



EVÂNGELA PATRÍCIA ALVES DA SILVA

**O USO DO MÉTODO AVO 4D PARA
DETERMINAÇÃO DA VARIAÇÃO DE PRESSÃO E
SATURAÇÃO EM RESERVATÓRIO
CARBONÁTICO**

CAMPINAS
2012



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

EVÂNGELA PATRÍCIA ALVES DA SILVA

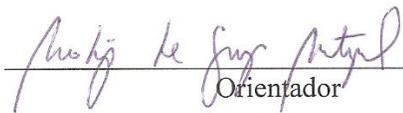
**O USO DO MÉTODO AVO 4D PARA DETERMINAÇÃO DA
VARIÇÃO DE PRESSÃO E SATURAÇÃO EM
RESERVATÓRIO CARBONÁTICO**

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo de Souza Portugal

Co-Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna Evângela Patrícia Alves da Silva e orientada pelo Prof. Dr. Rodrigo de Souza Portugal.


Orientador

CAMPINAS
2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Si38u Silva, Evângela Patrícia Alves da
O uso do método AVO 4D para determinação da
variação de pressão e saturação em reservatório
carbonático / Evângela Patrícia Alves da Silva. --
Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Rodrigo de Souza Portugal
Coorientador: Alexandre Campana Vidal.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Pressão. I. Portugal, Rodrigo de Souza, 1971-. II.
Vidal, Alexandre Campana, 1969-. III. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica e Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Use of AVO 4D method for determining pressure and
saturation changes in carbonate reservoir

Palavras-chave em Inglês: Pressure

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Emilson Pereira Leite, Sérgio Adriano Moura Oliveira

Data da defesa: 21-09-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica



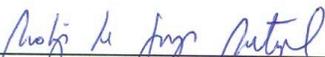
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

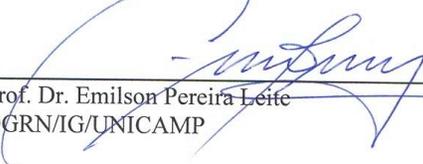
**O USO DO MÉTODO AVO 4D PARA DETERMINAÇÃO DA
VARIAÇÃO DE PRESSÃO E SATURAÇÃO EM
RESERVATÓRIO CARBONÁTICO**

Autor: Evângela Patrícia Alves da Silva
Orientador: Prof. Dr. Rodrigo de Souza Portugal
Co-orientador: Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:



Prof. Dr. Rodrigo de Souza Portugal, Presidente
OGX PETRÓLEO E GÁS



Prof. Dr. Emilson Pereira Leite
DGRN/IG/UNICAMP



Prof. Dr. Sérgio Adriano Moura Oliveira
LENEP/UENF

Campinas, 21 de setembro de 201

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho ao meu esposo Héber, minha filha Beatriz, meus pais Donizete e Enedina e a minha irmã Ellen.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela sua presença em minha vida e por tornar possível a realização desse trabalho.

Ao meu esposo Héber, pelo amor, carinho, compreensão, confiança, incentivo e paciência ao longo dessa jornada.

Aos meus pais Donizete e Enedina, pelo amor, carinho, orientação e confiança. E à minha irmã Ellen, pelo apoio e carinho.

Aos amigos André, Hugo e Rafael, pelo apoio, convivência e trocas de conhecimento ao longo desses anos.

Aos professores Dr. Rodrigo de Souza Portugal e Alexandre Campana Vidal pela orientação, confiança, paciência e ensinamentos.

À Unicamp, pela oportunidade e, aos professores, pelos conhecimentos transmitidos durante o curso. Aos funcionários que se dedicam ao trabalho com satisfação e estão sempre dispostos a ajudar os alunos; em especial à Sônia e a Michelle pela imensa atenção, orientação e simpatia ao longo de todo processo.

À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pela bolsa de mestrado concedida durante o primeiro semestre de estudo.

À Petrobras pela permissão e fornecimento dos dados para estudo.

Aos geofísicos Jeanluc Formento, João Paulo Nunes, Leonardo Alvim, Marcos Grochau e Paulo Johann, por suas idéias, opiniões, sugestões e comentários; ao grupo do laboratório de física de rochas da Petrobras pelo fornecimento das medidas de rocha; e aos colegas da gerência de reservatório pelo apoio e incentivo para a conclusão desse trabalho.

“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota.”

Madre Teresa de Calcutá

RESUMO

Silva, Evângela Patrícia Alves da, AVO4D. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 80 p. Dissertação de Mestrado.

A resposta sísmica pode variar devido a mudanças de pressão e saturação de fluidos no reservatório durante a produção. Entender o impacto dessas mudanças nas diferenças sísmicas contribui para o gerenciamento do reservatório. Todavia, os efeitos das mudanças de pressão e saturação podem produzir respostas similares ou até mesmo iguais, conduzindo a interpretações errôneas. Analisar tais efeitos em conjunto e separadamente pode evitar ambiguidades na interpretação da resposta sísmica 4D.

A metodologia AVO 4D foi utilizada nesse trabalho para separar os efeitos da mudança de pressão e saturação de fluidos por meio da variação na resposta das diferenças sísmicas. O método foi aplicado em diferentes cenários de produção: i) mudança de pressão e saturação; ii) mudança de pressão; e iii) mudança de saturação. A análise dos resultados foi realizada em seções de diferenças sísmicas sintéticas geradas a partir de dados sísmicos, petrofísicos e de produção.

A metodologia proposta por Landro (2001) foi aplicada com o intuito de determinar as variações de pressão e saturação de fluidos em cada cenário, por meio de calibração petrofísica das amostras de carbonato. Foi realizado ajuste teórico por meio das equações apresentadas por Landro (2001) e comparados ambos os resultados, em seções de mudança de pressão e/ou saturação de fluidos e mapas de amplitude RMS para o topo do reservatório.

Palavras-Chave

AVO 4D, Pressão, Saturação de fluidos.

ABSTRACT

Silva, Evângela Patrícia Alves da, AVO4D. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 80p. Dissertação de Mestrado.

The 4D seismic response may be impacted by changes in pressure and fluid saturation in the reservoir during production. Understanding these changes in seismic differences contribute to the management of the reservoir. However, the effects of pressure and saturation changes may have the same response, leading to erroneous interpretations. To analyze these effects together and separately can avoid ambiguities in the interpretation of 4D seismic response.

The 4D AVO methodology used in this work was applied in order to separate the effects of changes in pressure and fluid saturation through variation in the response of seismic differences. The method was applied in different production scenarios: i) change in pressure and saturation, ii) change in pressure, and iii) change in saturation. The analysis of the results was performed on seismic differences synthetic sections generated from seismic data, petrophysical and production.

The methodology proposed by Landro (2001) was applied in order to discriminate the variations of pressure and fluid saturation in each scenario, using calibration samples of carbonate petrophysics. Were adjusted by means of theoretical equations presented by Landro (2001) and compared both results in sections of pressure change and/or fluid saturation and RMS amplitude maps to the top of the reservoir.

Key Words

AVO 4D, Pressure, Fluid saturation.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xxi
LISTA DE TABELAS	xxvii
LISTA DE NOMENCLATURAS	xxix
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação	2
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Organização do texto	3
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	4
2.1. Mudança de Pressão	4
2.2. Mudança de Saturação de Fluidos	16
2.3. Rochas carbonáticas x siliciclásticas	19
2.4. Variação da amplitude em função do afastamento (AVO).....	21
2.5. Calibração Petrofísica e Ajuste Teórico	34
3. METODOLOGIA E APLICAÇÕES.....	37
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
4.1. Análise dos cenários de mudança de pressão e/ou saturação	46
4.2. AVO 4D – Determinação da variação de pressão e saturação	57
5. CONCLUSÕES.....	63
REFERÊNCIAS	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Resposta da velocidade sísmica do reservatório para a pressão. (fonte: Calvert, 2005).....	16
Figura 2.2 – Variação de K_{seca} (ou Vp) em função da pressão efetiva para rochas carbonáticas e (fonte: Modificado de Grochau, 2009).....	20
Figura 2.3 - Reflexão e transmissão na interface entre dois meios elásticos para onda P incidente. (fonte: Vasquez, 1999).....	23
Figura 2.4 - Classificação de respostas de AVO segundo a posição de reflexão de interesse no diagrama de dispersão cruzado de $A \times B$, para ângulos de incidência até 30° . (Fonte: Vasquez, 1999).....	32
Figura 2.5 - Classificação de Rutherford e Williams (1989) para areia com gás modificada por Castagna et al. (1997). Adaptado de Castagna et al. (1997).....	33
Figura 3.1 – Metodologia aplicada baseada no método de Landro (2001).....	39
Figura 3.2 – <i>Wavelet</i> extraída da sísmica base para gerar os dados sísmicos sintéticos.....	42
Figura 3.3 – Calibração petrofísica. ΔVp , ΔVs versus Pressão Efetiva (acima) e ΔVp , $\Delta \rho$ versus Saturação de gás (abaixo).....	45
Figura 4.1 – O topo do reservatório na sísmica sintética base está em conformidade com a sísmica real. Observar a posição do poço A.....	46
Figura 4.2 – Seções de diferença sísmica sintética de afastamento nulo, mostrando a posição do poço A, para os três cenários de mudança de pressão e saturação no reservatório: a) Diferença PS: pressão e saturação; b) Diferença P: pressão; e c) Diferença S: saturação.....	48

Figura 4.3 – Seções de diferença sísmica sintética, mostrando a posição do poço A, para o cenário de mudança de pressão e saturação (PS) no reservatório com diferentes ângulos de incidência: a) 0°; b) 20°; e c) 40°.....	49
Figura 4.4 – Seções de diferença sísmica sintética, mostrando a posição do poço A, para o cenário de mudança de pressão (P) no reservatório com diferentes ângulos de incidência: a) 0°; b) 20°; e c) 40°.....	50
Figura 4.5 – Seções de diferença sísmica sintética, mostrando a posição do poço A, para o cenário de mudança de saturação (S) no reservatório com diferentes ângulos de incidência: a) 0°; b) 20°; e c) 40°.....	51
Figura 4.6 – Da esquerda para a direita são mostrados os perfis do poço A da diferença de: impedância (IP), saturação de gás (Sg), saturação de óleo (So) e saturação de salmoura (Ss). Em seguida é comparado o traço sísmico base (B) com os monitores PS, P e S; e no último perfil são comparados os traços de diferença sísmica PS, P e S. Traços sísmicos com ângulo igual a 0°.....	53
Figura 4.7 – Da esquerda para a direita são mostrados os perfis do poço A da diferença de: impedância (IP), saturação de gás (Sg), saturação de óleo (So) e saturação de salmoura (Ss). Em seguida é comparado o traço sísmico base (B) com os monitores PS, P e S; e no último perfil são comparados os traços de diferença sísmica PS, P e S. Traços sísmicos com ângulo igual a 20°.....	54
Figura 4.8 – Da esquerda para a direita são mostrados os perfis do poço A da diferença de: impedância (IP), saturação de gás (Sg), saturação de óleo (So) e saturação de salmoura (Ss). Em seguida é comparado o traço sísmico base (B) com os monitores PS, P e S; e no último perfil são comparados os traços de diferença sísmica PS, P e S. Traços sísmicos com ângulo igual a 40°.....	54
Figura 4.9 – Comparação da diferença de AVO (PS, P e S) no poço A para o topo do reservatório para diferentes ângulos de incidência.....	55
Figura 4.10 – Gráfico de Diferença AVO (PS, P e S) no poço A para o topo do reservatório.....	56

Figura 4.11 – Seções sísmicas sintéticas, com a posição do poço A, estimadas a partir do método de Landro (2001) para cada cenário de mudança de pressão (ΔP) e saturação (ΔS) no reservatório: a) ΔP -PS; b) ΔS -PS; c) ΔP -P; d) ΔS -P; e) ΔP -S e f) ΔS -S. A linha em vermelho indica o topo do reservatório.....59

Figura 4.12 – Seções sísmicas sintéticas, com a posição do poço A, estimadas a partir dos perfis do poço A para cada cenário de mudança de pressão (ΔP_2) e saturação (ΔS_2) no reservatório: a) ΔP_2 -PS; b) ΔS_2 -PS; c) ΔP_2 -P; d) ΔS_2 -P; e) ΔP_2 -S e f) ΔS_2 -S. A linha em vermelho indica o topo do reservatório.....60

Figura 4.13 – Mapas de amplitude RMS, gerados a partir do método de Landro (2001), do topo do reservatório para cada cenário de mudança de pressão (ΔP) e saturação (ΔS): a) ΔP -PS; b) ΔS -PS; c) ΔP -P; d) ΔS -P; e) ΔP -S e f) ΔS -S. A posição do poço A é indicada pelo círculo nos mapas.....61

Figura 4.14 – Mapas de amplitude RMS, gerados a partir do ajuste teórico, do topo do reservatório para cada cenário de mudança de pressão (ΔP_2) e saturação (ΔS_2): a) ΔP_2 -PS; b) ΔS_2 -PS; c) ΔP_2 -P; d) ΔS_2 -P; e) ΔP_2 -S e f) ΔS_2 -S. A posição do poço A é indicada pelo círculo nos mapas.....62

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Respostas de AVO para as várias classes de areia com gás. (fonte: Castagna et al. 1997).....	31
Tabela 3.1 – Nomenclatura utilizada para os cenários monitores na aplicação da metodologia AVO 4D.....	38
Tabela 3.2 – Propriedades do reservatório do dado base e monitores.....	40

LISTA DE NOMENCLATURAS

Subscrito

2 Ajuste teórico

Abreviações

AVO Variação da Amplitude em função do afastamento (*Amplitude variation with offset*)

PS Pressão e saturação de fluidos

P Pressão

S Saturação de fluidos

Siglas

DEP Departamento de Engenharia de Petróleo

1. INTRODUÇÃO

A sísmica 4D (ou sísmica com lapso no tempo) é usada para monitorar as mudanças ocorridas no reservatório decorrentes da produção de hidrocarbonetos. O monitoramento de reservatórios através de sísmica 4D é baseado na mudança da resposta sísmica devido às alterações decorrentes da produção, tais como, principalmente saturação de fluidos e pressão. As diferenças sísmicas podem ajudar a localizar zonas de depleção de óleo, assim como frentes de água ou gás (Zou e Bentley, 2003).

