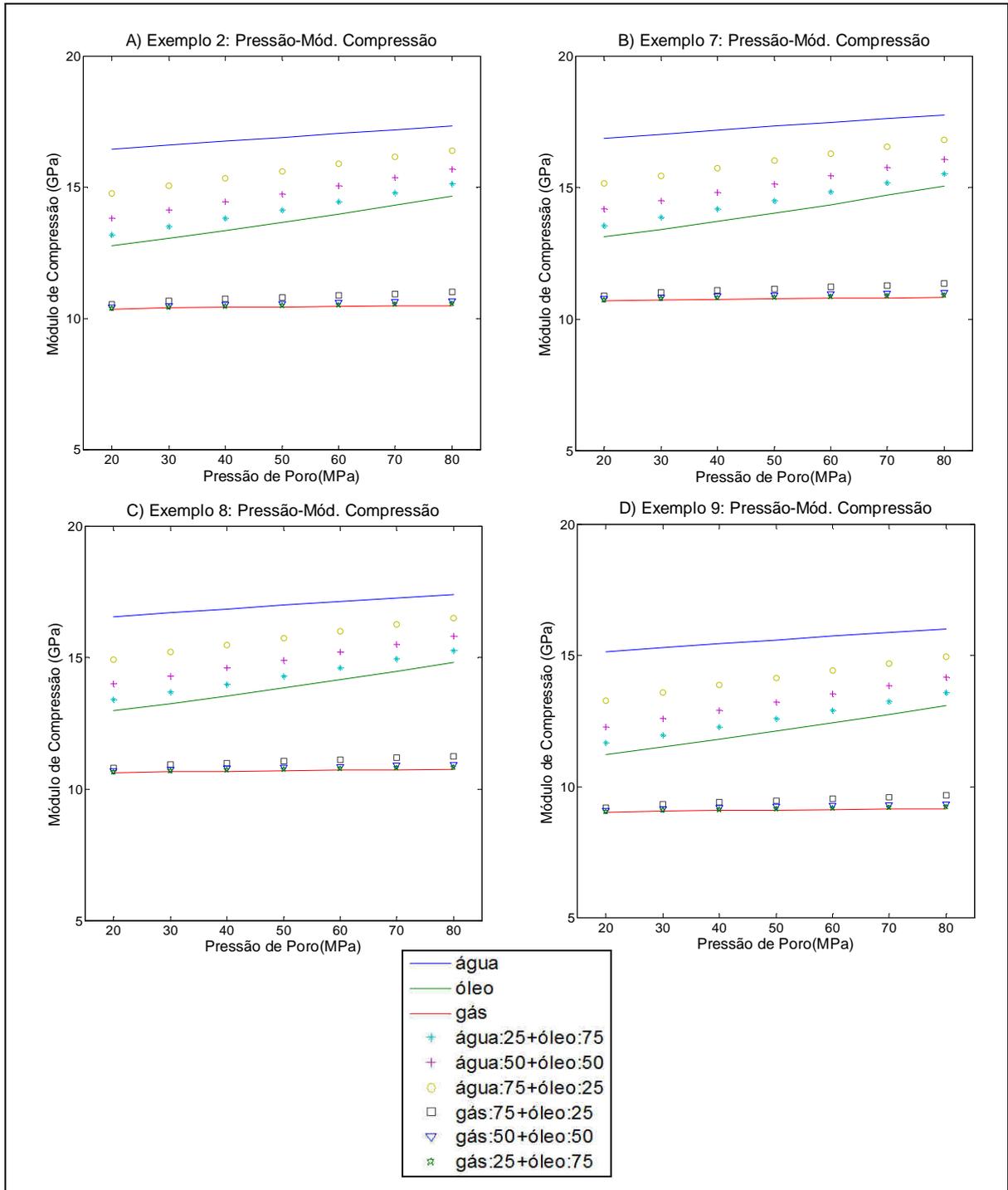


Figura 6.8: *Crossplot* $P - K_{Sat}$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). O módulo de compressão mostrou-se sofrer influência da pressão nas fases água salobra e óleo. Não ocorreu mudança significativa para a fase gás.

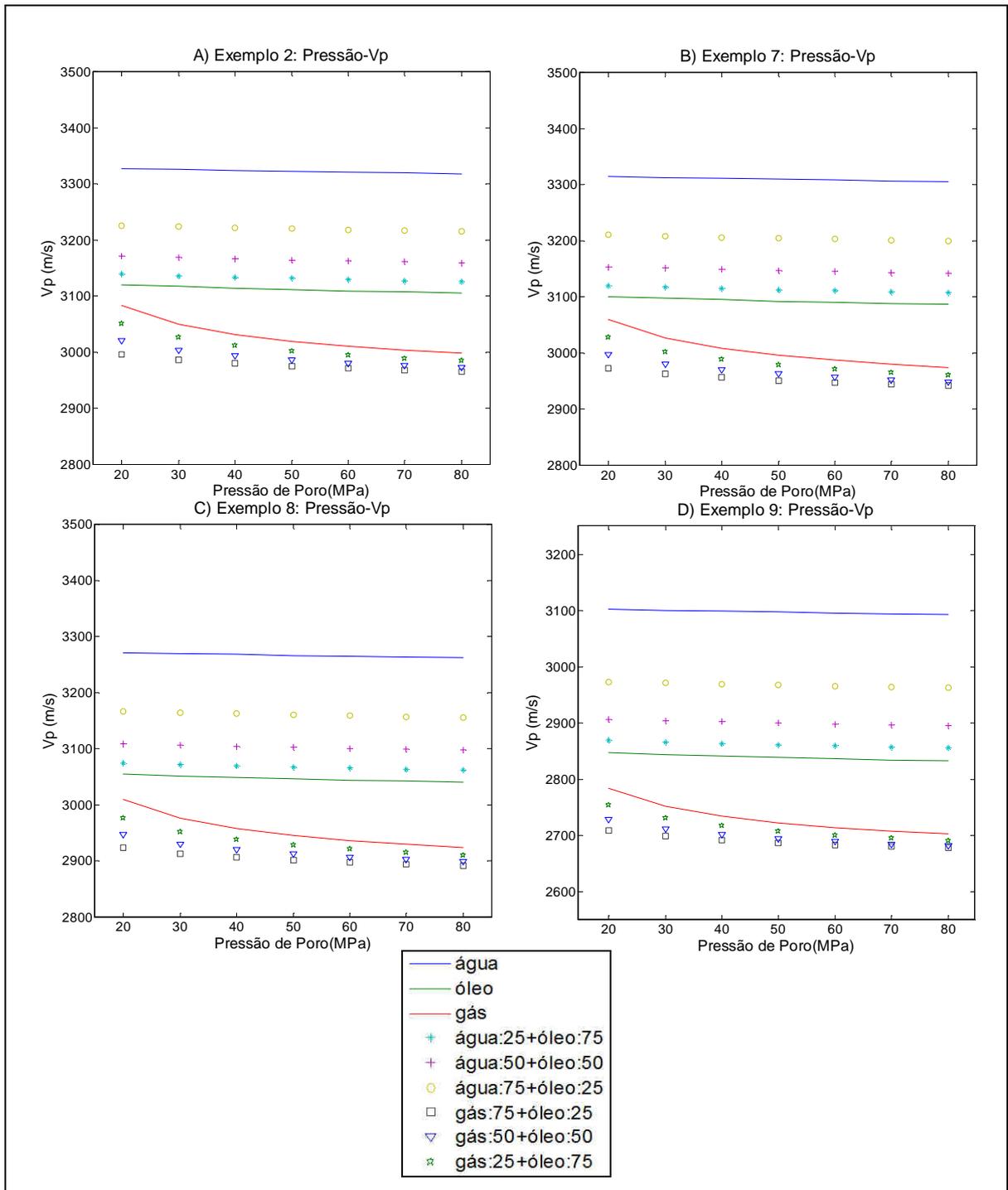


Figura 6.9: *Crossplot* $P - V_p$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). Na fase gás ocorreu a maior variação na velocidade P, devido a maior influência causada na densidade pela pressão, pois a velocidade é dependente da densidade.

O efeito de pressão causou mudanças mais significativas para a velocidade P na fase gás (Figura 6.9). A velocidade P tende a diminuir com o aumento da pressão. Isto parece contraditório com a análise do *crossplot* anterior (Figura 6.8), onde o K_{Sat} tende a aumentar, o que deveria levar ao aumento da velocidade P. No entanto, ocorre também diminuição da densidade, que é mais significativo na influência da velocidade que K_{Sat} , levando ao decréscimo de V_p . Efeito semelhante pode ser visto na figura a seguir (Figura 6.10), *crossplot* $P-V_s$, pois com a diminuição da densidade da rocha com o aumento da pressão, para o módulo de Cisalhamento praticamente constante, faz com que V_s decrescente.

As impedâncias são analisadas via *crossplots*, apresentados nas Figuras 6.11 e 6.12.

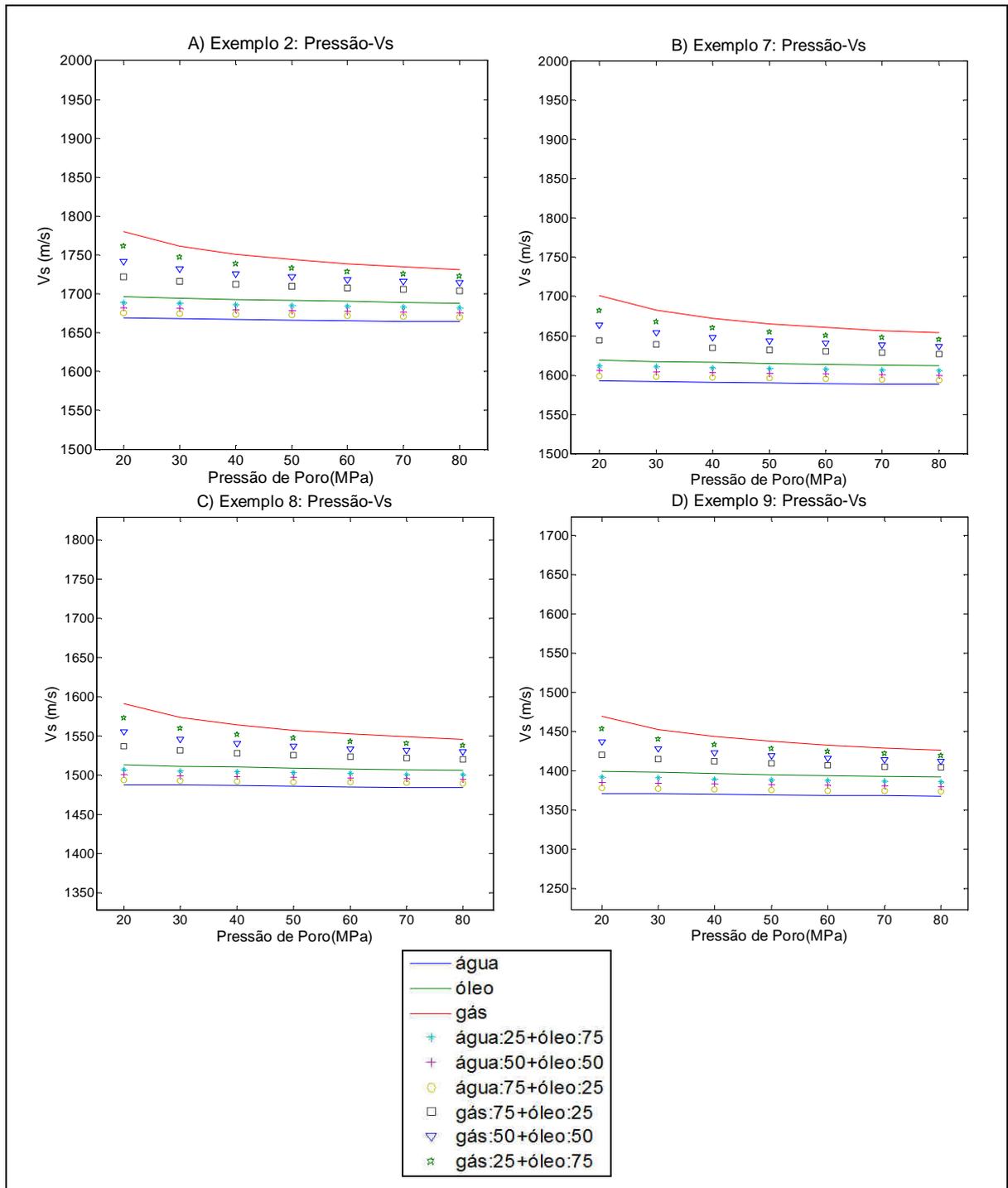


Figura 6.10: *Crossplot* $P - V_s$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A velocidade S sofreu maior variação sob efeito da pressão devido a maior influência causada também à densidade.

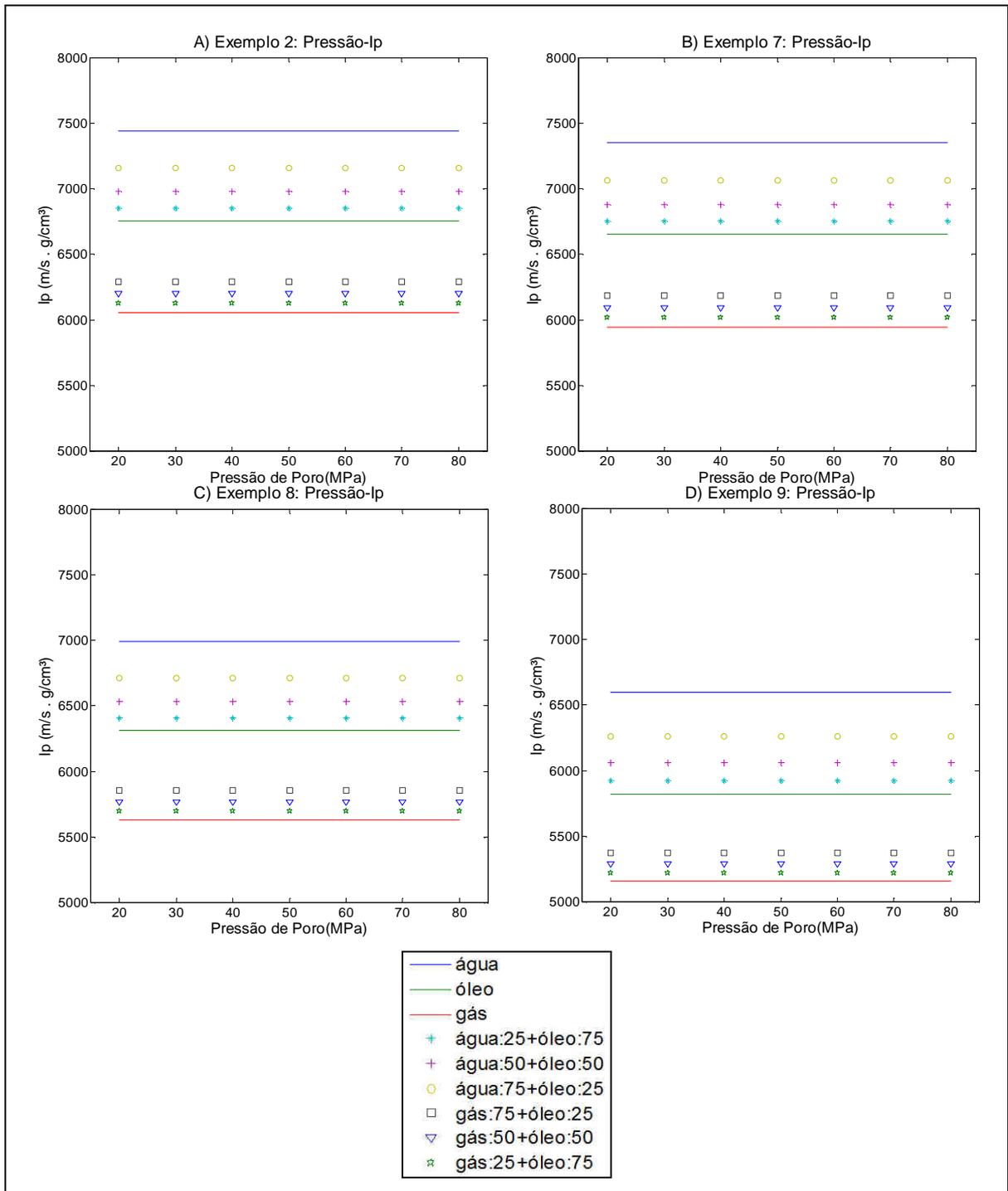


Figura 6.11: *Crossplot* $P - I_p$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A pressão não teve efeito significativo na impedância P , nas rochas carbonáticas estudadas.

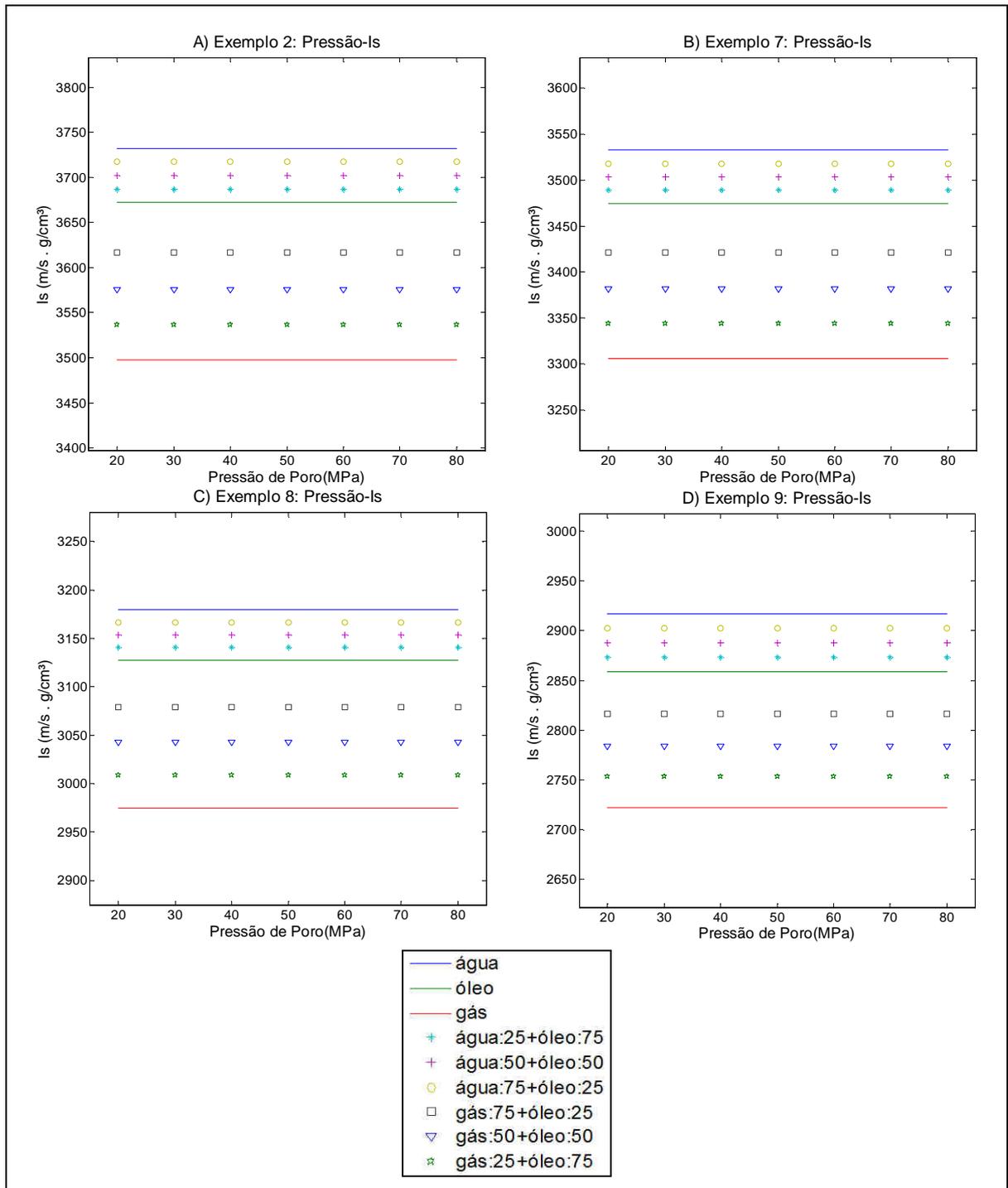


Figura 6.12: *Crossplot* $P - I_s$, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A pressão não teve efeito significativo na impedância S nas rochas carbonáticas estudadas.

Para os *crossplots* P - impedâncias, Figuras 6.11 e 6.12, não ocorreram mudanças significativas com o incremento da pressão. Também nos *crossplots* P

- Razão de Poisson não ocorreram mudanças significativas, conforme Figura 6.13.

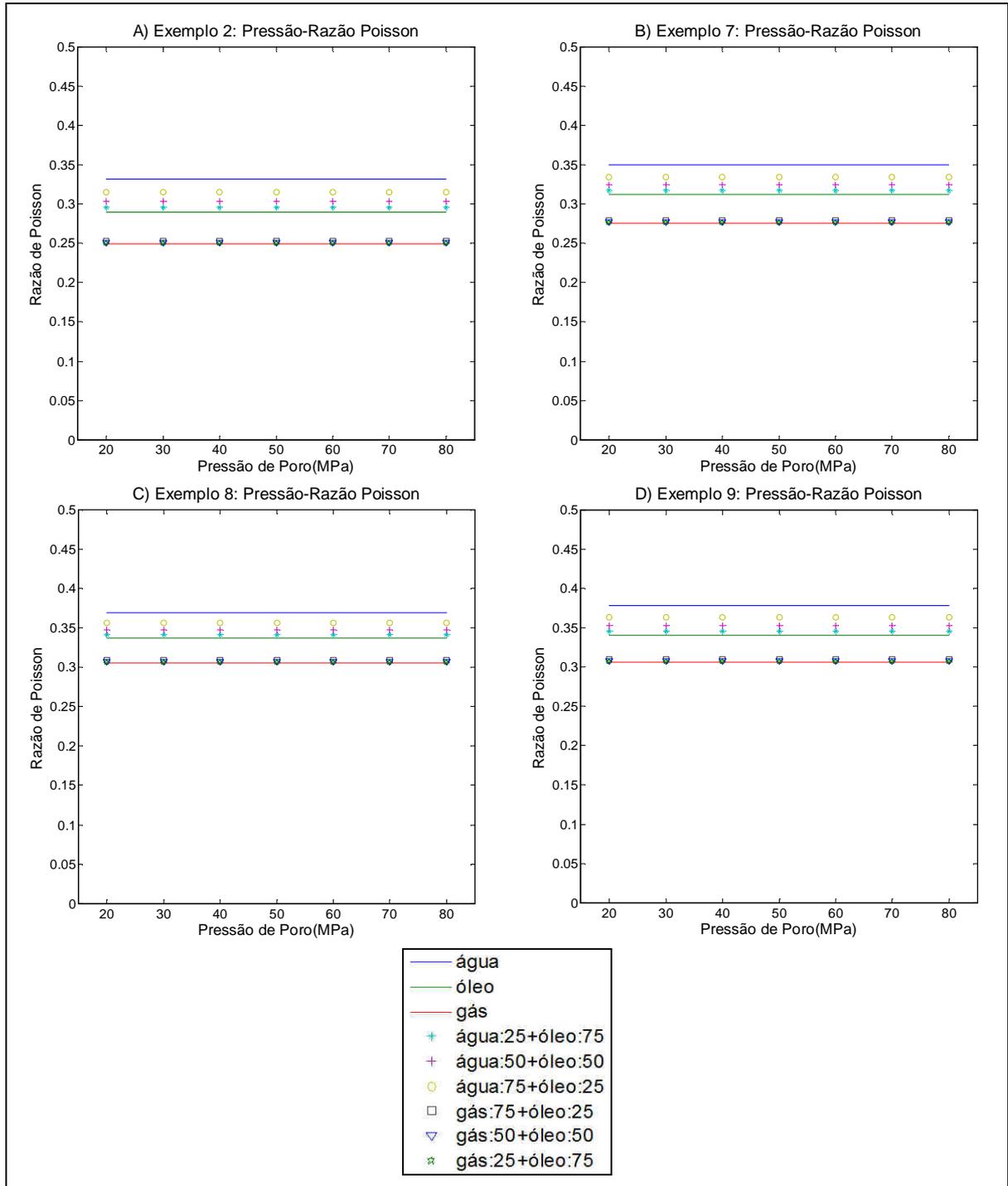


Figura 6.13: *Crossplot P* - Razão de Poisson, para as saturações propostas aplicadas às rochas carbonáticas escolhidas da Tabela 6.2, exemplos 2, 7, em A) e B), 8 e 9, em C) e D). A Razão de Poisson não mostrou variação com a pressão para as rochas carbonáticas sob situações de saturação.