Para que as mudanças no reservatório possam ser estimadas é preciso conhecer suas características antes e durante a produção. Com a substituição de óleo por água/gás no reservatório e mudanças de pressão, a velocidade sísmica e a densidade no reservatório são alteradas. Através da sísmica 4D é possível quantificar os efeitos dessas mudanças e identificar onde elas estão ocorrendo no reservatório. Todavia, associadas a projetos de sísmica 4D existem falsas anomalias que podem ser causadas durante a aquisição de dados e no processamento sísmico, além das ambiguidades na interpretação das mudanças sísmicas no reservatório.

Um dos métodos utilizados para avaliar as mudanças das propriedades sísmicas na rocha reservatório é a análise da variação da amplitude com o afastamento (*amplitude variation with offset - AVO*), devido à sua sensibilidade a alterações de pressão e saturação de fluido. A análise AVO é realizada a partir do comportamento que a onda apresenta com o afastamento fonte-receptor, podendo este ser indicador, no caso de fluidos, de gás, óleo e/ou água. A análise AVO é amplamente utilizada para identificar regiões com potencial para a acumulação de hidrocarbonetos tanto em seções sísmicas, através do processo de inversão, quanto em perfis de poço por meio de modelagem AVO.

Com a finalidade de monitorar a produção de hidrocarbonetos no reservatório a análise AVO pode ser conduzida após um determinado tempo de produção e seu resultado comparado com o último resultado obtido para a mesma região de interesse, como por exemplo, em um poço

de produção. Esse método é bastante pertinente para o monitoramento de reservatórios, uma vez que durante a produção, zonas de óleo (ou gás) vão sendo substituídas por água (ou gás). Essa substituição de fluidos no reservatório altera as propriedades sísmicas da rocha, e faz com que a amplitude da onda seja alterada, mudando assim a resposta AVO. Devido a essa característica o método ficou conhecido por AVO 4D (*AVO time-lapse*).

Como as variações de saturação de fluidos e de pressão podem gerar respostas semelhantes nas diferenças sísmicas, é importante estudá-los separadamente para evitar interpretações ambíguas e entender sua relevância nessa resposta.

Para separar os efeitos da mudança de pressão e saturação em dados sísmicos, Landro (2001) propõe uma metodologia que utiliza dados sísmicos 4D pré-empilhados e calibração petrofísica. Esse método tem sido aplicado em reservatórios areníticos com injeção de água (Landro, 2001; Nunes et al., 2009).

O presente estudo consiste em usar o método AVO 4D para identificar as anomalias sísmicas causadas por mudanças de pressão e/ou saturação de fluidos no reservatório decorrentes da produção. Para isso, foram criados três cenários de mudança de pressão e/ou saturação para analisar seu impacto na resposta sísmica AVO 4D; e aplicada a metodologia de Landro (2001), para discriminar os efeitos da mudança de pressão e saturação em cada cenário.

1.1. MOTIVAÇÃO

A partir dos resultados obtidos por meio da análise AVO 4D, novas condições do reservatório podem ser melhores compreendidas. Isso facilita tomadas de decisões relacionadas ao monitoramento e ao gerenciamento da produção do reservatório.

No monitoramento de reservatórios os dados de mudança de pressão e saturação de fluidos podem ser comparados diretamente com as observações nos poços e ser estendido para áreas entre eles (Landro, 2001). Em relação ao gerenciamento da produção, os resultados podem trazer mais segurança em projetos de implantação de novos poços em campos maduros.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal desse estudo foi aplicar a metodologia AVO 4D para analisar o mecanismo de variação nas diferenças sísmicas devido a variações de pressão e saturação no reservatório por meio de dados sísmicos sintéticos em um campo carbonático.

A utilização do método proposto por Landro (2001) tem por finalidade verificar sua aplicabilidade em reservatórios carbonáticos. Deste modo, seus resultados foram comparados com aqueles obtidos por ajuste teórico realizado a partir de equações propostas por esse autor.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

No capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica necessária para: o entendimento da construção dos cenários de variação de pressão e/ou saturação na rocha reservatório carbonática; das equações de AVO utilizadas para gerar os dados de diferença sísmica sintética e a sua posterior análise; e da aplicação da calibração petrofísica e ajuste teórico.

No capítulo 3 é apresentada a metodologia empregada neste estudo, que resumidamente consiste em simular as variações de pressão e saturação de fluidos no reservatório para cada cenário e gerar a diferença sísmica sintética para aplicação da metodologia AVO 4D.

No capítulo 4 são apresentados os resultados da metodologia proposta quando empregada em exemplos sintéticos. Para isso foram considerados três cenários de variações de pressão e saturação de fluidos, para determinar seus efeitos juntos e separadamente na resposta AVO 4D. E, posteriormente, a partir desses mesmos cenários, realizar o caminho inverso, ou seja, separar os efeitos de variação de pressão e saturação de fluidos pela aplicação da calibração petrofísica e ajuste teórico.

Finalmente, o capítulo 5 sumariza as conclusões observadas neste trabalho e aponta futuras possíveis investigações.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A resposta sísmica observada para um determinado reservatório está intimamente relacionada com as propriedades da rocha. Deste modo, entender os efeitos causados pela produção de hidrocarbonetos nas propriedades da rocha ajuda a entender as respostas obtidas a partir dos dados sísmicos adquiridos. Para isso, faz-se necessário conhecer as propriedades iniciais e finais do sistema rocha-fluido, para verificar se as mudanças na resposta sísmica são visíveis (estudo qualitativo) e a possibilidade de quantificá-las (estudo quantitativo).

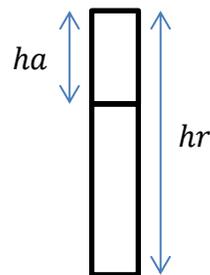
A depender das condições de reservatório e do tipo de exploração, algumas propriedades petrofísicas apresentam alterações, enquanto outras permanecem praticamente inalteradas. Neste estudo serão abordadas as mudanças das propriedades: pressão e saturação de fluidos, devido às condições do campo carbonático, e seu impacto na mudança da resposta sísmica.

2.1. MUDANÇA DE PRESSÃO

A pressão efetiva (P_e) do reservatório é estimada por meio da pressão confinante (P_c) e da pressão de poros (P_p), de acordo Wyllie et al. (1958), conforme mostra a equação

$$P_e = P_c - P_p, \quad (2.1)$$

onde P_c pode ser obtida por



$$Pc(h_r) = g \int_0^r \rho(z) dz = g \left[\int_0^{ha} \rho(z) dz + \int_{ha}^{hr} \rho(z) dz \right]$$

Assumindo que no intervalo $[0, ha]$, $\rho(z) = \rho_{\acute{a}gua}$ e que no intervalo $[ha, hr] = \rho_{rocha}$ (constante), então

$$Pc(h_r) = g \left[\int_0^{ha} \rho_a dz + \int_{ha}^{hr} \rho_r dz \right] = g[\rho_a(ha - 0) + \rho_r(hr - ha)]$$

$$Pc(h_r) = A ha + B(hr - ha), \quad (2.2)$$

onde $A = g\rho_a$ e $B = g\rho_r$ são constantes. A é o gradiente de pressão da água do mar, B é o gradiente de pressão confinante, ha e hr são a profundidade da lâmina d'água e a do reservatório, respectivamente. A medida de Pp é realizada nos poços (*RFT- Repeat Formation Test*).

Mudanças na pressão efetiva do reservatório afetam tanto as propriedades da rocha quanto as do fluido. No primeiro caso, modificam o módulo de incompressibilidade da rocha seca (K_{seca}) e o módulo cisalhante da rocha seca (μ_{seca}); e no segundo, modificam o módulo de incompressibilidade do fluido (K_f) e a densidade do fluido (ρ_f).

Os módulos K_{seca} e μ_{seca} podem calculados em laboratório a partir de medidas das propriedades sísmicas: velocidade da onda compressional (Vp_{seca}), velocidade da onda cisalhante (Vs_{seca}) e da densidade (ρ_{seca}), em amostras de rocha seca, onde são considerados diferentes regimes de pressão. As Equações (2.3) e (2.4) mostra como tal calculo é realizado

$$K_{seca} = \rho_{seca} (V p_{seca}^2 - \frac{4}{3} V S_{seca}^2); \quad (2.3)$$

$$\mu_{seca} = \rho_{seca} V S_{seca}^2, \quad (2.4)$$

A partir dessas medidas é possível estabelecer uma lei de pressão que melhor se ajuste aos dados.

As propriedades K_f e a ρ_f podem ser calculados a partir das equações de Batzle & Wang (1992), que compilaram uma série de fórmulas que permitem a previsão de propriedades sísmicas (velocidade, densidade e incompressibilidade) de gases, óleos e salmouras.

As Equações de Batzle & Wang são mostradas abaixo (Equações (2.5) a (2.41)):

2.1.1 Propriedades sísmicas da salmoura

A densidade da salmoura ρ_B é dada por

$$\rho_B = \rho_w + S\{0.668 + 0.44 S + 10^{-6}[300 P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\}, \quad (2.5)$$

onde S é a salinidade do cloreto de sódio em fração (partes por milhão dividido por 10^6), P é a pressão em MPa, T é a temperatura em graus Celsius, e ρ_w é a densidade da água em g/cm^3 , dada por

$$\rho_w = 1 + 10^{-6}(-80T - 3.3T^2 + 0.00175T^3 + 489P - 2TP + 0.016T^2P)$$

$$-1.3 \times 10^{-5}T^3P - 0.333P^2 - 0.002TP^2, \quad (2.6)$$

A velocidade acústica V_B na salmoura em m/s é

$$V_B = V_w + S(1170 - 9.6T + 0.055T^2 - 8.5 \times 10^{-5}T^3 + 2.6P - 0.0029TP - 0.0476P^2 + S^{\frac{3}{2}}(780 - 10P + 0.16P^2) - 1820S^2). \quad (2.7)$$

A velocidade acústica V_w na água pura em m/s é

$$V_w = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 w_{ij} T^i P^j, \quad (2.8)$$

onde os coeficientes w_{ij} são

$w_{00} = 1402.85$	$w_{02} = 3.437 \times 10^{-3}$
$w_{10} = 4.871$	$w_{12} = 1.739 \times 10^{-4}$
$w_{20} = -0.04783$	$w_{22} = -2.135 \times 10^{-6}$
$w_{30} = 1.487 \times 10^{-4}$	$w_{32} = -1.455 \times 10^{-8}$

$w_{40} = -2.197 \times 10^{-7}$	$w_{42} = 5.320 \times 10^{-11}$
$w_{01} = 1.524$	$w_{03} = -1.197 \times 10^{-5}$
$w_{11} = -0.0111$	$w_{13} = -1.628 \times 10^{-6}$
$w_{21} = 2.747 \times 10^{-4}$	$w_{23} = 1.237 \times 10^{-8}$
$w_{31} = -6.503 \times 10^{-7}$	$w_{33} = 1.327 \times 10^{-10}$
$w_{41} = 7.987 \times 10^{-10}$	$w_{43} = -4.614 \times 10^{-13}$

A razão gás-água (R_G) é a razão do volume de gás dissolvido em condições padrão pelo volume de salmoura. Para temperaturas abaixo de 250°C a quantia máxima de metano que pode estar presente na solução de salmoura é

$$\log_{10}(R_G) = \log_{10}(R_G)0.712P|T - 76.71|^{1.5} + 3676P^{0.64} - 4 - 7.786S(T + 17.78)^{-0.306}. \quad (2.9)$$

Se K_B é o modulo de incompressibilidade da salmoura livre de gás, e K_G é o modulo de incompressibilidade da razão gás-água, então

$$\frac{K_B}{K_G} = 1 + 0.0494K_G, \quad (2.10)$$

(p. e. o módulo de incompressibilidade diminui linearmente com o aumento do conteúdo de gás). Dados experimentais são esparsos para a densidade de salmoura, mas o consenso é que a densidade é quase independente da quantidade de gás dissolvida.

A viscosidade da salmoura η in cPs para temperaturas abaixo de 250 °C é

$$\eta = 0.1 + 0.333S + (1.65 + 91.9S^3) \exp\{-[0.42(S^{0.8} - 0.17)^2 + 0.045]T^{0.8}\}. \quad (2.11)$$

2.1.2 Propriedades sísmicas do gás

O gás natural é caracterizado por sua gravidade G , que é a razão da densidade do ar a 15.6 °C e pressão atmosférica. A gravidade do metano é 0.56. A gravidade dos gases mais pesados pode chegar a 1.8. Os algoritmos para calcular a densidade do gás e seu módulo de incompressibilidade seguem os seguintes passos:

1. Temperatura absoluta (T_a)

$$T_a = T + 273.13, \quad (2.12)$$

onde T está em graus Celsius.