6.3.7 Análises Gerais dos *Crossplots*

Com base nos exemplos propostos e nos *crossplots* apresentados e analisados nas Figuras 6.1 – 6.5, indicam variações nas propriedades físicas e elásticas em rochas carbonáticas causadas pelos perfis de saturação propostos. Porém, os *crossplots* que mais se destacam em função das mudanças detectadas são aqueles apresentados diretamente em função da densidade da rocha saturada. Os demais *crossplots*, como os baseados nas velocidades e impedâncias também demonstram considerável viabilidade de uso na caracterização de mudanças na saturação de fluidos, porém a distinção entre as proporções de misturas na fase gás – óleo não foram significativas. O estudo não permite conclusão prática na diferenciação de litologias, como diferenciação dos exemplos 2 e 7, calcários, em relação aos exemplos 8 e 9, dolomitos. Para isso, haveria a necessidade de estudos mais detalhados sobre um conjunto maior de exemplos, conforme demonstrado nos trabalhos de Wang *et al.* (1997). Cabe ressaltar, que o objetivo do estudo é avaliar rochas carbonáticas sob condições de saturações e não diferenciar litologias, embora possam ocorrer durante o estudo.

Considerando *crossplots* nas Figuras 6.6 – 6.13, para avaliação do efeito da pressão de poros nas propriedades da rocha saturada, verificou-se pouca influência. Mudanças mais significativas ocorreram para a fase gás, para os atributos velocidades sísmicas P e S, módulo de compressão da rocha saturada e densidade.

Nas Figuras 6.14 e 6.15, foram agrupados todos os parâmetros estudados nos exemplos propostos. Assim é possível comparar para os tipos de rochas Dolomitos e Calcários, e efeitos causados nos parâmetros pela saturação de fluido, idealizados; também, diferenciar comportamento entre os tipos de rochas carbonáticas. Os parâmetros que melhor permitiram distinção entre as rochas carbonáticas dolomito e calcário, foram os parâmetros dependentes da onda S (velocidade S e impedância S), módulo de cisalhamento e módulo de cisalhamento x densidade; isso, devido aos limites claramente definidos, sem sobreposição, apresentados para cada tipo de rocha estudado conforme tabela 6.2.

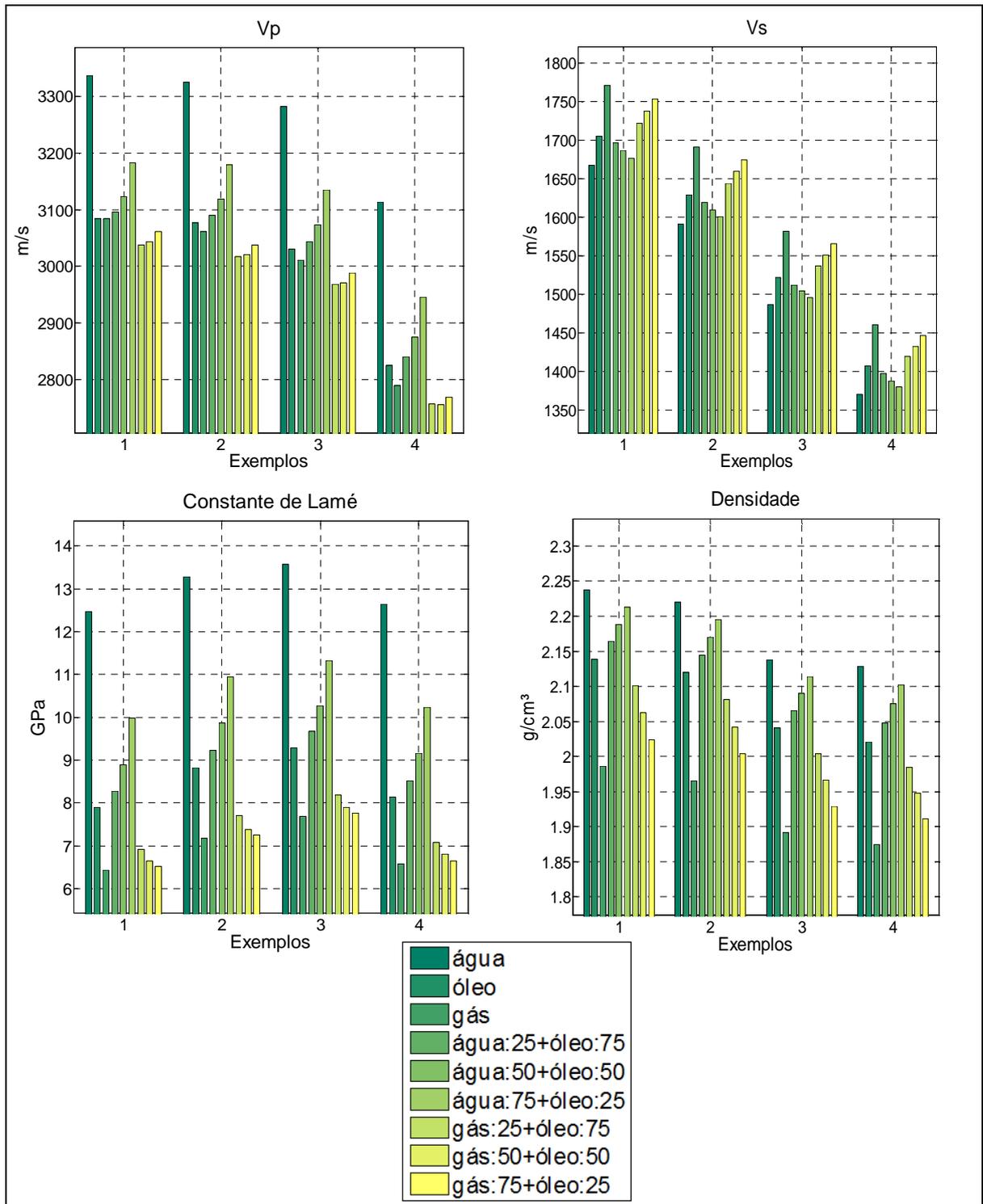


Figura 6.14: Análise Geral dos parâmetros estudados e apreciação de variação dos parâmetros segundo a saturação: Velocidades sísmicas P e S, Constante de Lamé, Densidade. Conforme Tabela 6.2, os exemplos de Dolomitos 2 e 7, e Calcários 8 e 9, estão organizados de 1 a 4, respectivamente.

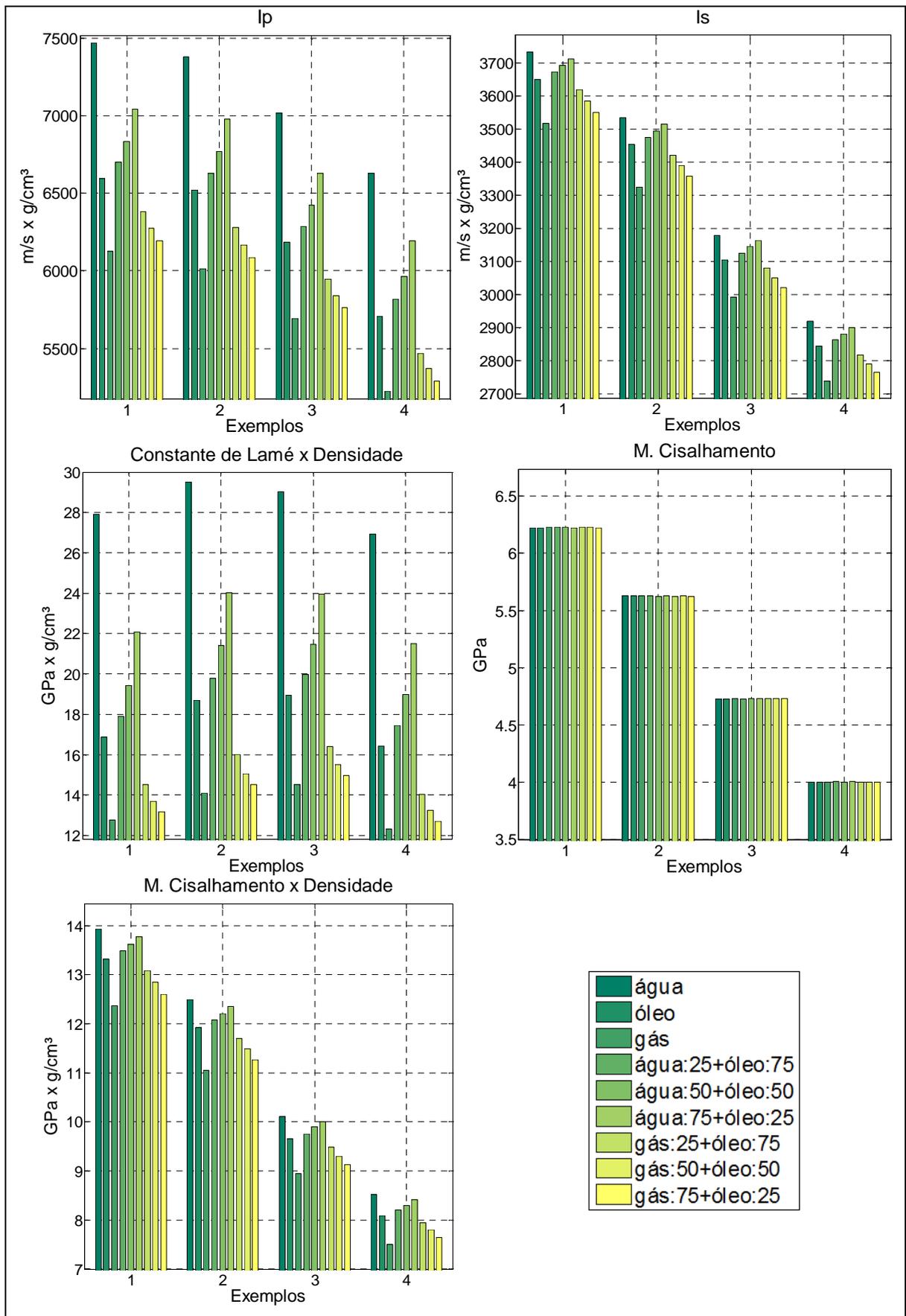


Figura 6.15: Análise Geral dos parâmetros estudados e apreciação de variação dos parâmetros segundo a saturação: Impedâncias sísmicas P e S, Constante de

Lamé x Densidade, Módulo de Cisalhamento, Módulo de Cisalhamento x Densidade. Conforme Tabela 6.2, os exemplos de Dolomitos 2 e 7, e Calcários 8 e 9, estão organizados de 1 a 4, respectivamente.

A seguir, serão estudadas as respostas sísmicas e avaliadas as possíveis mudanças causadas, pelo uso de análise de AVO para detecção de saturação por fluidos, sob condições constantes de pressão de poros.

6.4 Modelagem de Sismogramas e Análises de AVO: Etapas 3 e 4

Conforme proposto na seção 5.2.2 – Capítulo 5, foram modelados para cada exemplo, sismogramas para a componente PP, para os exemplos de reservatórios selecionados, sob mesmas condições de trapeamento e profundidade de camadas, conforme a Tabela 6.1. Foram utilizados os parâmetros de geometria de geofones, como citados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Parâmetros de aquisição sísmica e geometria de geofones (receptores). Valores utilizados para a computação dos sismogramas em todos os exemplos selecionados. É ideal que os sismogramas estejam computados segundo os mesmos parâmetros a fim de promover comparações pertinentes à técnica sísmica 4D.

Intervalo amostral em profundidade	4 m
Profundidade da fonte	5 m
Profundidade do receptor	0 m
Número de receptores	50
Espaçamento <i>offset</i>	100 m
Distância fonte – 1º receptor	50 m
Intervalo de tempo	0,004 s
Ângulo máximo PP	45°
Ângulo mínimo PSV	20°
Frequência dominante da wavelet – onda P	30 Hz

A seguir, são apresentados os sismogramas computados para as saturações das fases água salobra, óleo e gás com enfoque no reservatório. As frações entre as saturações são analisadas nos *crossplots* de AVO/AVA e Intercept-Gradient. Para cada exemplo, são apresentados em destaque o reservatório para todas as camadas propostas sob situação de saturação. É identificado o reservatório pelas linhas vermelhas e azuis, o topo e a base do reservatório, respectivamente, em tempo correspondente com o *offset* (Figuras 6.14 – 6.25).

- Resultado de sismogramas para o exemplo 2 - Reservatório Dolomito:

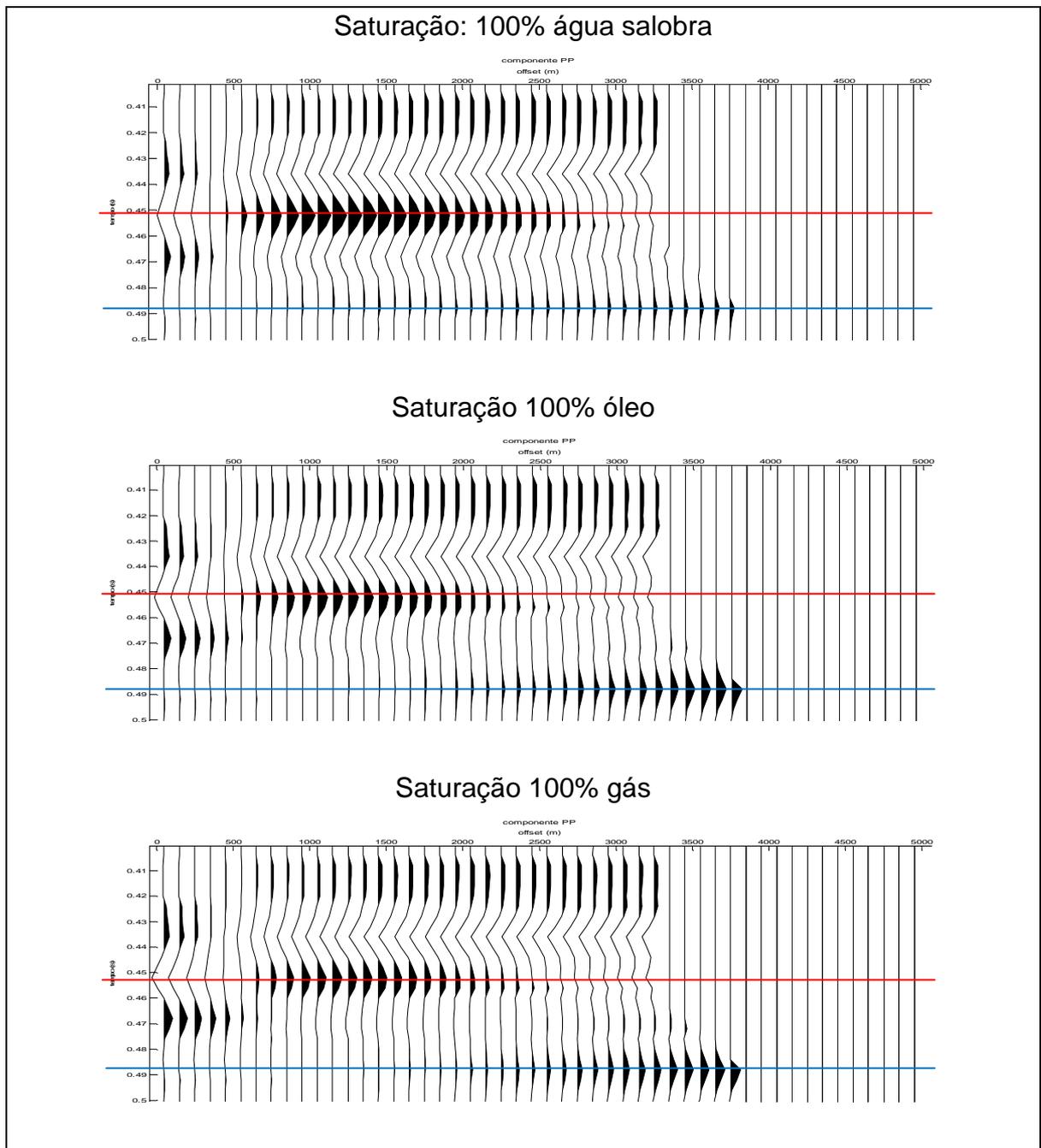


Figura 6.14: Resultado de sismogramas para o exemplo 2 – Reservatório Dolomito. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base.

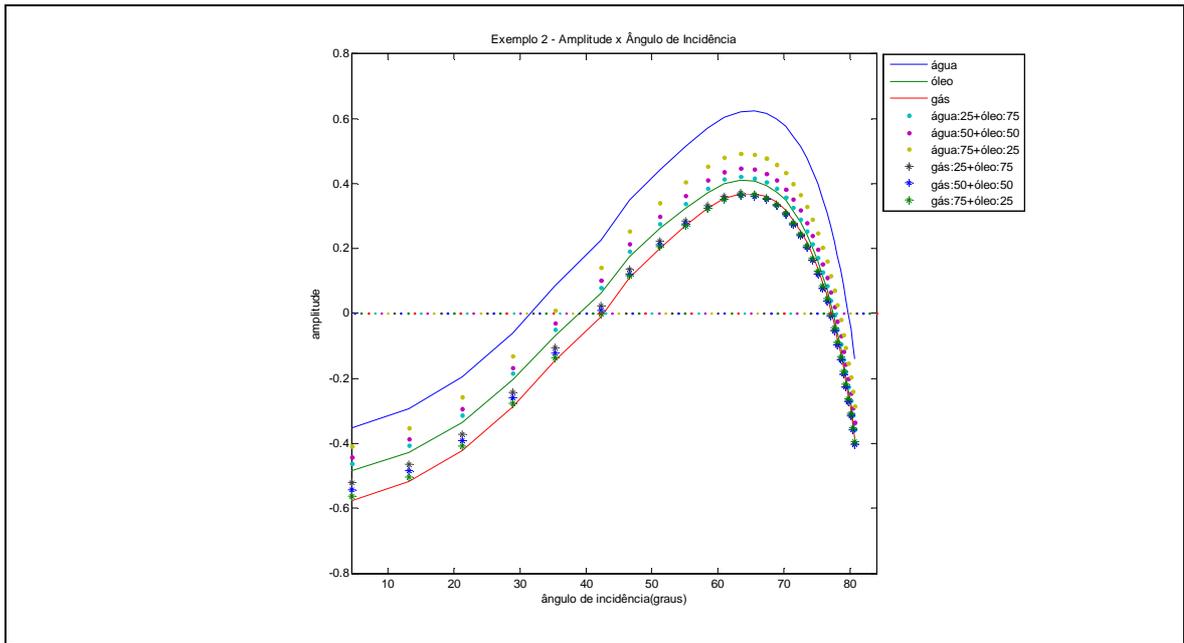


Figura 6.15: Análise de AVO/AVA para o exemplo 2 – Reservatório Dolomito. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.

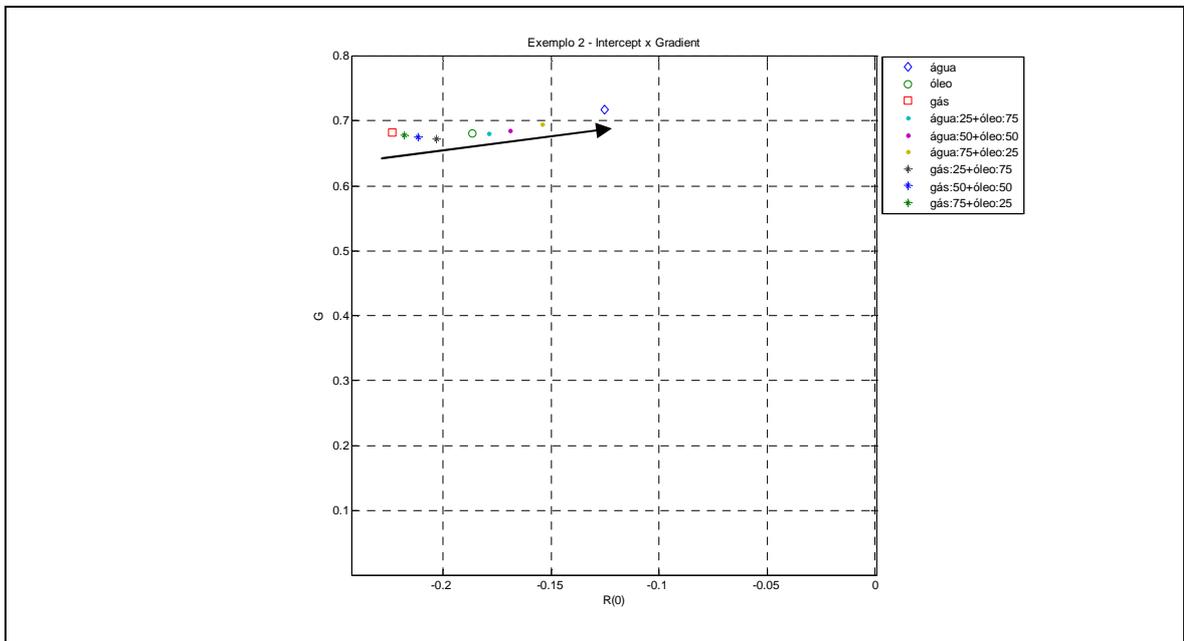


Figura 6.16: Crossplot Intercept – Gradient para o exemplo 2 – Reservatório Dolomito. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de

saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.

- Resultado de sismogramas para o exemplo 7 - Reservatório Dolomito:

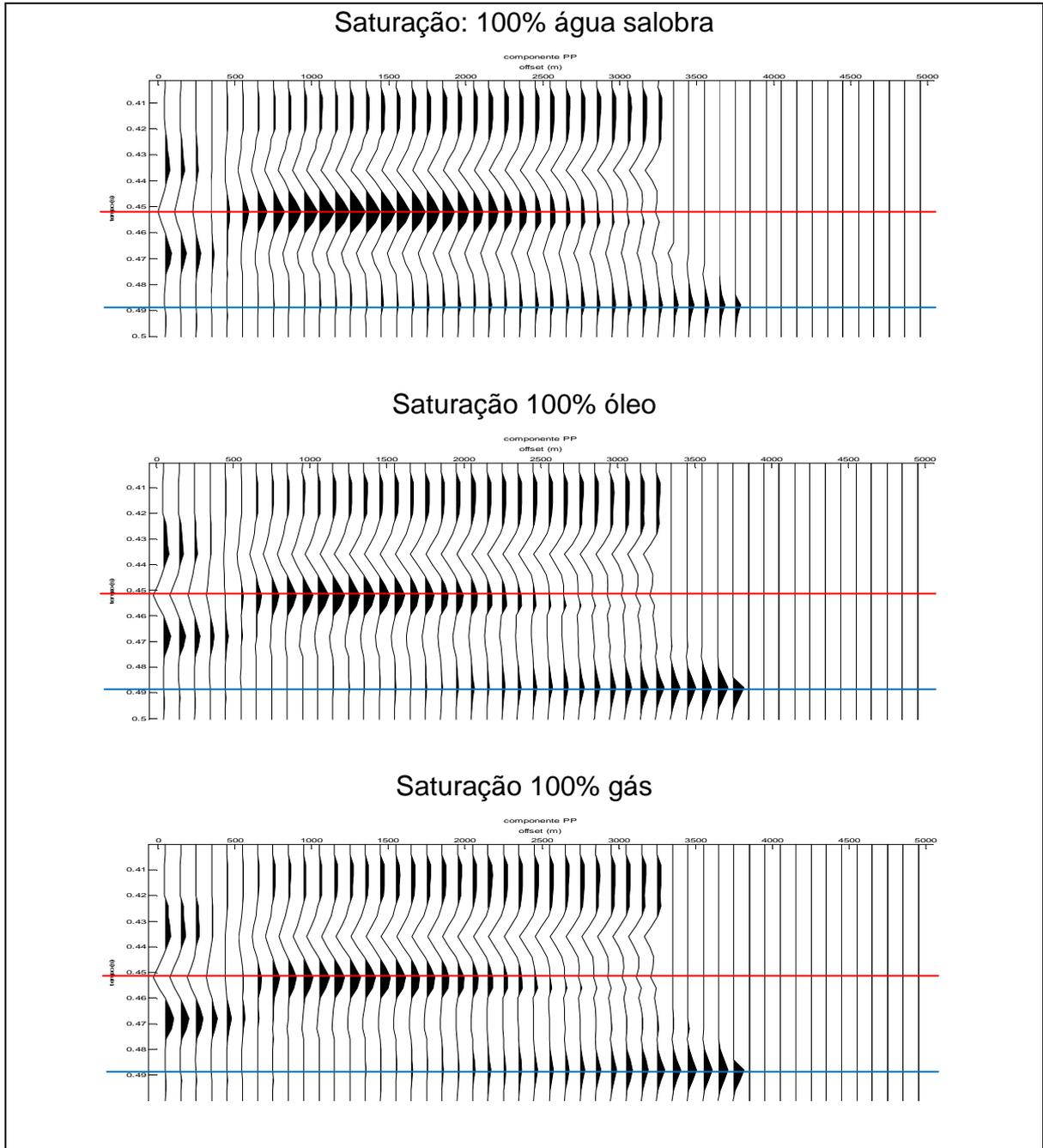


Figura 6.17: Resultado de sismogramas para o exemplo 7 – Reservatório Dolomito. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base.