2. Pseudo-pressão P_r e da pseudo-temperatura T_r

$$P_r = \frac{P}{4.892 - 0.4048G}; \quad (2.13)$$

$$T_r = \frac{T_a}{94.72 + 170.75G}. \quad (2.14)$$

3. Densidade ρ_G (g/cm³)

$$\rho_G \approx \frac{28.8GP}{ZRT_a}; \quad (2.15)$$

$$Z = aP_r + b + cd, \quad (2.16)$$

onde

$$d = \exp \left\{ - \left[0.45 + 8 \left(0.56 - \frac{1}{T_r} \right)^2 \right] \frac{P_r^{1.2}}{T_r} \right\}; \quad (2.17)$$

$$c = 0.109(3.85 - T_r)^2; \quad (2.18)$$

$$b = 0.642T_r - 0.007T_r^4 - 0.52; \quad (2.19)$$

$$a = 0.03 + 0.00527(3.5 - T_r)^3; \quad (2.20)$$

$$R = \frac{8.31441J}{g \text{ mol deg}} \quad (\text{gas constante}). \quad (2.21)$$

4. Módulo de incompressibilidade adiabático K_G (MPa)

$$K_G \approx \frac{P\gamma}{1 - \frac{P_r}{Zf}}; \quad (2.22)$$

$$\gamma \approx 0.85 + \frac{5.6}{P_r + 2} + \frac{27.1}{(P_r + 3.5)^2} - 8.7e^{-0.65(P_r+1)}; \quad (2.23)$$

$$f = cdm + a; \quad (2.24)$$

$$m = 1.2 \left\{ - \left[0.45 + 8 \left(0.56 - \frac{1}{T_r} \right)^2 \right] \frac{P_r^{0.2}}{T_r} \right\}. \quad (2.25)$$

2.1.3 Propriedades sísmicas do óleo

A densidade do óleo em condições ambientais pode variar de 0.5 a 1 g/cm³, e a maioria dos óleos produzidos estão no intervalo de 0.7 a 0.8 g/cm³. A densidade de referência que pode ser utilizada para caracterizar a densidade do óleo (ρ_o) é medida a 15.6 °C a pressão atmosférica. A classificação mais utilizada para óleos crus é a gravidade *API* (*American Petroleum Institute*) definida como

$$API = \frac{141.5}{\rho_o} - 131.5, \quad (2.26)$$

onde a densidade está em g/cm³. A gravidade *API* pode chegar a 5 para óleos pesados e a 100 para óleos condensados.

A velocidade acústica V_p no óleo geralmente varia com a temperatura e o peso molecular M :

$$V_p(T, M) = V_o - b\Delta T - a_m \left(\frac{1}{M} - \frac{1}{M_o} \right); \quad (2.27)$$

$$\frac{1}{b} = 0.306 - \frac{7.6}{M}, \quad (2.28)$$

onde V_o é a velocidade do óleo de peso molecular M_o na temperatura T_o ; a_m é uma função positiva da temperatura, logo a velocidade do óleo aumenta com o peso molecular. Quando os componentes estão misturados, a velocidade pode ser calculada aproximadamente como uma média de suas frações finais.

Para óleos mortos (óleo sem gás dissolvido), os efeitos da pressão e temperatura na densidade são largamente independente. A dependência da pressão é

$$\rho_P = \rho_o + (0.00277P - 1.71 \times 10^{-7}P^3)(\rho_o - 1.15)^2 + 3.49 \times 10^{-4}P, \quad (2.29)$$

onde ρ_p é densidade em g/cm^3 da pressão P em MPa. A dependência da temperatura (em graus Celsius) à densidade a uma dada pressão P é dada por

$$\rho = \frac{\rho_p}{[0.972 + 3.81 \times 10^{-4}(T + 17.78)^{1.175}]} \quad (2.30)$$

A velocidade acústica no óleo morto depende da pressão e temperatura

$$V_p(m/s) = 2096 \left(\frac{\rho_o}{2.6 - \rho_o} \right)^{\frac{1}{2}} - 3.7T + 4.64P \\ + 0.0115[4.12(1.08\rho_o^{-1} - 1)^{1.2} - 1]' \quad (2.31)$$

ou em termos de gravidade API

$$V_p(ft/s) = 15450(77.1 + API)^{-\frac{1}{2}} - 3.7T + 4.64P \\ + 0.0115[0.36API^{1/2} - 1]TP. \quad (2.32)$$

2.1.4 Propriedades sísmicas do óleo vivo

Grande quantidade de gás pode estar dissolvido no óleo. O fluido original *in situ* é usualmente caracterizado como RG, a razão do volume de gás liberado pelo óleo remanescente

na pressão atmosférica e 15.6 °C. A quantia máxima de gás que pode ser dissolvida no óleo é função da temperatura, pressão e da composição de ambos:

$$R_G^{(max)} = 0.02123G \left[P \exp\left(\frac{4.072}{\rho_o} - 0.00377T\right) \right]^{1.205} \quad (2.33)$$

ou em termos da gravidade *API*:

$$R_G^{(max)} = 2.03G [P \exp(0.02878API - 0.00377T)]^{1.205}, \quad (2.34)$$

onde R_G está em litros/litros (1L/L=5.615ft³/bbl) e G é a gravidade do gás. A temperatura está em graus Celsius e a pressão em MPa.

As velocidades no óleo com gás dissolvido pode ainda ser calculada através da pressão e temperatura, usando uma pseudo-densidade ρ' ao invés de ρ_o :

$$\rho' = \frac{\rho_o}{B_o} (1 + 0.001R_G)^{-1}; \quad (2.35)$$

$$B_o = 0.972 + 0.00038 \left[2.4R_G \left(\frac{G}{\rho_o}\right)^{1/2} + T + 17.8 \right]^{1.175}. \quad (2.36)$$

A densidade real de saturação do óleo com gás (em g/cm³) pode ser calculado como

$$\rho_G = \frac{\rho_o + 0.0012GR_G}{B_o}. \quad (2.37)$$

Para temperaturas e pressões que diferem daquela da saturação, ρ_G pode ser ajustada usando correções de temperatura e pressão descritas na seção anterior de óleo morto.

A viscosidade do óleo morto (η) diminui rapidamente com o aumento da temperatura. Para o óleo livre de gás na pressão ambiente, tem-se

$$\log_{10}(\eta + 1) = 0.505y(17.8 + T)^{-1.163}; \quad (2.38)$$

$$\log_{10}(\eta + 1) = 0.505y(17.8 + T)^{-1.163} . \quad (2.39)$$

A pressão tem pequena influência na viscosidade e pode ser estimada independentemente da influência da temperatura. Se a viscosidade é η_o em determinada temperatura e pressão ambiente, sua viscosidade na pressão P na mesma temperatura é

$$\eta = \eta_o + 0.145PI; \quad (2.40)$$

$$\log_{10}(I) = 18.6[0.1 \log_{10}(\eta_o) + (\log_{10}(\eta_o) + 2)^{-0.1} - 0.985], \quad (2.41)$$

onde a viscosidade está em cPs, a temperatura em graus Celsius e a pressão em MPa.

As equações apresentadas nessa seção são usadas para estimar a velocidade acústica e a densidade dos fluidos de poros.

A Figura 2.1 mostra o comportamento assimétrico da velocidade em função da variação de pressão no reservatório. O decréscimo na pressão de poros aumenta a pressão efetiva no reservatório, uma vez que o contato entre os grãos é maior, incrementando a velocidade. Quando a pressão de poros aumenta, o contato entre os grãos se separa diminuindo a velocidade sísmica, podendo causar fraturas na rocha (Calvert, 2005).

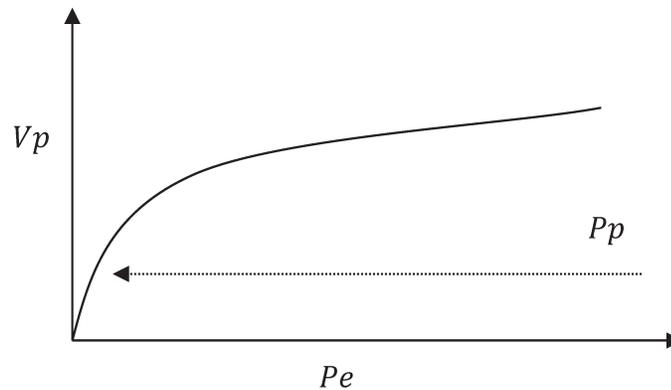


Figura 2.1- Resposta da velocidade sísmica no reservatório para a pressão. (fonte: Calvert, 2005).

2.2. MUDANÇA DE SATURAÇÃO DE FLUIDOS

Para modelar as variações na saturação é realizada a substituição de fluido no reservatório. O método mais utilizado para realizar a substituição de fluidos para frequências sísmicas está baseado na teoria de Gassmann (1951).

Na equação de Gassmann (1951) são relacionados o módulo de incompressibilidade da rocha saturada (K_{sat}), porosidade (ϕ), módulo de incompressibilidade da rocha seca (K_{seca}), módulo de incompressibilidade da matriz da rocha (K_{ma}) e o módulo de incompressibilidade do fluido (K_f), conforme a equação

$$K_{sat} = K_{seca} + \frac{\left(1 - \frac{K_{seca}}{K_{ma}}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{(1 - \phi)}{K_{ma}} - \frac{K_{seca}}{K_{ma}^2}}, \quad (2.42)$$

Sendo que

$$\mu_{sat} = \mu_{seca} \cdot \quad (2.43)$$

A Equação (2.42) mostra que o módulo de incompressibilidade da rocha saturada é afetado pela composição do fluido, enquanto a equação (2.43) mostra que o módulo cisalhante da mesma não é afetado pelo fluido. O módulo de compressibilidade é calculado através da equação:

$$\frac{1}{K_f} = \frac{S_g}{K_g} + \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_s}{K_s}, \quad (2.44)$$

onde S_g , S_o e S_s são, respectivamente, a saturação de gás, óleo e salmoura. K_g , K_o e K_s são o módulo de incompressibilidade do gás, do óleo e da salmoura, respectivamente.

A partir do módulo de incompressibilidade da rocha saturada, a velocidade da onda compressional e a velocidade da onda cisalhante para rocha saturada com novo fluido podem ser previstas. Das equações (2.45) e (2.46), tem-se:

$$V_{p_{sat}} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3} \mu_{sat}}{\rho_{sat}}}; \quad (2.45)$$

$$V_{S_{sat}} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}}, \quad (2.46)$$

onde o valor de ρ_{sat} deve ser calculado para o novo fluido na rocha

$$\rho_{sat} = \rho_{seca} + \phi \rho_f = (1 - \phi) \rho_{ma} + \phi \rho_f, \quad (2.47)$$

para calcular ρ_{sat} é preciso calcular o novo valor de ρ_f , pela equação

$$\rho_f = S_g \rho_g + S_o \rho_o + S_s \rho_s. \quad (2.48)$$

A substituição de fluidos via equação de Gassmann (Equação (2.42)) deve observar as seguintes hipóteses, (Vasquez, física de rochas):

1) A rocha ou meio poroso (tanto matriz como arcabouço) são macroscopicamente homogêneos e isotrópicos;

2) Todos os poros são interconectados ou comunicados: requer que a porosidade e a permeabilidade sejam relativamente altas e que não haja poros isolados na rocha;

3) Os poros estão preenchidos por um fluido sem atrito (líquido ou gás), ou seja, a viscosidade do fluido saturante deve ser baixa ou desprezível;

4) O sistema sólido-fluido estudado é fechado (não-drenado): significa que para uma amostra de laboratório, o sistema rocha-fluido é selado (encamisado) nas fronteiras de modo a não haver fluxo de fluidos para fora das fronteiras da rocha.

5) O movimento relativo entre fluido e sólido é desprezivelmente pequeno comparado com o movimento da rocha em si quando esta é excitada por uma onda: exige que a frequência da onda seja baixa; e

6) O fluido intraporos não interage com o sólido de forma a alterar a rigidez da rocha ao cisalhamento (amaciando ou enrijecendo): elimina qualquer efeito de interações químicas ou físicas entre a matriz rochosa e o fluido intraporos .

2.3. ROCHAS CARBONÁTICAS X SILICICLÁSTICAS

As rochas carbonáticas e siliciclásticas diferem em diversos aspectos, tais como, composição mineralógica, diagênese, ambientes deposicionais. Do prisma da física de rochas, no entanto, podemos resumir essas diferenças em termos do módulo de incompressibilidade da rocha seca (K_{seca}), ou seja, a rigidez da rocha. Como exposto anteriormente, o K_{seca} influencia diretamente na velocidade sísmica da onda P. Logo, quanto maior o K_{seca} , maior a rigidez e maior a velocidade da onda P (V_p) na rocha. .

O K_{seca} nas rochas carbonáticas, em geral, são mais altos (>30GPa) do que nas rochas siliciclásticas (~8GPa). Entretanto, diferentes tipos de espaço poroso podem ser encontrados em

carbonatos, sendo que os poros mais arredondados imprimem maior rigidez à rocha do que poros tipo microfissuras, o que pode resultar em valores de K_{seca} muito menores ou maiores do que 30GPa. Essa rigidez reflete diretamente no comportamento da rocha frente a variações de pressão e saturação de fluidos no reservatório.

As rochas carbonáticas são menos sensíveis a variação de pressão efetiva devido a sua maior rigidez (K_{seca}), enquanto que os siliciclásticos, a depender do range de pressão do reservatório, são mais sensíveis a essa variação. A Figura 2.2 resume o comportamento do K_{seca} em função do aumento da pressão efetiva no reservatório. Observa-se que para a mesma pressão as rochas siliciclásticas apresentam valores de K_{seca} menores que as rochas carbonáticas. Nas rochas siliciclásticas as variações de K_{seca} são maiores a baixas pressões. Nas carbonáticas, isso também é observado, porém, geralmente com menor expressão, porque os poros do tipo microfissura na rocha fecham mais rapidamente com um pequeno incremento de pressão.