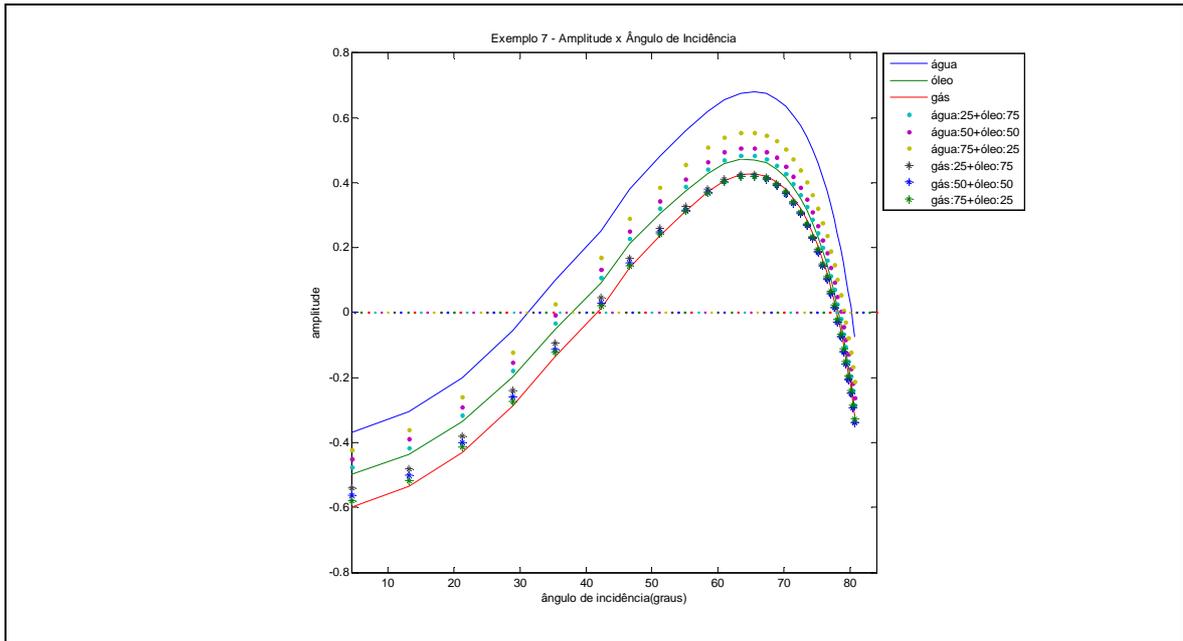


Figura 6.18: Análise de AVO/AVA para o exemplo 7 – Reservatório Dolomito. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.

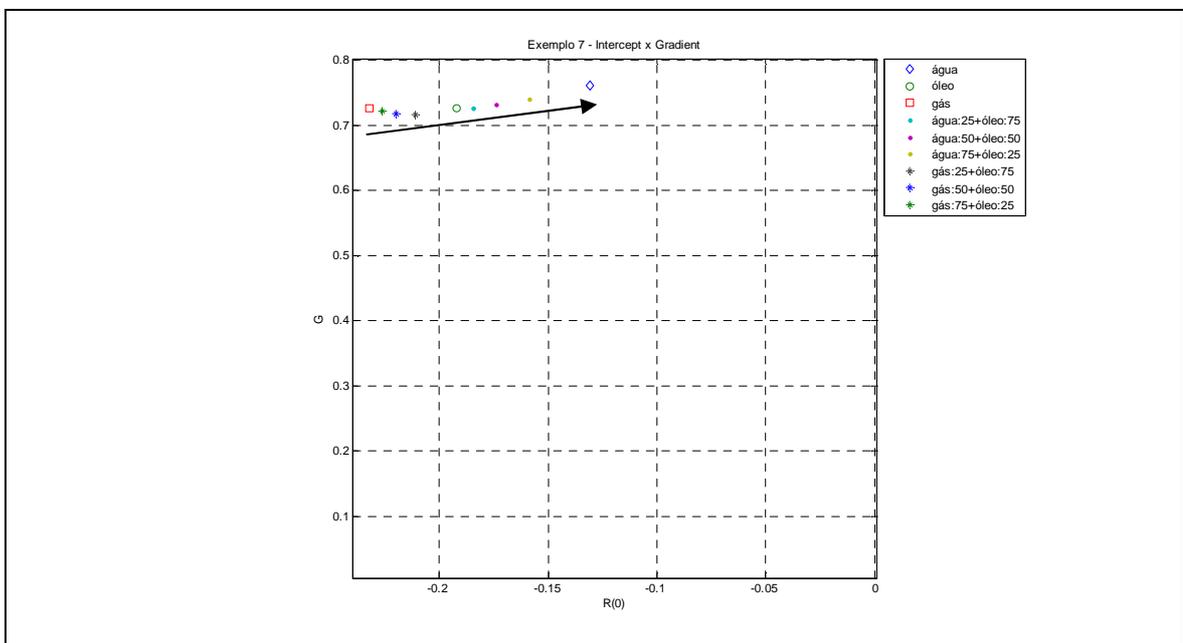


Figura 6.19: *Crossplot Intercept – Gradient* para o exemplo 7 – Reservatório Dolomito. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.

- Resultado de sismogramas para o exemplo 8 - Reservatório Calcário:

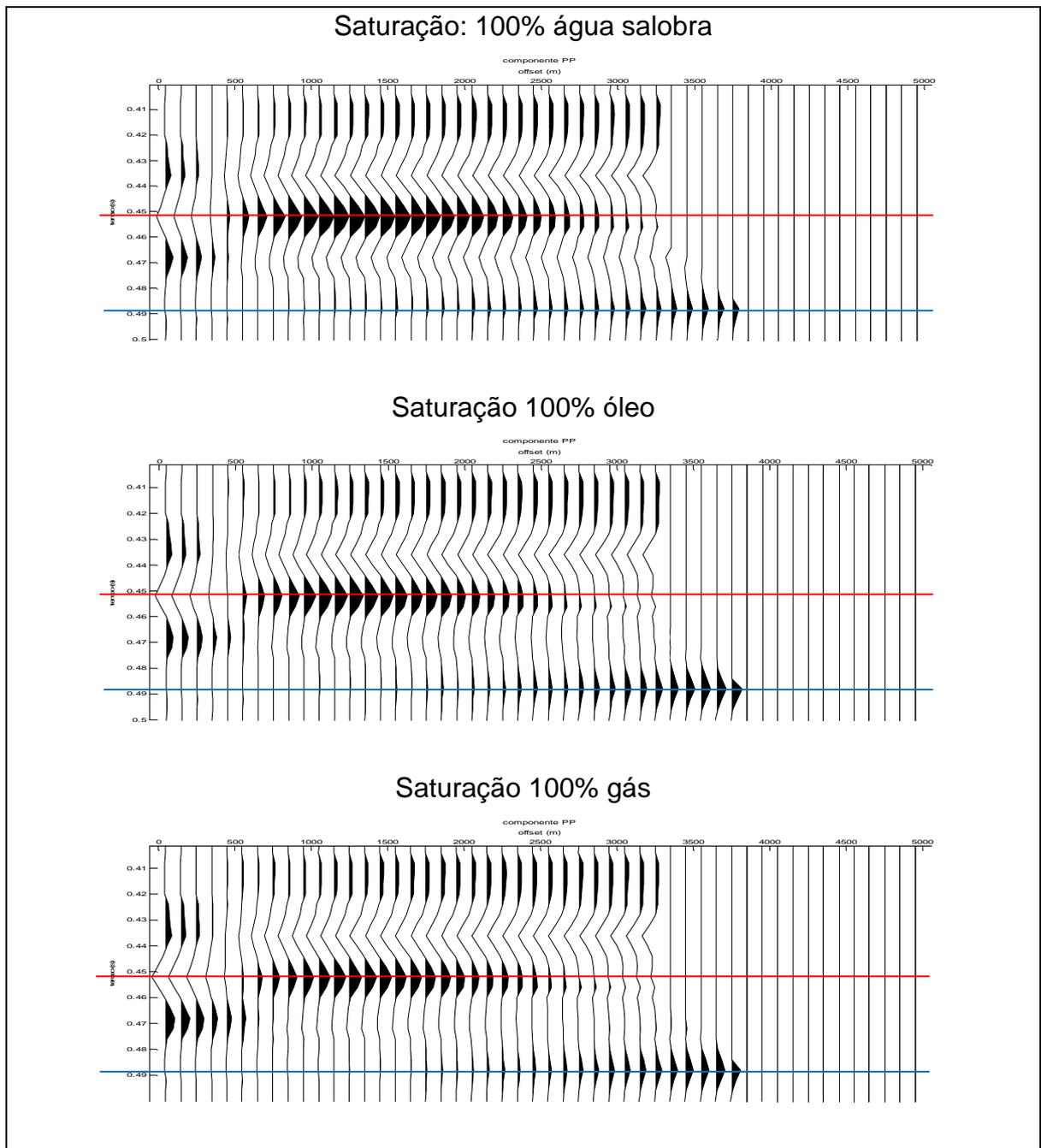


Figura 6.20: Resultado de sismogramas para o exemplo 8 – Reservatório Calcário. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base.

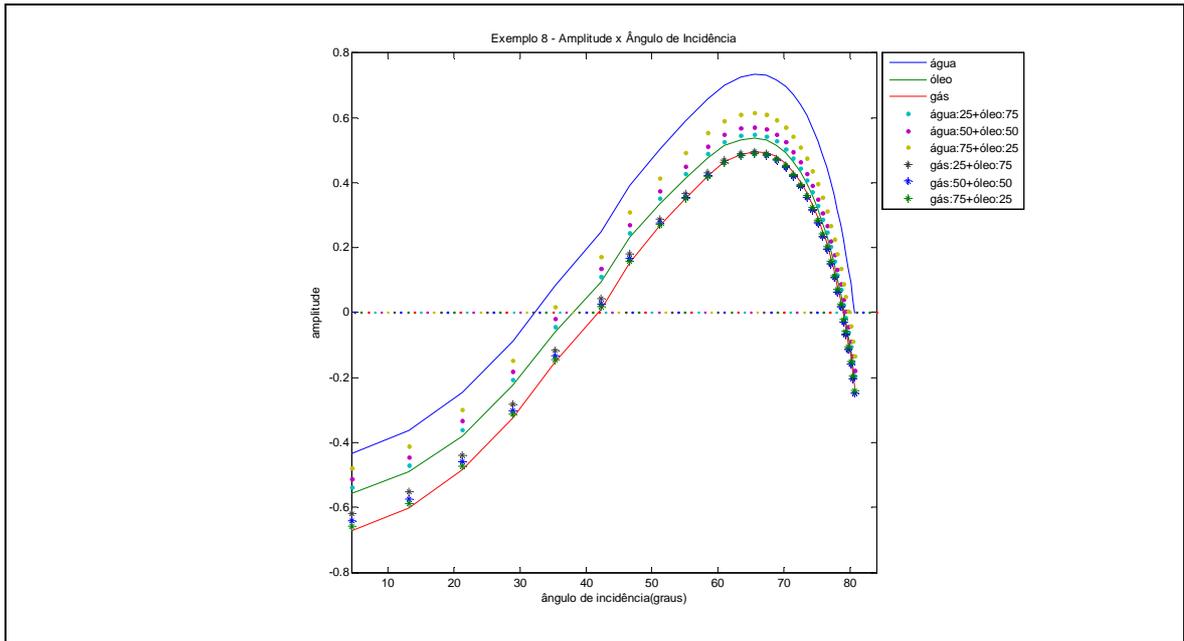


Figura 6.21: Análise de AVO/AVA para o exemplo 8 – Reservatório Calcário. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.

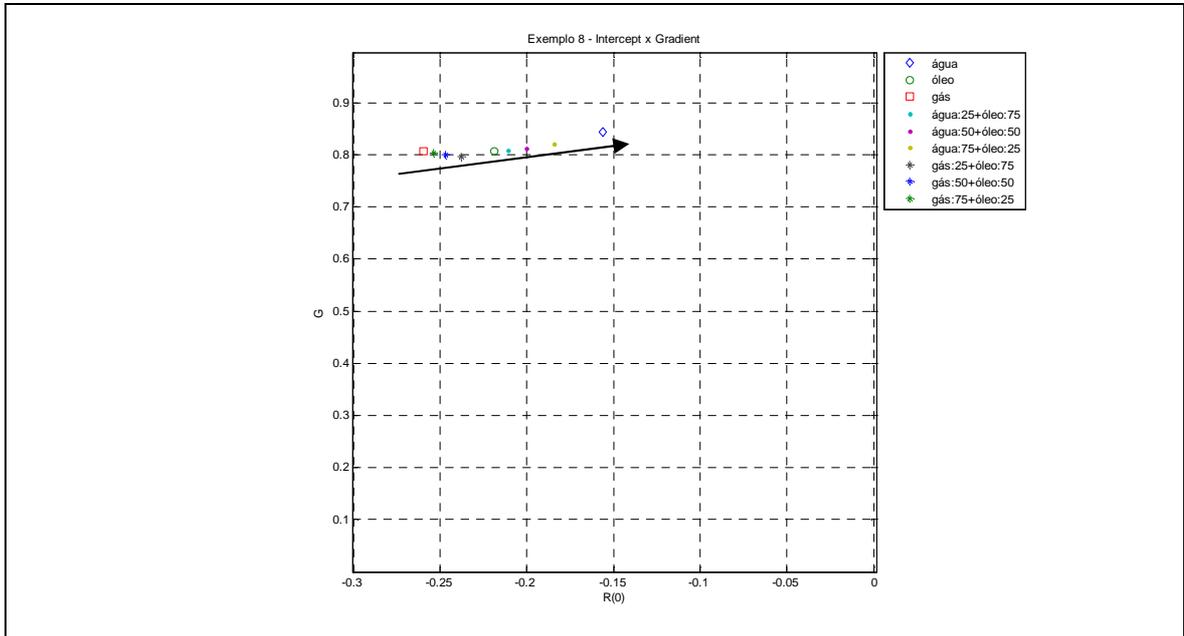


Figura 6.22: *Crossplot Intercept – Gradient* para o exemplo 8 – Reservatório Calcário. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.

- Resultado de sismogramas para o exemplo 9- Reservatório Calcário:

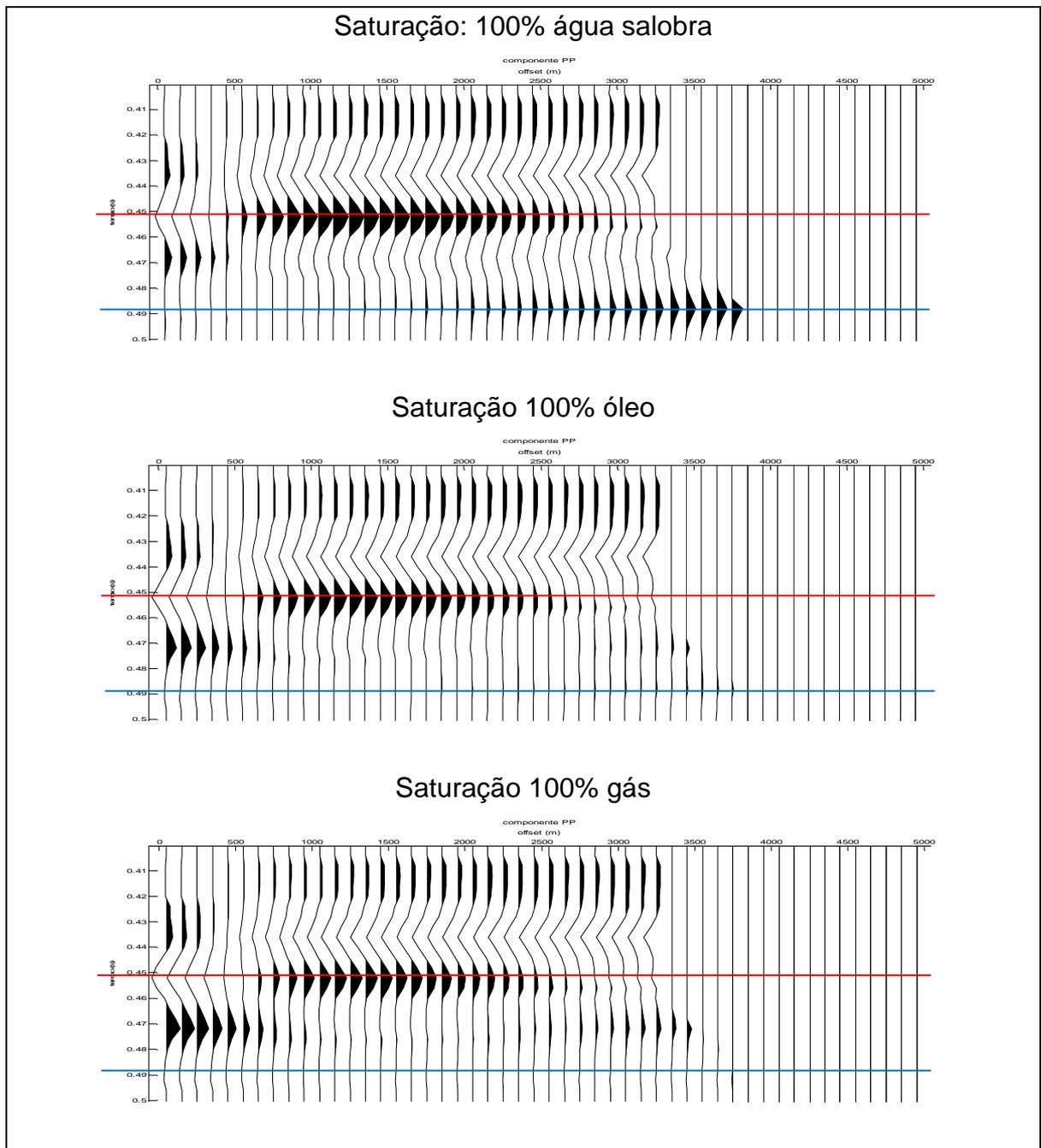


Figura 6.23: Resultado de sismogramas para o exemplo 9 - Reservatório Calcário. Linha em vermelho representa o topo do reservatório, e azul a base.

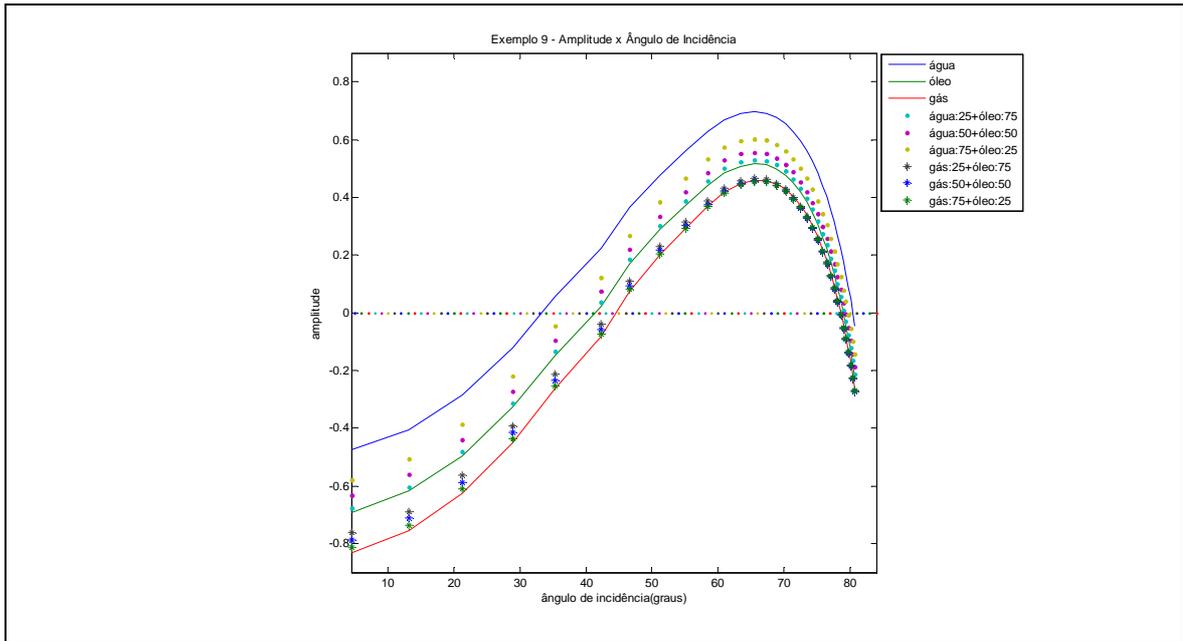


Figura 6.24: Análise de AVO/AVA para o exemplo 9 – Reservatório Calcário. Resultados mostram que todas as saturações seguem um mesmo patamar, com o coeficiente de reflexão negativo. Anomalias caracterizadas em classe IV de AVO.

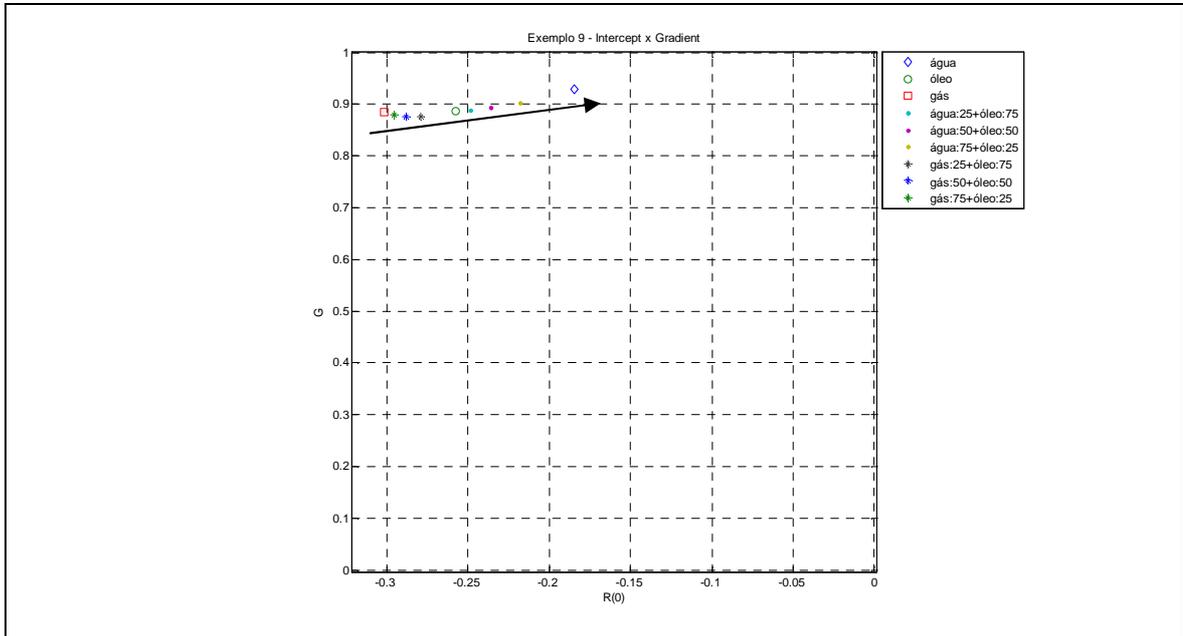


Figura 6.25: *Crossplot Intercept – Gradient* para o exemplo 9 – Reservatório Calcário. Confirma a classe IV de AVO, o mesmo para todas as fases de saturação. Caracterizados no 2º quadrante. A seta representa a variação de saturação obtida, dentro do 2º quadrante, sentido gás – água salobra.