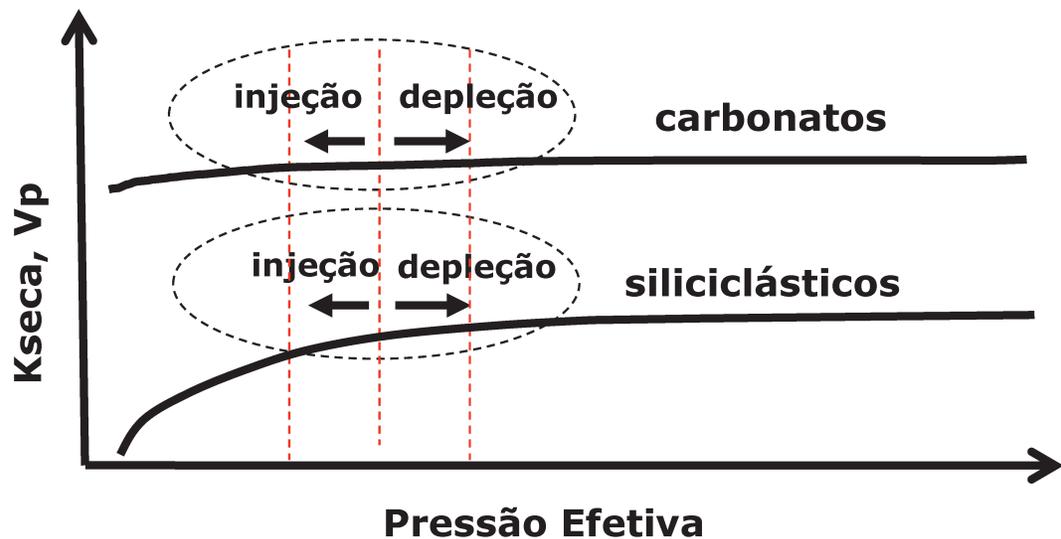


Figura 2.2 – Variação de K_{dry} (ou V_p) em função da pressão efetiva para rochas carbonáticas e (fonte: Modificado de Grochau, 2011?).

Observa-se, ainda na Figura 2.2, que durante a produção o efeito da depleção no reservatório aumenta a rigidez da rocha, enquanto que a injeção a diminui. Logo, durante a injeção de água no reservatório, as diferenças sísmicas tendem a ser mais perceptíveis devido à maior variação do K_{seca} . Isso ocorre tanto para o carbonato quanto para o siliciclásticas, entretanto, essa variação, geralmente, será maior para o segundo, como já comentado.

Em termos de detecção das diferenças sísmicas nas rochas, quanto maior o K_{seca} , maior a dificuldade de se observar mudanças de fluidos, devido à sua baixa contribuição (2GPa) na incompressibilidade da rocha saturada (K_{sat}). Por exemplo, ao considerar um fluido com incompressibilidade de 2GPa e uma rocha siliciclásticas e 8GPa a contribuição do fluido é igual a 25%, enquanto que para a mesma incompressibilidade do fluido (2GPa) e uma rocha carbonáticas de 30GPa, sua contribuição será de aproximadamente 6%. Deste modo, quanto menor o K_{seca} , maior serão as chances de detecção das variações das mudanças de fluidos na rocha.

A teoria de Gassmann (1951), no geral, tem mostrado bons resultados quando aplicada em rochas siliciclásticas, entretanto ainda não há consenso para sua aplicação em rochas carbonáticas, devido à estrutura complexa de seu arcabouço. Todavia, alguns estudos têm apresentado êxito ao aplicá-la em rochas carbonáticas, principalmente quando a rocha possui boa porosidade (Vega et al., 2007).

2.4. VARIAÇÃO DA AMPLITUDE EM FUNÇÃO DO AFASTAMENTO (AVO)

A variação dos coeficientes de reflexão e de transmissão com o ângulo de incidência conhecida como variação da refletividade com afastamento é a base fundamental para análise AVO/AVA (Castagna, 1993). Essa variação é determinada pelas propriedades sísmicas das rochas que são dependentes das propriedades físicas do meio (litologia, porosidade e tipo de fluido).

2.4.1 Coeficiente de Reflexão e Impedância Acústica

Por meio das propriedades sísmicas da rocha, velocidade da onda compressional (Vp), velocidade da onda cisalhante (Vs) e densidade (ρ) é possível determinar o coeficiente de reflexão e transmissão de uma onda plana incidente sobre uma interface plana. Estes coeficientes são, formalmente, obtidos pela partição de amplitudes que ocorre quando uma onda plana incide sobre uma interface plana separando dois meios de parâmetros elásticos distintos.

Quando a incidência da onda plana é normal à superfície plana, o coeficiente de reflexão na interface pode ser obtido através do contraste das impedâncias acústicas das camadas. A impedância acústica é calculada através da velocidade da onda compressional, conforme mostrado pela equação (2.49):

$$Ip = Vp * \rho ; \quad (2.49)$$

onde Ip é a impedância acústica da onda P. A equação (2.50) mostra o coeficiente de reflexão acústico à incidência normal da onda compressional (Rp)

$$Rp = \frac{Ip_2 - Ip_1}{Ip_2 + Ip_1} ; \quad (2.50)$$

onde Ip_1 é a impedância acústica da onda compressional na camada anterior, Ip_2 é a impedância acústica na camada posterior.

Quando a incidência da onda plana é oblíqua à superfície plana, o cálculo do coeficiente de reflexão é mais complexo. Knott (1899) e Zoeppritz (1919) solucionaram o problema do coeficiente de reflexão e de transmissão como função do ângulo de incidência e das propriedades elásticas do meio (Castagna, 1993).

2.4.2 Equações de Knott-Zoeppritz

Considerando dois semi-espacos elásticos, homogêneos e isotrópicos separados por uma interface plana horizontal com densidade, ρ_γ ; velocidade da onda P, α_γ ; e velocidade da onda S, β_γ , associadas aos meios incidente ($\gamma = 1$) e subjacente ($\gamma = 2$). A incidência de uma onda plana P dá origem a quatro outras ondas, sendo duas no meio incidente (a refletida R_{pp} e a sua convertida R_{ps}) e duas no meio subjacente (a transmitida T_{pp} e a sua convertida T_{sp}), conforme ilustração na Figura 2.3.

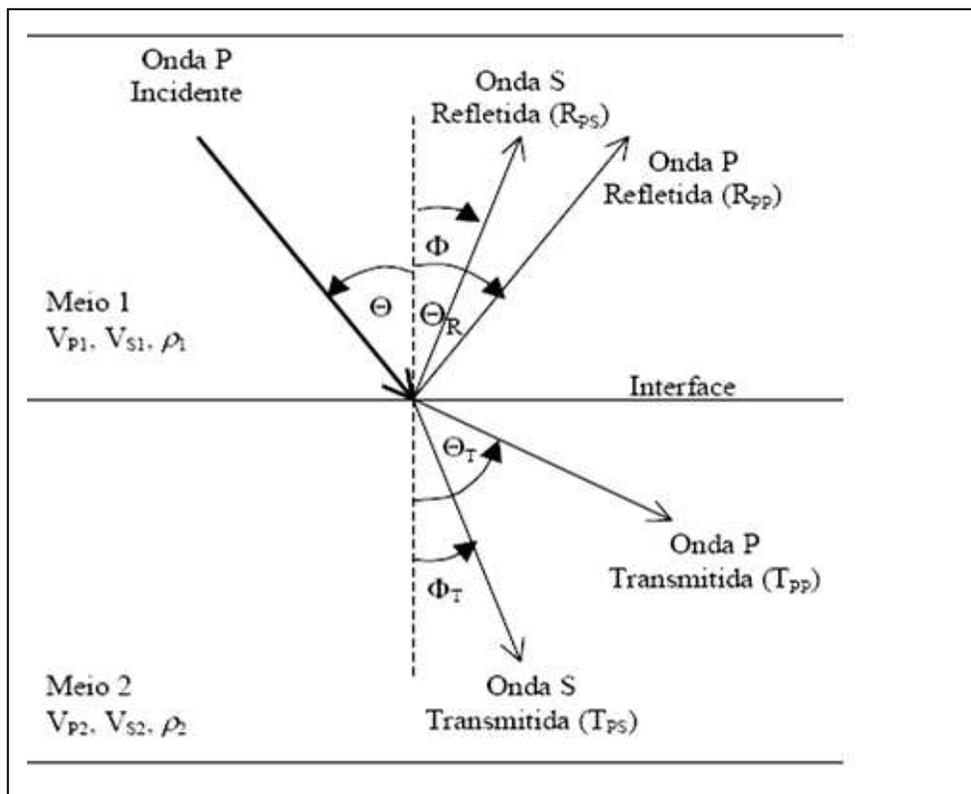


Figura 2.3 - Reflexão e transmissão na interface entre dois meios elásticos para onda P incidente. (fonte: Vasquez, 1999).

Sendo s o parâmetro do raio e considerando-se as continuidades do campo de deslocamento e das componentes verticais do campo de tração, as amplitudes das ondas planas espalhadas através da interface são dadas de forma exata pela solução das equações generalizadas de Zoeppritz (Shoemberg & Protázio,1992):

$$\mathbf{X}_1(\mathbf{i} + \mathbf{r}) = \mathbf{X}_2\mathbf{t}, \quad (2.51)$$

$$\mathbf{Y}_1(\mathbf{i} - \mathbf{r}) = \mathbf{Y}_2\mathbf{t}, \quad (2.52)$$

sendo i , r e t as amplitudes da onda incidente, refletida e transmitida, respectivamente e

$$\mathbf{X}_{\tilde{a}} = \begin{bmatrix} \alpha_\gamma s & q_{3s\gamma} \\ -\rho_\gamma \alpha_\gamma (1 - 2\beta_\gamma^2 s^2) & 2\rho_\gamma \beta_\gamma^2 s q_{3s\gamma} \end{bmatrix}, \quad (2.53)$$

$$\mathbf{Y}_{\tilde{a}} = \begin{bmatrix} -2\rho_\gamma \beta_\gamma^2 s q_{3p\gamma} & -\rho_\gamma \beta_\gamma (1 - 2\beta_\gamma^2 s^2) \\ q_{3p\gamma} & -\beta_\gamma s \end{bmatrix}, \quad (2.54)$$

As matrizes de impedância associadas aos meios $\gamma = 1$ e $\gamma = 2$. As expressões

$$q_{3p\gamma} = (1 - \alpha_\gamma^2 s^2)^{1/2} \quad (2.55)$$

e

$$q_{3sy} = (1 - \beta_y^2 s^2)^{1/2}. \quad (2.56)$$

São os componentes verticais da direção de fase.

Considerando possíveis as inversões das matrizes envolvidas, as amplitudes das ondas refletidas e transmitidas são dadas analiticamente pelas equações

$$\mathbf{r} = (\mathbf{X}_1^{-1} \mathbf{X}_2 - \mathbf{Y}_1^{-1} \mathbf{Y}_2)(\mathbf{X}_1^{-1} \mathbf{X}_2 + \mathbf{Y}_1^{-1} \mathbf{Y}_2)^{-1} \mathbf{i} \equiv \mathbf{R} \mathbf{i}; \quad (2.57)$$

$$\mathbf{t} = 2(\mathbf{X}_1^{-1} \mathbf{X}_2 + \mathbf{Y}_1^{-1} \mathbf{Y}_2)^{-1} \mathbf{i} \equiv \mathbf{T} \mathbf{i}. \quad (2.58)$$

As matrizes de reflexão (\mathbf{R}) e (\mathbf{T}) são dadas por

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} R_{pp} & R_{ps} \\ R_{sp} & R_{ss} \end{bmatrix}; \quad (2.59)$$

e

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} T_{pp} & T_{ps} \\ T_{sp} & T_{ss} \end{bmatrix}, \quad (2.60)$$

sendo que o primeiro sub-índice refere-se ao tipo de onda espalhado e o segundo, ao tipo de onda incidente.

Os coeficientes de reflexão e de transmissão são definidos em torno do parâmetro de raio s e são dados de forma exata pelas soluções das equações generalizadas de Zoeppritz discutidas em Schoenberg & Protázio (1992).

De (2.53) e (2.54), com o índice 1 e 2 correspondendo, ao meio incidente e ao subjacente, respectivamente, obtêm-se:

$$\mathbf{X}_1^{-1}\mathbf{X}_2 = \begin{bmatrix} \frac{\alpha_2(\rho_2 - 2G s^2)}{\rho_1 \alpha_1} & \frac{-2G s q_{3s2}}{\rho_1 \alpha_1} \\ -\alpha_2 [(\rho_2 - \rho_1) - 2G s^2] s & (\rho_1 + 2G s^2) q_{3s2} \\ \frac{\rho_1 q_{3s1}}{\rho_1 q_{3s1}} & \frac{\rho_1 q_{3s1}}{\rho_1 q_{3s1}} \end{bmatrix}; \quad (2.61)$$

$$\mathbf{Y}_1^{-1}\mathbf{Y}_2 = \begin{bmatrix} \frac{(\rho_1 - 2G s^2) q_{3p2}}{\rho_1 \alpha_1} & \frac{\beta_2 [(\rho_2 - \rho_1) - 2G s^2] s}{\rho_1 q_{3p1}} \\ \frac{2G s q_{3p2}}{\rho_1 \beta_1} & \frac{\beta_2 (\rho_2 - 2G s^2)}{\rho_1 \beta_1} \end{bmatrix}. \quad (2.62)$$

A partir de (2.6) e (2.7), as amplitudes são dadas por:

$$R_{pp}(s) = \frac{(A_0 - B_0) + (A_2 - B_2)s^2 + (A_4 - B_4)s^4 - B_6 s^6}{(A_0 + B_0) + (A_2 + B_2)s^2 + (A_4 + B_4)s^4 - B_6 s^6}, \quad (2.63)$$

$$\text{TR}_{\text{pp}}(s) = \frac{2\rho_1\alpha_1(C_0 + C_2s^2)q_{3p1}}{(A_0 + B_0) + (A_2 + B_2)s^2 + (A_4 + B_4)s^4 + B_6s^6}, \quad (2.64)$$

$$\text{R}_{\text{sp}}(s) = \frac{2\alpha_1s(D_0 + D_2s^2 + D_4s^4)q_{3p1}}{(A_0 + B_0) + (A_2 + B_2)s^2 + (A_4 + B_4)s^4 + B_6s^6}, \quad (2.65)$$

$$\text{T}_{\text{sp}}(s) = \frac{-2\rho_1\alpha_1s(E_0 + E_2s^2)q_{3p1}}{(A_0 + B_0) + (A_2 + B_2)s^2 + (A_4 + B_4)s^4 + B_6s^6}, \quad (2.66)$$

Sendo:

$$A_0 = \rho_2\alpha_2(\rho_2\beta_2q_{3s1} + \rho_1\beta_1q_{3s2})q_{3p1}, \quad (2.67)$$

$$A_2 = 4Gq_{3p1}q_{3s1}(Gq_{3p2}q_{3s2} - \rho_2\alpha_2\beta_2), \quad (2.68)$$

$$A_4 = 4G^2\alpha_2\beta_2q_{3p1}q_{3s1}, \quad (2.69)$$

$$B_0 = \rho_1\alpha_1(\rho_2\beta_2q_{3s1} + \rho_1\beta_1q_{3s2})q_{3p2}, \quad (2.70)$$

$$B_2 = \alpha_1\beta_1[4\rho_1Gq_{3p2}q_{3s2} + (\rho_2 - \rho_1)^2\alpha_2\beta_2], \quad (2.71)$$

$$B_4 = 4G\alpha_1\beta_1[Gq_{3p2}q_{3s2} - (\rho_2 - \rho_1)\alpha_2\beta_2], \quad (2.72)$$

$$B_6 = 4G^2\alpha_1\beta_1\alpha_2\beta_2, \quad (2.73)$$

$$C_0 = \rho_2\beta_2q_{3s1} + \rho_1\beta_1q_{3s2}, \quad (2.74)$$

$$C_2 = -2G(\beta_2q_{3s1} - \beta_1q_{3s2}), \quad (2.75)$$

$$D_0 = -[\rho_2(\rho_2 - \rho_1)\alpha_2\beta_2 + 2\rho_1Gq_{3p2}q_{3s2}], \quad (2.76)$$

$$D_2 = 2G[(2\rho_2 - \rho_1)\alpha_2\beta_2 - 2Gq_{3p2}q_{3s2}], \quad (2.77)$$

$$D_4 = -4G^2\alpha_2\beta_2, \quad (2.78)$$

$$E_0 = 2Gq_{3p2}q_{3s1} - (\rho_2 - \rho_1)\alpha_2\beta_1, \quad (2.79)$$

$$E_2 = 2G\alpha_2\beta_1. \quad (2.80)$$

Aki & Richards (1980) aproximaram as equações de Knott-Zoeppritz, devido à complexidade em aplicações práticas por uma forma matricial que pudesse ser usada em rotinas computacionais (Castagna, 1993). As aproximações (Bortfeld, 1961; Richards e Frasier, 1976; Aki & Richards, 1980; Shuey, 1985) podem ser realizadas para pequenas variações nos parâmetros do meio e ângulos de incidência comumente encontrados em aplicações de reflexões sísmicas (Castagna, 1998).

As aproximações para o coeficiente de reflexão da onda P (R_{pp}) e da onda S (R_{ps}) estão divididas em duas categorias: as baseadas em série de Taylor e as do tipo impedância. A primeira é mais utilizada para contraste fraco e ângulo (afastamento) pequeno (Aki & Richards, 1980; Shuey, 1985; etc). A segunda gera resultados bastante encorajadores especialmente para ângulos maiores, inclusive nas regiões críticas (Connolly, 1999; Santos & Tygel, 2002 e 2004; Davolio, 2006; e Grosfeld, 2007). Neste trabalho, foram utilizadas aproximações de Aki & Richards (1980), para o coeficiente de reflexão da onda P, baseada na série de Taylor.

A aproximação de Aki & Richards (1980) está em termos do coeficiente angular de reflexão A , B e C de acordo com a equação (2.81):

$$R(\theta) \sim A + B \sin^2(\theta) + C \sin^2(\theta) \tan^2(\theta), \quad (2.81)$$

onde R é o coeficiente de reflexão em função da variação do ângulo de incidência θ , com A , B e C de acordo com as equações (2.82), (2.83) e (2.84), respectivamente:

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{\langle V_p \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right); \quad (2.82)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{\langle Vp \rangle} - 2 \left(\frac{\langle Vs \rangle}{\langle Vp \rangle} \right)^2 \left(2 \frac{\Delta Vs}{\langle Vs \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right); \quad (2.83)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{\langle Vp \rangle}, \quad (2.84)$$

onde $\Delta Vp = (Vp_2 - Vp_1)$ é a mudança na velocidade da onda compressional na interface, $\langle Vp \rangle = [(Vp_2 + Vp_1)/2]$ é a média da velocidade da onda compressional na interface, $\Delta \rho = (\rho_2 - \rho_1)$ é a mudança da densidade na interface, $\langle \rho \rangle = [(\rho_2 + \rho_1)/2]$ é a média da densidade na interface, $\Delta Vs = (Vs_2 - Vs_1)$ é a mudança na velocidade da onda cisalhante na interface, e $\langle Vs \rangle = [(Vs_2 + Vs_1)/2]$ é a média da velocidade da onda cisalhante na interface. Aqui, as quantidades Vp_1, Vs_1, ρ_1 e Vp_2, Vs_2, ρ_2 são as propriedades do meio na primeira e na segunda camada, respectivamente.

O termo A , conhecido por intercepto, é uma aproximação do coeficiente de reflexão exato no ângulo de incidência igual a zero, dependente do contraste de impedância acústica da onda P. O termo B , conhecido por gradiente, corresponde a uma aproximação de quanto o coeficiente de reflexão diminui ou aumenta em função do quadrado do seno do ângulo de incidência.

2.4.3 Interpretação dos atributos de AVO

Rutherford e Williams (1989) definiram três classes distintas de anomalias de AVO em arenitos com gás, conforme as Figura 2.3 e 2.4. A Classe I ocorre quando o intercepto AVO é fortemente positivo acarretando um decréscimo na magnitude da amplitude versus o afastamento e possível inversão de polaridade nos afastamentos longos, visto que a impedância da camada inferior é maior que a da camada superior. Neste caso A é positivo e B é negativo sendo plotados no quadrante IV.

A Classe II pode apresentar um aumento ou diminuição da amplitude com o afastamento, o intercepto AVO pode ser positivo ou negativo, pode haver mudança de sinal nos afastamentos curtos a médios e a impedância acústica dos meios é quase a mesma.

Na Classe III, conhecida como AVO clássico (bright spot), o coeficiente de reflexão à incidência normal é altamente negativo, assim como o gradiente, e têm-se o aumento da magnitude da amplitude com o afastamento, sendo plotados no quadrante III. Além dessas 3 classes, pode ocorrer ainda a classe IV de anomalia AVO como proposto por Castagna et al. (1997), a qual não foi discutida por Rutherford e Williams (1989).

A classe IV tem um coeficiente de reflexão normal negativo e o gradiente positivo, e têm-se a diminuição da magnitude da amplitude com o afastamento, sendo plotada no II quadrante. Na Tabela 2.1 encontra-se o resumo do comportamento AVO para as classes I, II, III e IV.

Tabela 2.1 – Respostas de AVO para as várias classes de areia com gás. (fonte: Castagna et al. 1997)

Classe	Impedância Relativa	Quadrante	A	B	Resposta AVO
I	Maior que a unidade superior	IV	+	-	Diminui
II	Próxima da unidade superior	II, III ou IV	+ ou -	-	Aumenta ou diminui
III	Menor que a unidade superior	III	-	-	Aumenta
IV	Menor que a unidade superior	II	-	+	Diminui

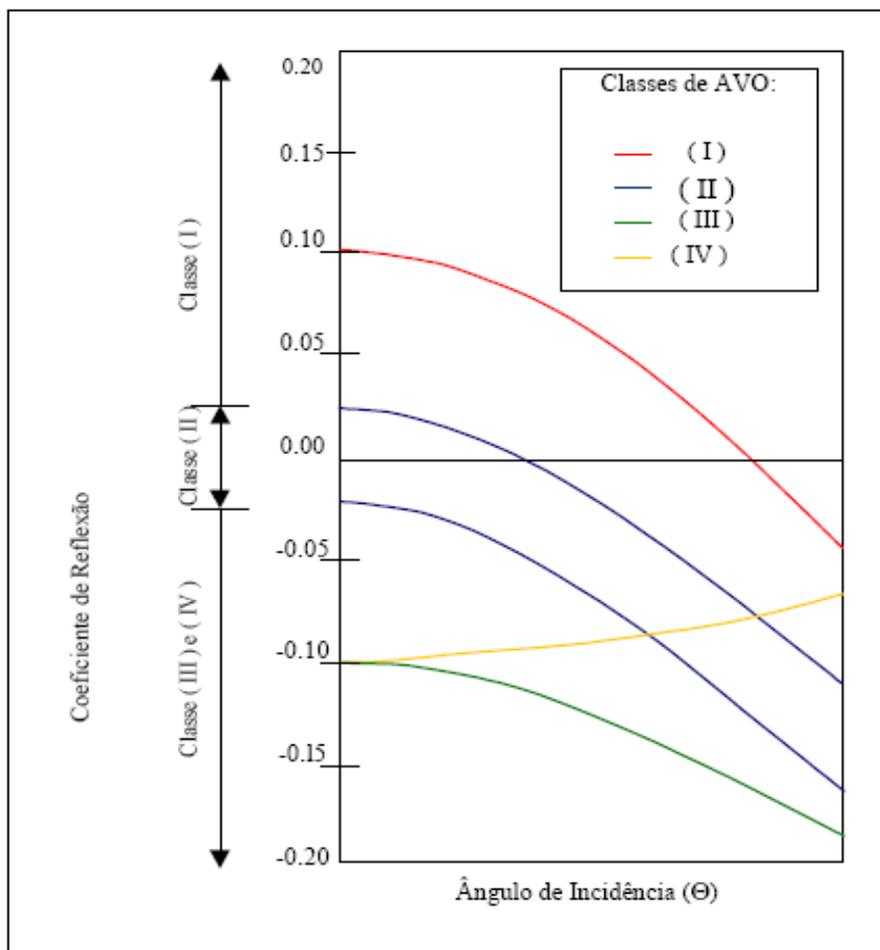


Figura 2.4 - Classificação de respostas de AVO segundo a posição de reflexão de interesse no diagrama de dispersão cruzado de $A \times B$, para ângulos de incidência até 30° . (Fonte: Vasquez, 1999).

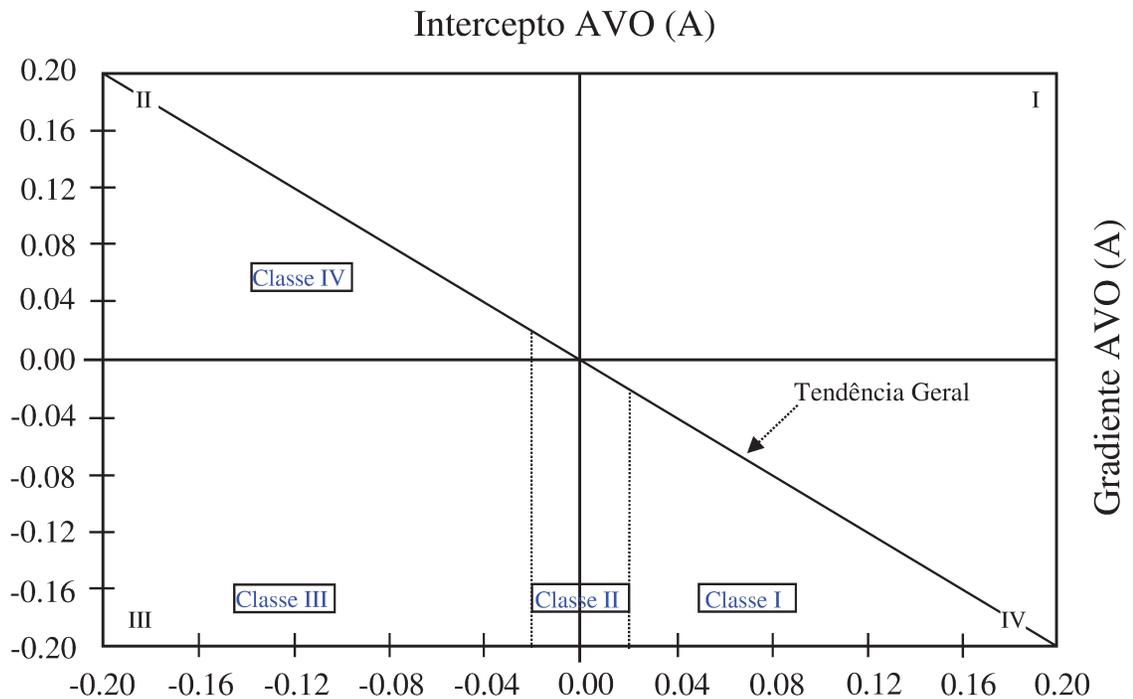


Figura 2.5 - Classificação de Rutherford e Williams (1989) para areia com gás modificada por Castagna et al. (1997). Adaptado de Castagna et al. (1997).