6.5 Conclusões

O estudo por meio de *crossplots* nas situações avaliadas permitiu distinção de condições de saturação, considerados ferramentas importantes para entendimento do comportamento dos parâmetros petrofísicos e elásticos. Foi possível entender diversos aspectos pertinentes às rochas carbonáticas e relações entre propriedades petrofísicas e elásticas.

A técnica de análise AVO produziu anomalia de classe IV (conforme Ross & Kinman (1995), abordado neste trabalho, no Capítulo 3 – seção 3.4) para os exemplos de reservatórios Dolomito e Calcário clásticos, características de uma interface rígida por parte da rocha que serve de trapa do reservatório, causando baixa impedância, e pouco contraste na sísmica. Este resultado é coerente com os modelos propostos, no entanto, não ocorreram anomalias na análise de AVO que caracterizassem uma mudança de classe, implicando baixa sensibilidade às mudanças de fluido nas rochas carbonáticas propostas.

Capítulo 7

Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros

7.1 Conclusões

O uso da metodologia sísmica 4D em reservatórios carbonáticos tende a ser viável para saturações de gás. No entanto, é difícil prever substituição de fluido, como óleo para salmoura, por exemplo. Para testes com calcários e dolomitos, ambos apresentaram tendências de variação em seus parâmetros de forma semelhante. Constatou-se nos exemplos estudados pouca sensibilidade da sísmica às variações de fluido. No entanto, faz-se necessário a aplicação em campo de reservatório carbonático real.

A metodologia proposta para estudo de sísmica 4D via análise de AVO e condução dos testes, permitiram análises da rocha carbonática em situação de saturação por fluidos. Para os exemplos estudados, os resultados obtidos foram coerentes e permitiram conhecer o comportamento das rochas carbonáticas sugeridas.

De grande valia, mostraram-se as análises promovidas por meio dos *crossplots* selecionados para detecção de mudanças de saturação de fluidos. Dentre os estudados nos Capítulos 5 e 6, foram melhores os *crossplots* baseados

no parâmetro densidade da rocha, para todos os exemplos estudados, permitindo boa distinção de fluidos em saturação. No entanto, recomenda-se a utilização dos diversos tipos de *crossplots*, pois a combinação dos comportamentos para os diversos parâmetros ajudam a reduzir incertezas. Parâmetros como módulo de cisalhamento, velocidade S e impedância S serviram para distinção litológica entre os carbonatos dolomito e calcário para os exemplos estudados.

A variação de pressão de poro sob condições de temperatura constante e parâmetros de fluidos em saturação especificados, não causou mudanças significativas aos parâmetros elásticos estudados nos exemplos de reservatórios carbonáticos, sugerindo necessidades de mais estudos a respeito. Foi constatado que a fase gás apresenta maiores mudanças em relação à pressão. No entanto, alguns trabalhos, como citado no Capítulo 5, atentam para tais fatos. Não foi possível calcular o efeito da pressão no arcabouço da rocha carbonática conforme proposto por MacBeth (2004), na seção 4.2.3 – Capítulo 4, pela falta de proposição de parâmetros empíricos estimados por ensaios laboratoriais, necessários à metodologia. No entanto, seria possível aplicá-lo após estudos indicados, a ser proposto em trabalhos futuros.

Fazendo uma reflexão ao uso das relações propostas por Gassmann e Batzle & Wang, conforme abordado no Capítulo 4, percebeu-se a necessidade de relações que melhor definam a porosidade em situação de rochas carbonáticas, pois estas apresentam complicado sistema de poros que causam grande influência nos parâmetros elásticos e petrofísicos da rocha. Adam *et al.* (2006) também cita tal problema, além de analisar efeito de outros fatores como pressão e frequência sísmica empregada na análise 4D. No entanto, Adam *et al.* (2006) e autores como Jack (1997) e Wang (1997) atentam que existem casos que os modelos de física de rochas proposto por Gassmann adéquam-se bem aos carbonatos e outros não, sugerindo o uso de outras relações como Kuster-Toksoz, proposto por Kuster & Toksoz (1974), que também possuem limitações, conforme os autores citados, para previsão do módulo de compressão da rocha saturada.

Este trabalho permitiu melhor entendimento das diversas etapas empregadas na aplicação da metodologia sísmica 4D, trazendo diversas implicações sobre o assunto, propondo uma metodologia de trabalho por meio de

validação por *crossplots* e análise de AVO aplicados a reservatórios carbonáticos, promovendo melhor entendimento entre propriedades acústicas e petrofísicas inerentes ao meio, constituindo uma base bibliográfica sobre o tema.

7.2 Propostas de Trabalhos Futuros

Durante a execução deste trabalho, percebeu-se as seguintes necessidades:

- Empregar o estudo promovido neste trabalho em dados reais.
- Análises de AVO em carbonatos pela variação de pressão e temperatura.
- Avaliação da sensibilidade à pressão em rochas carbonáticas segundo relações propostas por MacBeth (2004), incluindo análises laboratoriais dos parâmetros empíricos exigidos.
- Análises de AVO em carbonatos para saturações com gases específicos, como o metano, etano, propano e butano.
- Elaboração de trabalho bibliográfico e testes para diferentes metodologias empíricas para carbonatos, que correlacionem parâmetros elásticos aos petrofísicos, a fim de se promover estudos de AVO e casos de viabilidade de uso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adam, L., Batzle, M., Brevik, I., 2006: Gassmann's fluid substitution and shear modulus variability in carbonates at laboratory seismic and ultrasonic frequencies. *Geophysics*, Vol. 71, Nº 6, November-December.

Allen, J.L., Peddy, C.P., 1993: Amplitude variation with offset – Gulf Coast case studies: SEG.

Anselmetti, F., Eberli, G.P., 1997: Sonic Velocity in Carbonate Sediments and Rocks. Publicado em Palaz, I. & Marfurt, K.J. (1997): Carbonate Seismology. *Geophysical Developments*, No 6, p. 53 – 74.

Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G., 2005: Quantitative seismic interpretation – applying rock physics tools to reduce interpretation risk. Cambridge University Press, pp. 359.

Aki, K., Richards, P.G., 1980: Quantitative seismology: theory and methods. San Francisco: W.H. Freeman and Co.

Batzle, M., Wang, Z., 1992: Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, Vol. 57, No. 11, p. 1396 - 1408.

Biot, M.A., 1956: Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid. *Journal of Acoustical Society of America*, Vol. 28, p. 168 – 191.

Conexão Pravap, 2006: Sísmica 4D da Petrobras é a primeira no mundo a refletir o monitoramento de fluidos em reservatórios de óleos pesados offshore. Publicação bimestral: outubro - novembro, editada pela Mercadoes Redação Roteiro - Petrobras.

Carcione, J.M., Hellez, H.B., Pham, N.H., and Toverud, T., 2003: Pore pressure estimation in reservoir rocks from seismic reflection data: *Geophysics*, Vol. 68, No. 5 (September-october, 2003); p. 1569 - 1579.

Castagna, J.P., Backus, M.M., Eds., 1993: Offset dependent reflectivity: Theory and practice of AVO analysis: *Soc. Expl. Geophysicists*, p. 3 – 77.

Castagna, J.P., Smith, S.W., 1994: Comparison of AVO indicators: A modeling study. *Geophysics*, 59, 1849 – 1855.

Chaparro, C.I., 2002: Caracterização das fácies calcárias da formação Cimarrona Campo Guanduas – VMM – Colômbia. Dissertação de mestrado em Ciências em Engenharia Civil - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Da Costa, E., 2005: Inferência de porosidade e saturação aplicada no monitoramento sísmico de reservatório. Tese de Doutorado - Eng. de Reservatório e de Exploração de Petróleo, LENEP/CCT/UENF - Macaé-RJ.

Doyle, H., 1995: Seismology. Ed. John Wiley and Sons, New York, pp. 218.

Duarte, O.O., 1997: Dicionário enciclopédico inglês-português de geofísica e geologia, 1ª Ed. – Rio de Janeiro: Petrobras, p. 169.

Dunham, R.J., 1962: Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Symp. Mem., 1, p. 108 - 121.

Eberli, G.P., Baechle, G.T., 2003: Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. SEG: *The Leading Edge*, July 2003, v. 22, no. 7, p. 654 - 660.

Fainstein, R., Matos, M., 2004: Tecnologia Sísmica Moderna: A Implementação dos levantamentos 4D. Publicação da Sociedade Brasileira de Geofísica, número 3, mês: agosto.

Folk, R.L., 1959: Practical petrographic classification of limestones. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 43, p. 1 - 38.

Folk, R.L., 1968: Petrology of sedimentary rocks. Austin: Hemphill's.

Gassmann, F., 1951: Über die elastizität poroser medien: Verteljahrss-christ der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich, 96, p. 1 – 23.

Han, D., 1992: Fluid saturation effect on rock velocities in seismic frequencies: apresentado em SEG Summer Research Workshop, Big Skit, Montana.

Jack, I., 1997: Time-lapse Seismic in Reservoir Management: Distinguished Instructor Series - Soc. Expl. Geophysicists, 1, Section 1.

Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J., and Ventre, J., 1990: A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-waveform sonic). The Log Analyst, 31, November, p. 355 - 369.

Kuster, G.T., Toksoz, M.N., 1974: Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media, part I – theoretical formulations. Geophysics, 39, 587 – 606.

Lumley, D. E., Behrens, R. A., and Wang, Z., 1997, Assessing the Technical Risk of a 4-D Seismic Project: The Leading Edge, 16, 1287 - 1292.

Li, Y., Goodway, B., Downton, J., 2003: Recent Advances in Application of AVO to Carbonate Reservoirs: CSEG Recorder, March edition article, 34 - 40.

MacBeth, C., 2004, A classification for the pressure-sensitivity properties of a sandstone rock frame: Geophysics, 69, 497 - 510

Margrave, G.F., 2001: Numerical Methods of Exploration Seismology. Department of Geology and Geophysics the University of Calgary, pp. 160.

Marion, D., Jizba, D., 1997: Acoustic Properties of Carbonate Rocks: Use in Quantitative Interpretation of Sonic and Seismic Measurements. Publicado em Palaz, I. & Marfurt, K.J. (1997): Carbonate Seismology. Geophysical Developments, No 6, p. 75 – 94.

Mavko, G., Mukerji, T., 1995: Pore space compressibility and Gassmann's relation. Geophys., 60, p. 1743 - 1749.

Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 1998: The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media: Cambridge University Press.

Moore, C.H., 1989: Carbonate Diagenesis and Porosity. 1 Ed. New York, Elsevier.

Nur, A., Marion, D., Yin, H., 1991: Wave velocities in sediments. In: Hovem, J.M. et al., Ed., Shear Waves in Marine Sediments: Kluwer Academic Publishers.

Nur, A., Mavko, G., Dvorkin, J., Galmudi, D., 1995, Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks: 65th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, pp. 878.

Nur, A., Mavko, G., Dvorkin, J., Galmudi, D., 1998, Critical porosity: A key to relating physical properties to porosity in rocks: The Leading Edge, 17, 357–362.

Palaz, I., Marfurt, K. J., 1997: Carbonate Seismology, Geophysical Developments, 6, p. 1 - 8.

Ross, C.P., Kinman, D.L., 1995: Non-bright spot AVO: Two examples. Geophysics, 60, 1398 – 1408.

Royle, A., Lines, L.R., 2003: Introduction to AVO methods: Unpublished course notes, University of Calgary.

Rutherford, S.R., Williams, R.H., 1989: Amplitude-versus-offset variations in gas sands. Geophysics, 34, 680-688.

SBGf Boletim (2004): Sísmica 4D Aplicada à Engenharia de Reservatórios Petrolíferos – Workshop. Publicação da Sociedade Brasileira de Geofísica, número 3, p. 5.

Schinelli, M.C., 2002: Comportamento excêntrico do efeito *tuning* em sísmica 4D, Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 20, p. 97 – 101.

Sengupta, M., Mavko, G., 1999: Sensitivity analysis of seismic fluid detection: expanded abstracts, 69th Ann. Int. Meeting, Soc. Exp. Geophys., p. 180 – 183.