2.4.4 Modelagem de AVO

A modelagem de AVO/AVA contribui significativamente no processo de caracterização e monitoramento do reservatório por meio da integração das propriedades sísmicas e petrofísicas da rocha (Li et al., 2007). Essa integração pode ser feita de acordo com a equação (2.42) proposta por Gassmann (1951).

Variações na saturação de fluido e na pressão podem ser monitoradas por modelagem de AVO, devido ao comportamento distinto que os atributos de AVO, intercepto e gradiente,

apresentam sob cada efeito. De acordo com Calvert (2005), essa abordagem funciona bem para reservatórios com injeção de fluido e com dados sísmicos de excelente qualidade. Os resultados obtidos da modelagem de AVO devem ser verificados na posição de poço, conferindo-lhe assim maior confiabilidade.

Para separar os efeitos da variação na saturação e pressão devem ser comparados os dados base e monitores para um determinado tempo sísmico (por exemplo, topo do reservatório) e analisadas as mudanças ocorridas na amplitude devido a cada efeito.

A modelagem de AVO da diferença sísmica entre os dados base e monitor pode tornar mais visível as mudanças na resposta sísmica, decorrentes da variação do fluido e da pressão, uma vez que apenas as propriedades do reservatório se alteram, a geologia em seu entorno se mantém constante.

2.5. CALIBRAÇÃO PETROFÍSICA E AJUSTE TEÓRICO

De acordo com Landro (2001, 2003) é possível estimar equações que relacionam mudanças de pressão e saturação com mudanças nos intercepto e gradiente (Equações (2.88) e (2.89)), por meio de equação de aproximação de AVO e de calibração petrofísica. Essa metodologia requer apenas dados sísmicos e petrofísicos, não sendo necessário dados de cenários de produção.

A calibração petrofísica é realizada em laboratório por meio de medidas de velocidades e densidade em amostras de rocha. Admitindo-se relação linear para variação de densidade versus variação de saturação por meio da teoria de Gassmann (1951) e relação quadrática para variação de V_p e V_s versus variação na pressão efetiva é possível estimar os seis parâmetros empíricos: k_α , k_β , k_ρ , l_α , l_β , m_α e m_β , necessários nas equações (2.85) (2.86) e (2.87) (Landro, 2001):

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} = k_\alpha \Delta S + l_\alpha \Delta P + m_\alpha \Delta P^2 ; \quad (2.85)$$

$$\frac{\Delta V_S}{V_S} = k_\beta \Delta S + l_\beta \Delta P + m_\beta \Delta P^2 ; \quad (2.86)$$

$$\frac{\Delta \rho}{V\rho} = k_\rho \Delta S , \quad (2.87)$$

onde ΔS e ΔP indica variação na saturação e pressão, respectivamente. Os coeficientes: k_α , k_β , k_ρ , l_α , l_β , m_α e m_β são utilizados para obter os coeficientes: a, b, a' e b' e expressar numericamente a relação entre as variações de pressão/saturação ($\Delta P/\Delta S$) e de intercepto/gradiente ($\Delta I/\Delta G$) para o reservatório:

$$\Delta P = a \Delta I + b \Delta G ; \quad (2.88)$$

$$\Delta S = a' \Delta I + b' \Delta G . \quad (2.89)$$

O ajuste teórico tem por finalidade verificar o resultado obtido pela calibração petrofísica, e somente é possível aplicá-lo em dados sísmicos sintéticos, onde a resposta para dois dos cenários é conhecida. Deste modo, no ajuste teórico é atribuído o valor zero ao cenário ΔP_2 -S e ΔS_2 -P (Tabela 3.1), pois não há variação de pressão para o cenário ΔP_2 , e não há variação de saturação para o cenário ΔS_2 . Logo, têm-se as seguintes equações:

$$\Delta P_2\text{-S} = a_2 \Delta I + b_2 \Delta G ;$$

$$0 = a_2 \Delta I + b_2 \Delta G;$$

$$\frac{a_2}{b_2} = - \frac{\Delta G}{\Delta I} \quad (2.90)$$

e

$$\Delta S_2-P = a_2' \Delta I + b_2' \Delta G ;$$

$$0 = a_2' \Delta I + b_2' \Delta G;$$

$$\frac{a_2'}{b_2'} = - \frac{\Delta G}{\Delta I} , \quad (2.91)$$

onde os valores de ΔI e ΔG foram extraídos do traço sísmico do poço A. Das equações (2.90) e (2.91) obtêm-se a razão entre os coeficiente $\frac{a_2}{b_2}$ e $\frac{a_2'}{b_2'}$, e não seu valor absoluto. Como o intercepto é mais estável que o gradiente, foi atribuído os valores dos coeficientes a e a' encontrados pela calibração petrofísica aos coeficientes, a_2 e a_2' , respectivamente, para obter os coeficientes b_2 , e b_2' , para ΔP_2 e ΔS_2 .

Através dos atributos de AVO, intercepto e gradiente, do dado sísmico do ano base e do monitor são obtidas as diferenças de intercepto (ΔI) e gradiente (ΔG); e a partir das equações (2.88) e (2.89), pode-se calcular a variação de pressão e saturação para o topo do reservatório e correlacioná-las com dados de poços.

3. METODOLOGIA E APLICAÇÕES

Este estudo foi realizado a partir de dados de produção do ano base e monitor de um reservatório carbonático situado em campo marinho no Brasil. Durante o intervalo de tempo entre o ano base e monitor ocorreu depleção no reservatório resultando em queda na pressão de poros e liberação de gás em algumas regiões. Para dar suporte ao estudo foi escolhido um poço representativo das condições gerais do campo, denominado poço A.

Para melhor entender a resposta sísmica decorrente da queda de pressão e liberação de gás no reservatório considerou-se três cenários distintos como monitores para mudanças referentes à pressão e saturação de fluidos. São eles: i) monitor PS: mudança de pressão e saturação; ii) monitor P: mudança de pressão; e iii) monitor S: mudança de saturação.

Na aplicação da metodologia de Landro (2001) os cenários PS, P e S foram utilizados para separar as variações de pressão (ΔP) e saturação (ΔS), conforme tabela 3.1. Na prática, apenas o cenário PS poderia ser utilizado para essa finalidade, no entanto, como se tratam de dados sintéticos, os cenários P e S são úteis para verificar se os coeficientes obtidos pelo método foram capazes de alcançar o objetivo. Isso é possível porque no cenário P, apenas a variação de pressão deve ser observada, logo, a variação de saturação deve estar ausente no resultado. Do mesmo modo, para o cenário S, a variação de saturação deve estar presente e a variação de pressão ausente.

Tabela 3.1 – Nomenclatura utilizada para os cenários monitores na aplicação da metodologia AVO 4D.

Metodologia		Cenários		
		PS	P	S
AVO 4D				
Calibração petrofísica	ΔP	ΔP -PS	ΔP -P	ΔP -S
	ΔS	ΔS -PS	ΔS -P	ΔS -S
Ajuste teórico	ΔP_2	ΔP_2 -PS	ΔP_2 -P	ΔP_2 -S
	ΔS_2	ΔS_2 -PS	ΔS_2 -P	ΔS_2 -S

As etapas empregadas no trabalho foram (Figura 3.1):

- 1) simular as mudanças de saturação de fluidos e pressão no reservatório;
- 2) gerar dados sísmicos sintéticos de AVO;
- 3) gerar dados sísmicos sintéticos de intercepto e gradiente;
- 4) calcular ΔI e ΔG ; e
- 5) calcular a mudança de saturação de fluido e pressão.

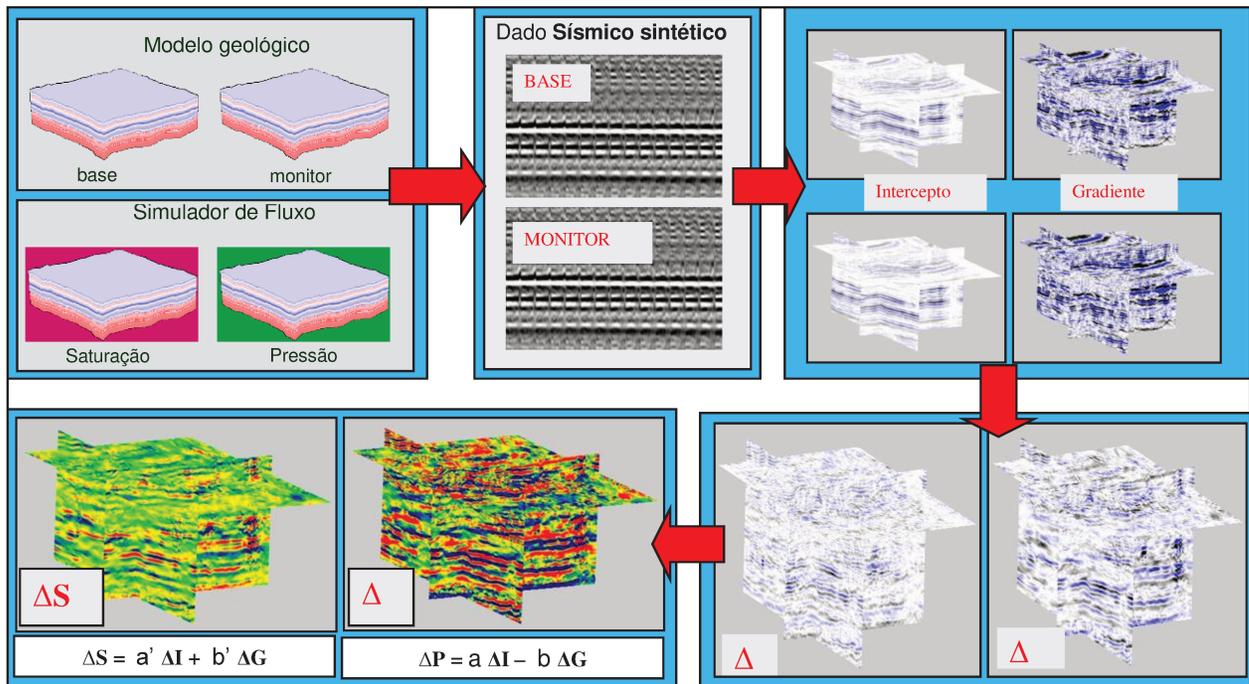


Figura 3.1 – Metodologia aplicada baseada em Landro (2001).

1) *simular mudanças de saturação de fluidos e pressão no reservatório*

As mudanças de pressão e saturação de fluidos foram realizadas considerando-se os diferentes cenários como monitores: PS, P e S. Nas simulações das mudanças ocorridas no reservatório foram utilizados os seguintes dados de produção, provenientes do simulador de fluxo: pressão de poros, saturação de fluidos (água, óleo e gás) e razão de solubilidade.

Os perfis de poços foram utilizados para calcular o módulo de incompressibilidade da rocha seca e a razão de Poisson da rocha seca, pois essas propriedades não estão presente no simulador de fluxo, e como exposto anteriormente, são necessárias para gerar os diferentes cenários. Para extrapolar ambas as propriedades no grid do simulador foi utilizada a porosidade (presente no simulador) como deriva, devido à boa correlação entre elas observada nos poços.

As demais propriedades petrofísicas permaneceram constantes (porosidade (25%), densidade da matriz da rocha, módulo de incompressibilidade da matriz da rocha, salinidade, temperatura, densidade do gás e grau API).

A Tabela 3.2 mostra os valores de saturação de fluidos: gás (S_g), óleo (S_o) e salmoura (S_s); e pressão do dado base e os novos valores empregados nos três cenários monitores PS, P e S correspondentes ao poço A.

Tabela 3.2 – Propriedades do reservatório do dado base e monitores.

	Pressão (Kgf/cm ²)	RS	S_g (%)	S_o (%)	S_s (%)
Base (B)	260	100	-	85	15
Monitor					
PS (Pressão+Saturação)	160	75	30	55	15
P (Pressão)	160	75	-	85	15
S (Saturação)	260	100	30	55	15

É importante ressaltar que a mudanças das propriedades petrofísica são realizadas apenas no reservatório. As rochas encaixantes foram geradas a partir dos perfis de poços e extrapoladas para o *grid* do simulador e se mantiveram constantes em todas as simulações (base e monitores). As rochas encaixantes são necessárias para gerar o contraste de impedância na entrada do reservatório.

Uma vez que as simulações no reservatório e a criação das rochas encaixantes tenham sido realizadas, a próxima etapa é passá-las de profundidade para tempo e realizar a transferência das propriedades sísmicas do *grid* do simulador de fluxo (100x100m) para o *grid* da sísmica

(25x25m). Posteriormente, o coeficiente de reflexão é calculado e convolvido com a *wavelet* para gerar a sísmica sintética, como será explicado a seguir.

O topo do reservatório da sísmica sintética base deve estar em conformidade com o topo da sísmica sintética real para prosseguir com as simulações dos cenários monitores, pois esse é o indicativo de que as propriedades petrofísica utilizadas para a rocha *in situ* foram adequadas.

2) gerar dados sísmicos sintéticos de AVO

Após a modelagem dos efeitos da mudança de pressão e saturação no reservatório, têm-se os novos valores das propriedades sísmicas da rocha: Vp , Vs e ρ , para cada um dos três cenários considerados, a partir dos quais calculou-se o coeficiente de reflexão para ângulos de incidência da onda plana de 0 a 50°, por meio da equação de Zoeppritz (1919).

A *wavelet* utilizada no processo convolucional (Fig. 3.2) foi extraída do dado sísmico real, com amplitude máxima igual a cinco, frequência de 21,5 Hz e fase alterada para zero, com o objetivo de não introduzir efeitos de mudança de tempo de trânsito da onda (*time-shift*) nos dados sísmicos sintéticos.

A partir dos dados sísmicos sintéticos AVO base e monitores, calcularam-se os dados de diferença sísmica sintéticos AVO (Monitor – Base).

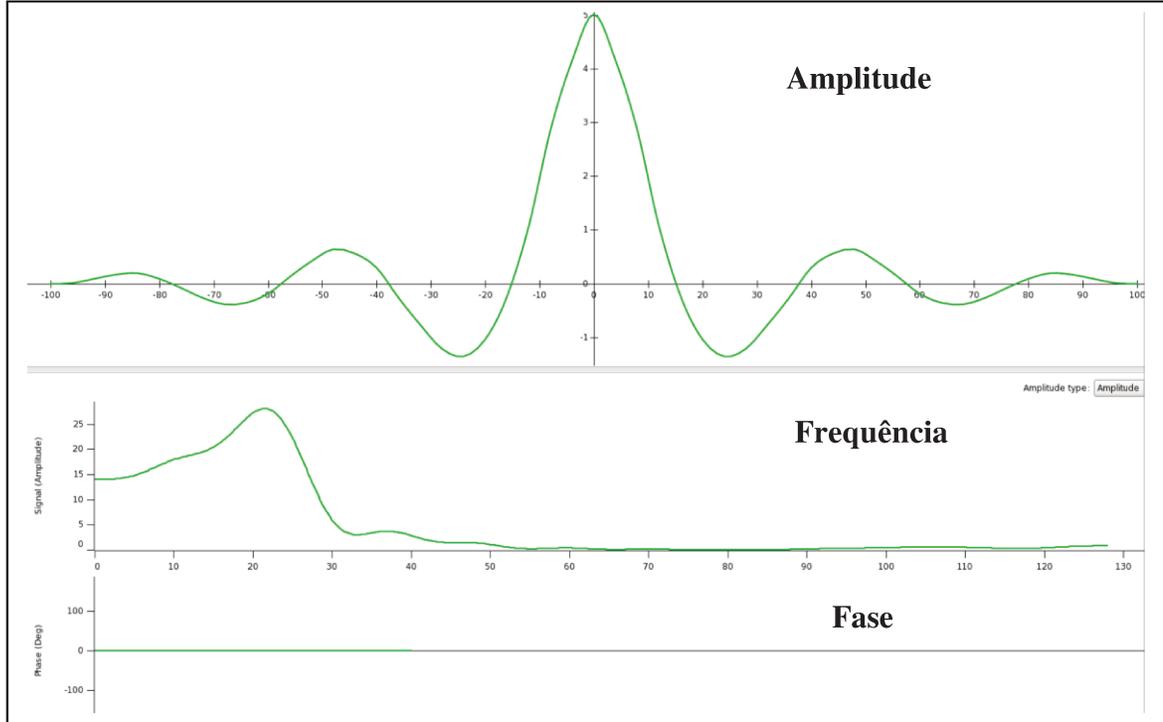


Fig. 3.2 – Wavelet extraída da sísmica base para gerar os dados sísmicos sintéticos.

3) gerar dados sísmicos sintéticos de intercepto e gradiente;

Os atributos sísmicos de intercepto e gradiente foram estimados a partir da aproximação da equação de AVO proposta por Aki & Richards (1980).

4) calcular ΔI e ΔG

Através da estimativa do intercepto e gradiente para os dados sísmicos base e monitores foram calculadas as diferenças para o intercepto (ΔI) e gradiente (ΔG), os quais são importantes para obter os dados de mudança de pressão (ΔP) e saturação (ΔS) no reservatório.

5) calcular a mudança de saturação de fluido e pressão

Foi aplicado o método introduzido por Landro (2001) para estimar os coeficientes necessários para encontrar ΔP e ΔS de dois modos distintos: calibração petrofísica e ajuste teórico.

A Figura 3.3 mostra a relação quadrática para variação de V_p e V_s versus variação na pressão efetiva e a relação linear para variação de densidade versus variação de saturação de gás. Observa-se nessa figura que a variação máxima de saturação considerada para a relação linear foi de 30%. Esse valor foi considerado máximo para que fosse possível obter esse tipo de relação, pois para saturação de até 100% a variação de V_p não é linear. Como a variação máxima no reservatório foi de 30% de saturação de gás, a relação linear pode ser mantida.

A partir da relação linear e quadrática (Figura 3.3) foram estimados os parâmetros empíricos: k_α , k_β , k_ρ , l_α , l_β , m_α e m_β . Esses parâmetros são necessários para estimar os coeficientes a , b , a' e b' , cujos valores são mostrados nas equações (3.1) e (3.2). Esses coeficientes serão utilizados no cálculo dos cenários ΔP (ΔP -PS, ΔP -P e ΔP -S) e ΔS (ΔS -PS, ΔS -P e ΔS -S).

$$\Delta P = 11,6 \Delta I - 19,2 \Delta G ; \quad (3.1)$$

$$\Delta S = -9,0 \Delta I - 5,2 \Delta G . \quad (3.2)$$

Das equações (2.90) e (2.91) foi possível obter os coeficientes a , b , a' e b' através do ajuste teórico, para os dados ΔP_2 e ΔS_2 , conforme equações:

$$\Delta P_2 = 11,6 \Delta I - 6,38 \Delta G ; \quad (3.3)$$

$$\Delta S_2 = -9 \Delta I - 3,33 \Delta G . \quad (3.4)$$

Ao comparar os valores dos coeficientes obtidos por meio de calibração petrofísica com os do ajuste teórico, verifica-se que a diferença entre b e b_2 é igual a 12,82, enquanto a diferença de b' e b_2' é de 1,87, logo ΔP e ΔP_2 devem apresentar resultados bem mais distintos que ΔS e ΔS_2 .

Os resultados de ΔP , ΔP_2 , ΔS e ΔS_2 são ilustrados tanto em seção sísmica quanto em mapas de amplitude RMS para o topo do reservatório.

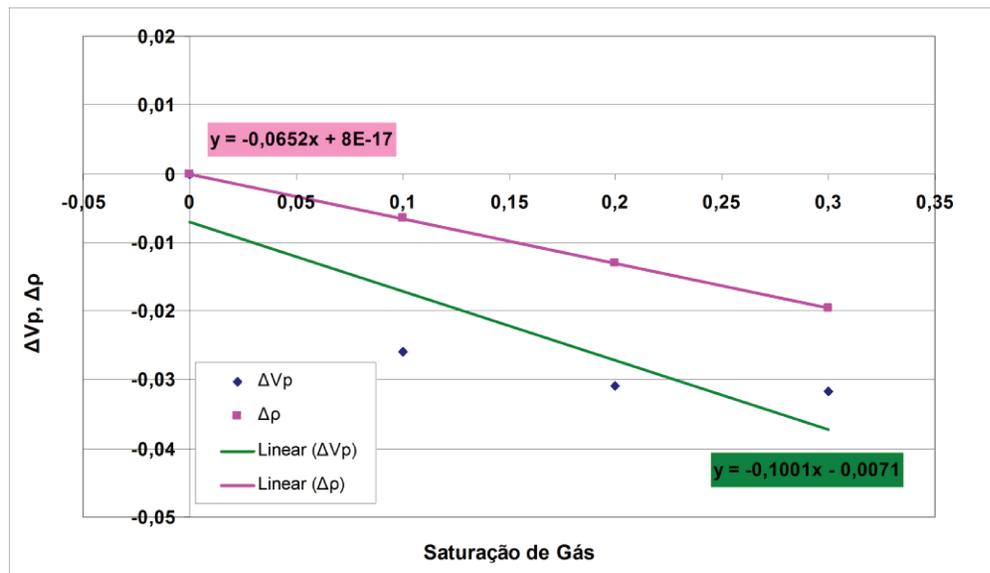
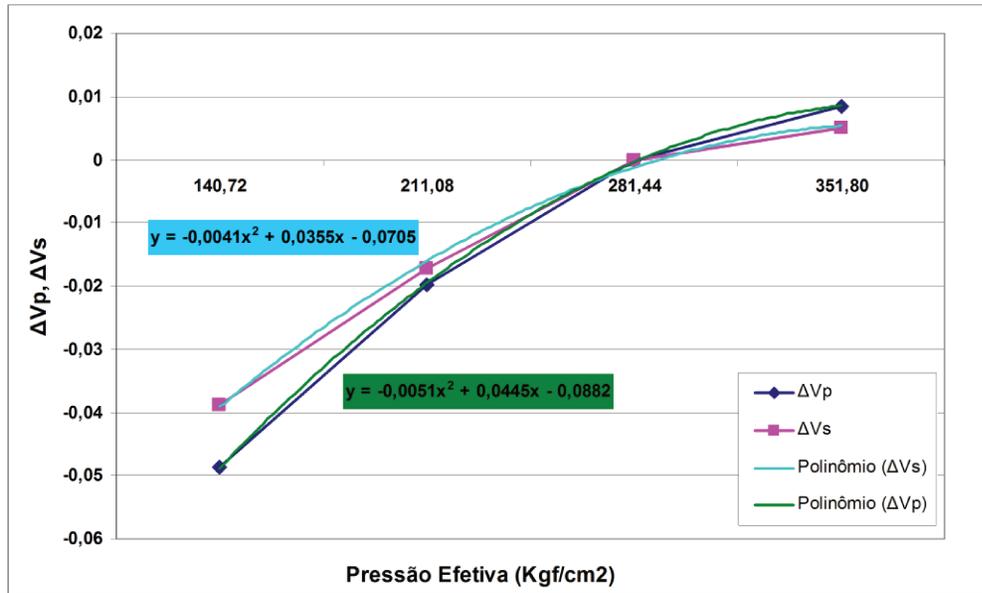


Fig. 3.3 – Calibração petrofísica. ΔV_p , ΔV_s versus Pressão Efetiva (acima) e ΔV_p , $\Delta \rho$ versus Saturação de gás (abaixo).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. ANÁLISE DOS CENÁRIOS DE MUDANÇA DE PRESSÃO E/OU SATURAÇÃO

O resultado obtido para a sísmica sintética base está em conformidade com o dado sísmico real, como pode ser visualizado nas seções sísmicas da Figura 4.1, onde o topo do reservatório carbonático apresenta continuidade da seção sintética para a real. Ambas as seções sísmicas são mostradas na posição do poço A.

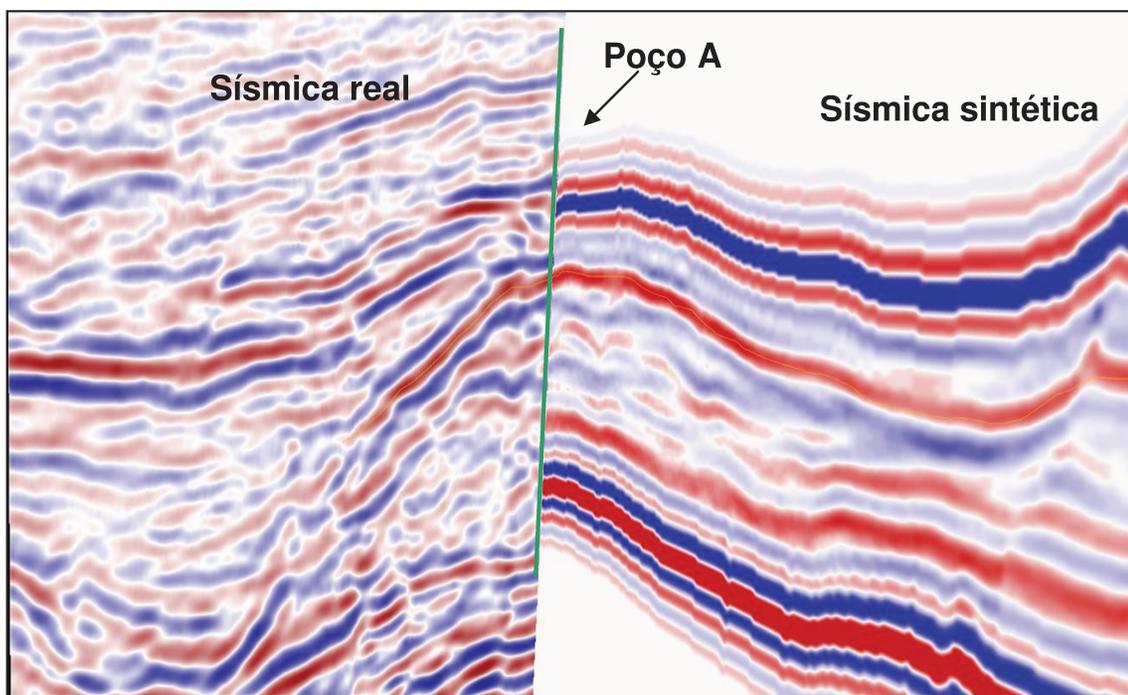


Figura 4.1 – O topo do reservatório na sísmica sintética base está em conformidade com a sísmica real. Observar a posição do poço A.