Sheriff, R. E., Geldart, L. P., 1995: Exploration Seismology. 2. ed. Cambridge: Cambridge University Press, pp. 592.

Spadini, A.R., Marçal, R.A., 2005: Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 13, n. 1, p. 129 - 138.

Suguio, K., 1998: Dicionário de Geologia Sedimentar e Áreas Afins. Editora Bertrand Brasil, p. 620 – 623.

Suguio, K., 2003: Geologia Sedimentar, Ed. Edgard Bhücher Ltda, 1ª edição, p. 184 - 194.

Takahashi, I., 2000: Quantifying Information and Uncertainty of Rock Property Estimation From Seismic Data, Stanford University.

Teixeira, W., Toledo, M.C.M., Fairchild, T.R., Taioli, F., 2001: Decifrando a Terra. São Paulo: Oficina de Textos. p. 301.

Tran, H., Bentley, L.R., Krebs, E.S., 2004: Use of Time-Lapse Analysis to Predict Fluid Changes in a Carbonate Pool: A Case Study of the Rainbow B Pool: CSEG National Convention, pp. 4.

Walls, J., Dvorkin, J., 2005: Effects of pore fluid properties at high pressure and temperature on seismic response. SEG, pp. 4.

Wang, Z., 1997: Seismic Properties of Carbonate Rocks. Publicado em Palaz, I. & Marfurt, K.J. (1997): Carbonate Seismology. Geophysical Developments, No 6, p. 29 – 52.

Wang, Z., 2000: The Gassmann Equation Revisited: Comparing laboratory data with Gassmann's predictions. Publicado em: Wang, Z., Nur, A., Ebrom, A.A., 2000: Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks, Volume 3, Recent Developments, Geophysics reprint series, No. 19, p. 8 - 23.

Zimmerman, R.W., 1991: Compressibility of sandstones. Elsevier, Science Publ. Co., Inc.

ANEXOS

Anexo A

A.1 Considerações sobre as relações de Gassmann e Atributos Sísmicos

Em relação ao comportamento do módulo de compressão, a teoria prevê como resultado, à baixa frequência, o incremento do módulo de compressão efetivo, K_{Sat} , da rocha saturada para as seguintes situações (Mavko *et al.*, 1998):

1. Rocha seca *versus* rocha saturada (em módulo de compressão):

$$\frac{K_{Sat}}{K_0 - K_{Sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_0 - K_{fl})}, \quad \mu_{Sat} = \mu_{dry} \quad (A.1)$$

onde:

K_{dry} = módulo de compressão efetivo da rocha seca.

K_{Sat} = módulo de compressão efetivo da rocha com fluido no poro.

K_0 = módulo de compressão do mineral que compõe a rocha.

K_{fl} = módulo de compressão efetivo do fluido no poro.

ϕ = porosidade.

μ_{Sat} = módulo de cisalhamento efetivo da rocha seca.

μ_{dry} = módulo de cisalhamento efetivo da rocha com fluido no poro.

Obs.: $\mu_{Sat} = \mu_{dry}$ porque independem de saturação.

2. Substituição de fluido; ou seja, a partir de um estado de saturação inicial para saturação de outro fluido:

Para isso, o procedimento é simplificar e aplicar a equação de Gassmann citada duas vezes:

1º - Transformar o módulo da saturação inicial do fluido para o estado de rocha seca:

$$\frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} = \frac{K_{Sat}}{K_0 - K_{Sat}} - \frac{K_{fl}}{\phi(K_0 - K_{fl})}, \quad \mu_{Sat} = \mu_{dry} \quad (A.2)$$

2º - Transformar o módulo para rocha seca, para o novo estado de saturação por fluido, algebricamente, eliminando o módulo da rocha seca da equação de Gassmann em substituição pelo módulo da rocha saturada K_{Sat1} e K_{Sat2} em termos de dois módulos de compressão para os fluidos K_{fl1} e K_{fl2} :

$$\frac{K_{Sat1}}{K_0 - K_{Sat1}} - \frac{K_{fl1}}{\phi(K_0 - K_{fl1})} = \frac{K_{Sat2}}{K_0 - K_{Sat2}} - \frac{K_{fl2}}{\phi(K_0 - K_{fl2})}, \quad \mu_{Sat1} = \mu_{Sat2} \quad (A.3)$$

Ao se utilizar as relações de Gassmann, deve-se ter os seguintes cuidados:

- A equação assume módulo mineral homogêneo e isotrópico de espaço poroso, porém não considera geometria do poro.
- Onda induzida em frequências baixas é uma limitação, pois deve haver tempo suficiente para resposta do fluido no espaço poroso,

considerando o gradiente de pressão de poros. Os melhores trabalhos na literatura trazem como frequências abaixo de 100Hz.

- A rocha seca possui comportamento diferente da rocha saturada com gás quanto à deformação, resultando em diferenças no módulo de compressão.

Faz-se necessário então um melhor entendimento sobre a rocha, a fim de contornar limitações da equação de Gassmann, pois esta é uma mistura de grãos minerais e poros que podem estar saturados por fluidos. Para previsão do módulo elástico efetivo de uma mistura deve-se saber:

1. O volume de frações de várias fases.
2. O módulo elástico das várias fases.
3. Detalhes da geometria e relação com as diversas fases.

Geralmente o desafio está no conhecimento do item 3 citado, ou seja, saber sobre a geometria de poros e como as fases estão arranjadas umas com as outras. Surge então a necessidade em descrever métodos para computar:

- a variação estimada da média do módulo mineral para uma mistura de grãos minerais;
- os limites inferior e superior para a mistura de minerais e fluido no poro.

Pressupondo que cada constituinte é isotrópico, linear e elástico. É importante definir os seguintes atributos, relações e conceitos:

Atributos sísmicos devem ser considerados:

$$V_p = \sqrt{\frac{\kappa + (4/3)\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{M}{\rho}}, \quad (\text{A.4})$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (\text{A.5})$$

$$V_E = \sqrt{\frac{E}{\rho}}, \quad (\text{A.6})$$

onde:

V_E é a velocidade da onda extensional.

ρ = densidade.

λ = coeficiente de Lamé.

K = módulo de compressão (*bulk modulus*), dado por

$$K = \rho(V_P^2 - (4/3)V_S^2). \quad (\text{A.7})$$

É a medida da resistência da amostra contra compressão hidrostática.

μ = módulo de cisalhamento (*shear modulus*), dado por

$$\mu = \rho V_S^2. \quad (\text{A.8})$$

É a medida da resistência da amostra contra deformação cisalhante.

E = módulo de Young (*Young's modulus*), dado por

$$E = \rho V_E^2. \quad (\text{A.9})$$

É a medida da resistência da amostra contra uma tensão uniaxial.

ν = razão de Poisson (*Poisson's ratio*). Dado por

$$\nu = \frac{(V_P^2 - 2V_S^2)}{2(V_P^2 - V_S^2)}. \quad (\text{A.10})$$

É a medida da expansão lateral relativa à contração longitudinal.

M = módulo da onda P (*P wave modulus*):

$$M = \rho V_P^2, \quad (\text{A.11})$$

ou

$$M = \lambda + 2\mu. \quad (\text{A.12})$$

ϕ = porosidade

ϕ_c = porosidade crítica

Considerando ϕ e ϕ_c , é definido o limite entre o comportamento acústico e mecânico em dois domínios diferentes (Takahashi, 2000):

1. $\phi > \phi_c$ - partículas em suspensão, que descaracterizam a rocha;
2. $\phi < \phi_c$ - partículas consolidadas, que caracterizam a rocha.

Nos dois casos a velocidade tende a diminuir no sentido da ϕ_c , isto para valores dentro da definição dos limites superior e inferior. A porosidade crítica ϕ_c depende da estrutura interna da rocha, que pode ser média para rochas granulares, muito pequena para rochas craqueadas e grande para rochas esponjosas. Exemplos de ϕ_c são mostrados na Tabela 1, para determinados tipos de rochas, e na figura 1, *crossplots* de V_P e ϕ .

Rochas naturais	Porosidade crítica ϕ_c
Arenitos (<i>Sandstones</i>)	40%
Calcários (<i>Limestones</i>)	60%
Dolomitos (<i>Dolomites</i>)	40%
Pomes (<i>Pumice</i>)	80%
Chalks	65%
Rochas ígneas craqueadas (<i>Cracked igneous rocks</i>)	5%

Tabela 1: Valores típicos de porosidade crítica ϕ_c . Adaptado de Takahashi (2000) e Mavko *et al.* (1998).

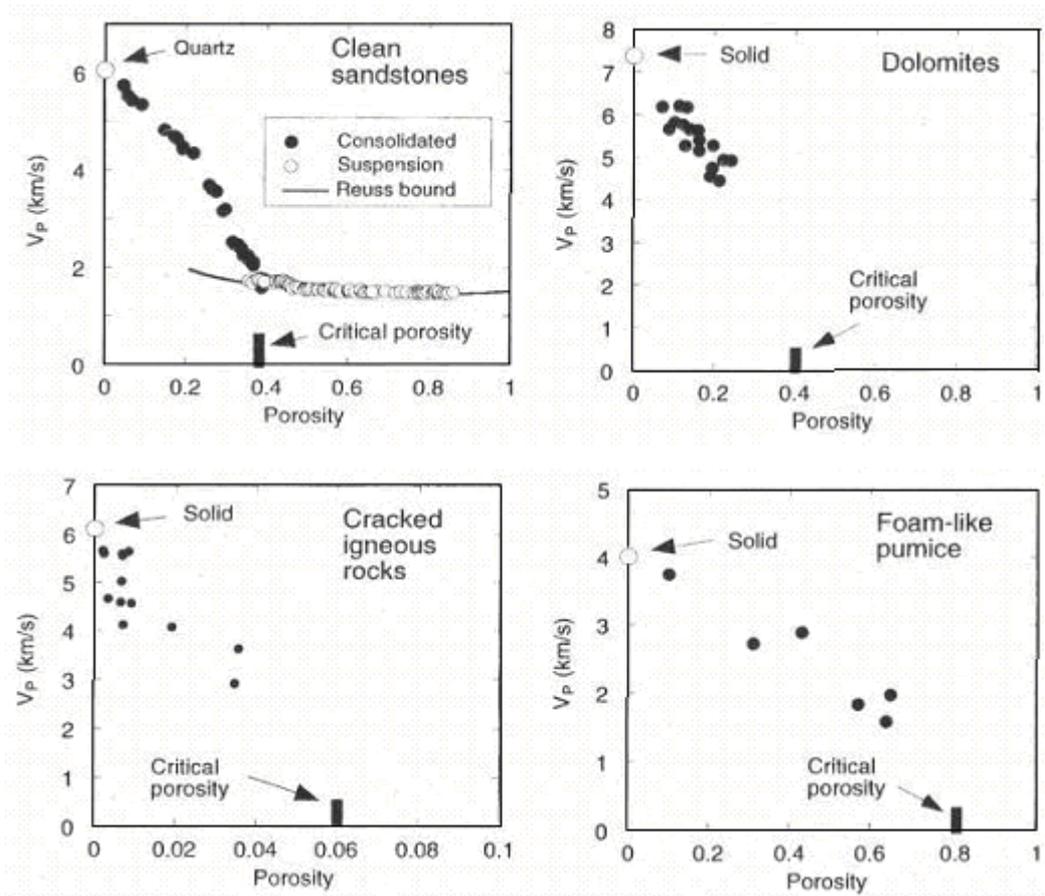


Figura 1: Representação de porosidade crítica ϕ_c em *crossplots* de V_P e ϕ . (Mavko *et al.*, 1998).

A.2 Relações de Hashin-Strikman (HS)

Apresentação das relações HS. Mais detalhes em Mavko *et al.* (1998):

$$K^{HS\pm} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \left(K_1 + \frac{4}{3} \mu_1 \right)^{-1}}, \quad (\text{A.13})$$

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + \frac{2f_1(K_1 + 2\mu_1)}{5\mu_1 \left(K_1 + \frac{4}{3} \mu_1 \right)}}, \quad (\text{A.14})$$

onde:

$K_1, K_2 =$ módulo de compressão de cada fase.

$\mu_1, \mu_2 =$ módulo de cisalhamento de cada fase.

$f_1, f_2 =$ fração de volume de cada fase.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)