A resposta sísmica da diferença (PS, P e S), geradas a partir dos dados sísmicos sintéticos base e monitores (PS, P e S), são mostradas nas seções de diferença sísmica sintética para a posição do poço A na Figura 4.2. Percebe-se nessa figura, que o efeito das mudanças de pressão e saturação (Figura 4.2a) causa diferença na amplitude do reservatório. Entretanto, ao analisar as seções de diferença P (Figura 4.2b) e S (Figura 4.2c), observa-se que a primeira apresenta pouca diferença de amplitude, sendo homogênea ao longo da seção; enquanto, que a segunda, mostra diferenças expressivas com ocorrência na região do reservatório próxima ao poço A. Na seção de diferença PS, verifica-se a combinação desses efeitos.

Nas Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 são apresentadas as seções de diferença sísmica AVO para os cenários PS, P e S, respectivamente, com ângulos de incidência de 0° , 20° e 40° . A análise AVO para os cenários PS (Fig. 4.3) e S (Fig. 4.5) mostra que a amplitude torna-se ligeiramente mais negativa com o incremento do ângulo de incidência de 0° para 40° , enquanto, que no cenário P (Fig. 4.4) a diferença de amplitude passa de positiva a próxima de zero. Esse comportamento fica mais evidente ao fazer a análise AVO para o topo do reservatório no traço sísmico do poço A (Figuras 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9).

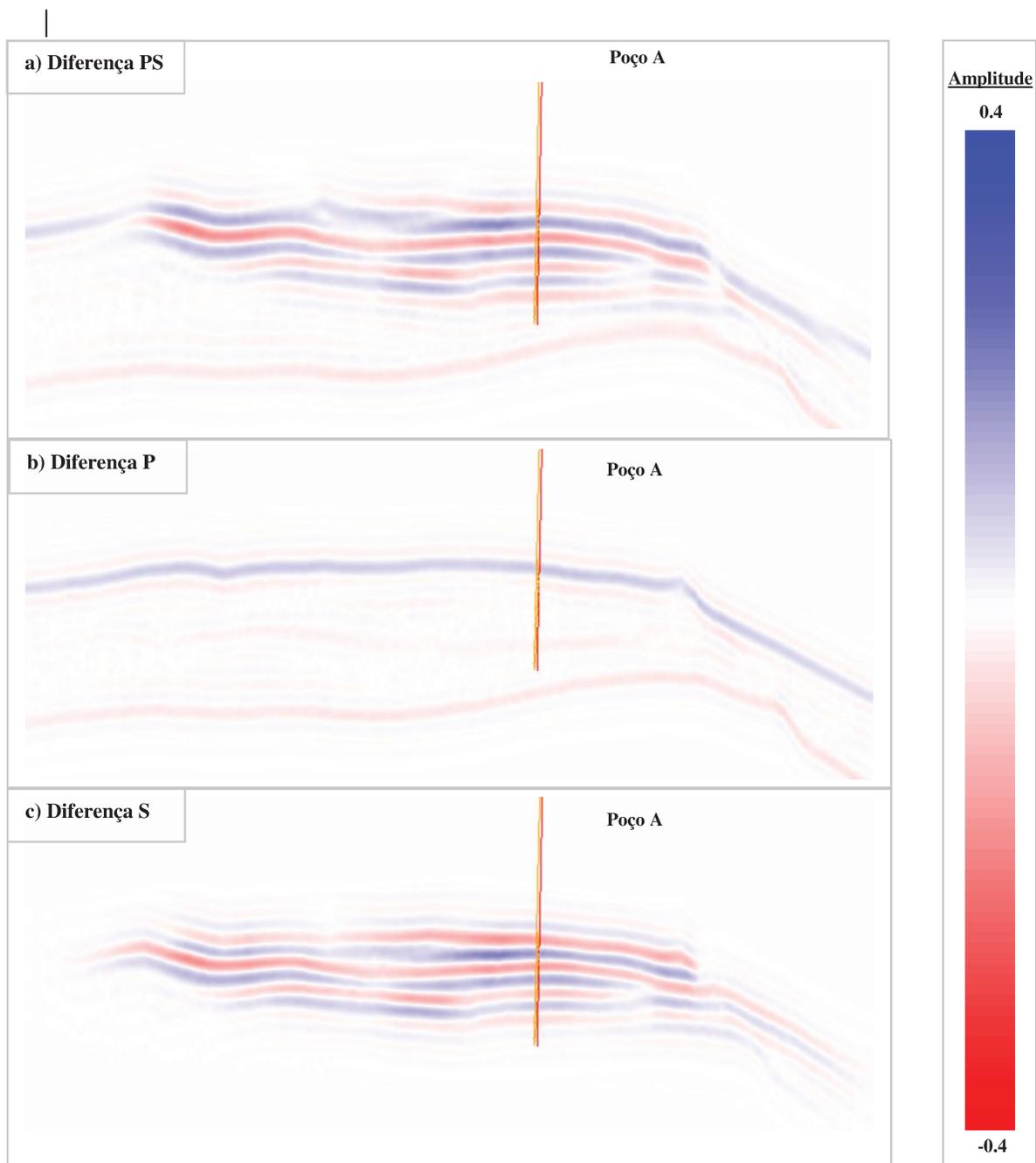


Figura 4.2 – Seções de diferença sísmica sintética de afastamento nulo, mostrando a posição do poço A, para os três cenários de mudança de pressão e saturação no reservatório: a) Diferença PS: pressão e saturação; b) Diferença P: pressão; e c) Diferença S: saturação.

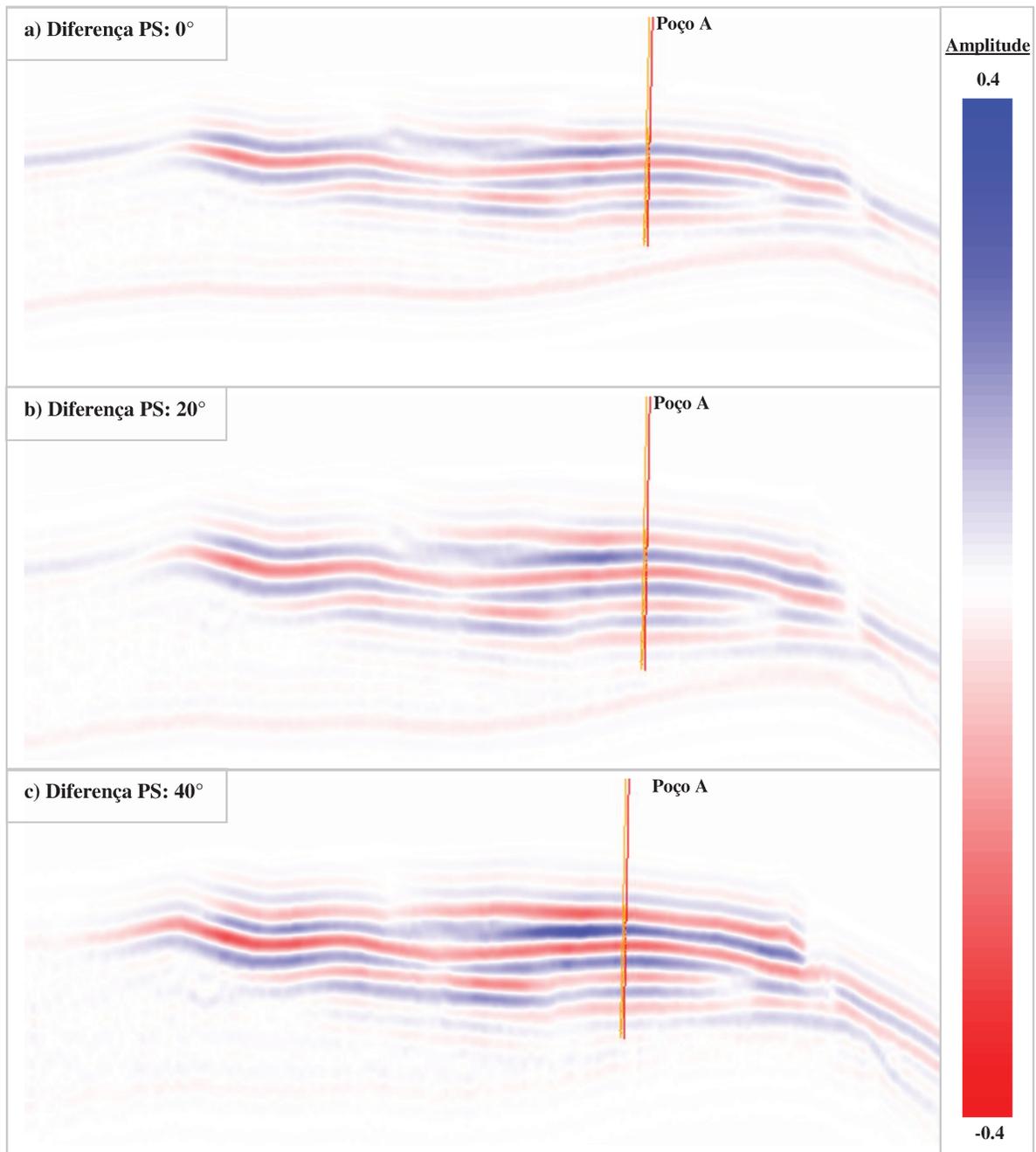


Figura 4.3 – Seções de diferença sísmica sintética, mostrando a posição do poço A, para o cenário de mudança de pressão e saturação (PS) no reservatório com diferentes ângulos de incidência: a) 0°; b) 20°; e c) 40°.

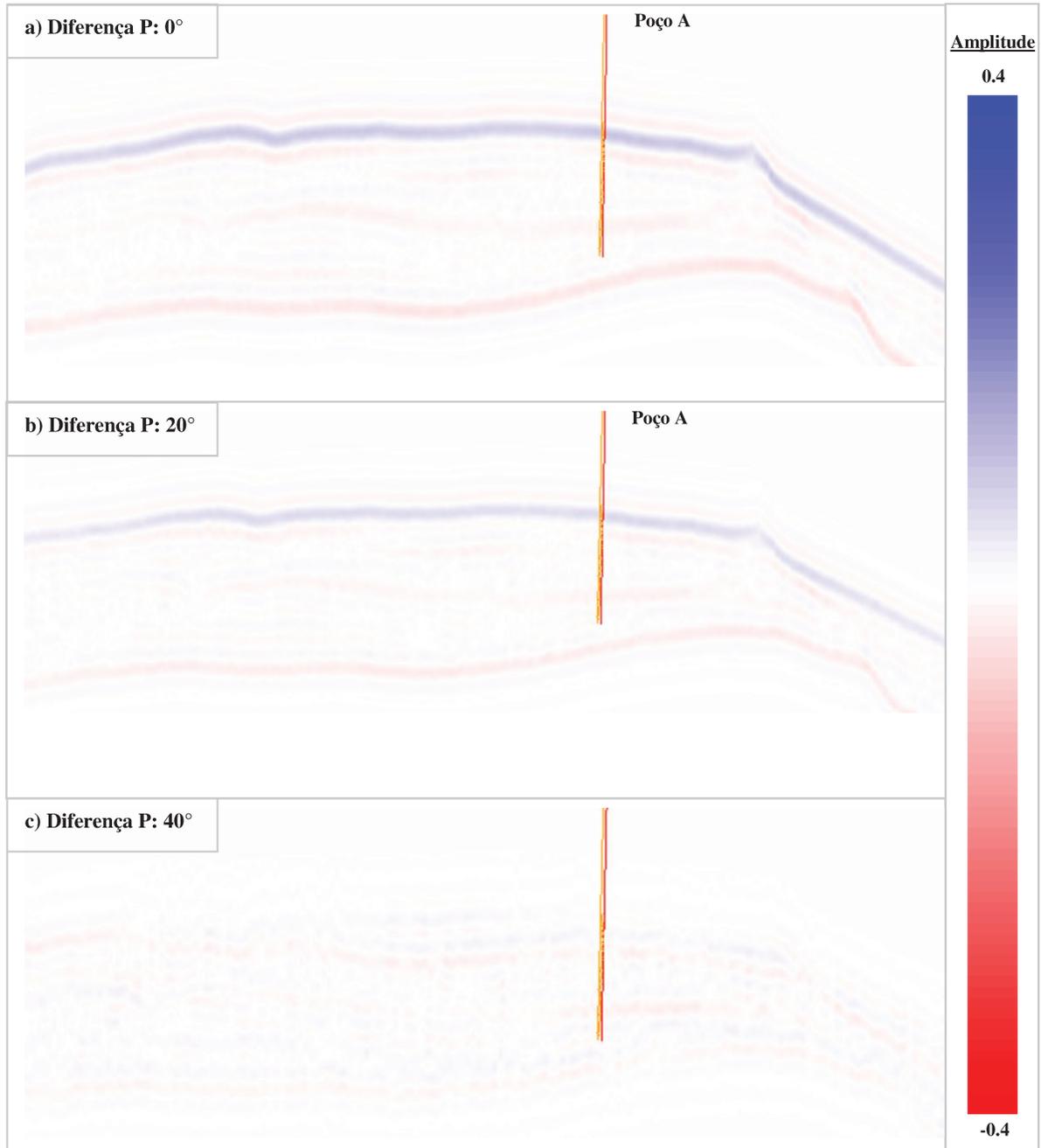


Figura 4.4 – Seções de diferença sísmica sintética, mostrando a posição do poço A, para o cenário de mudança de pressão (P) no reservatório com diferentes ângulos de incidência: a) 0°; b) 20°; e c) 40°.

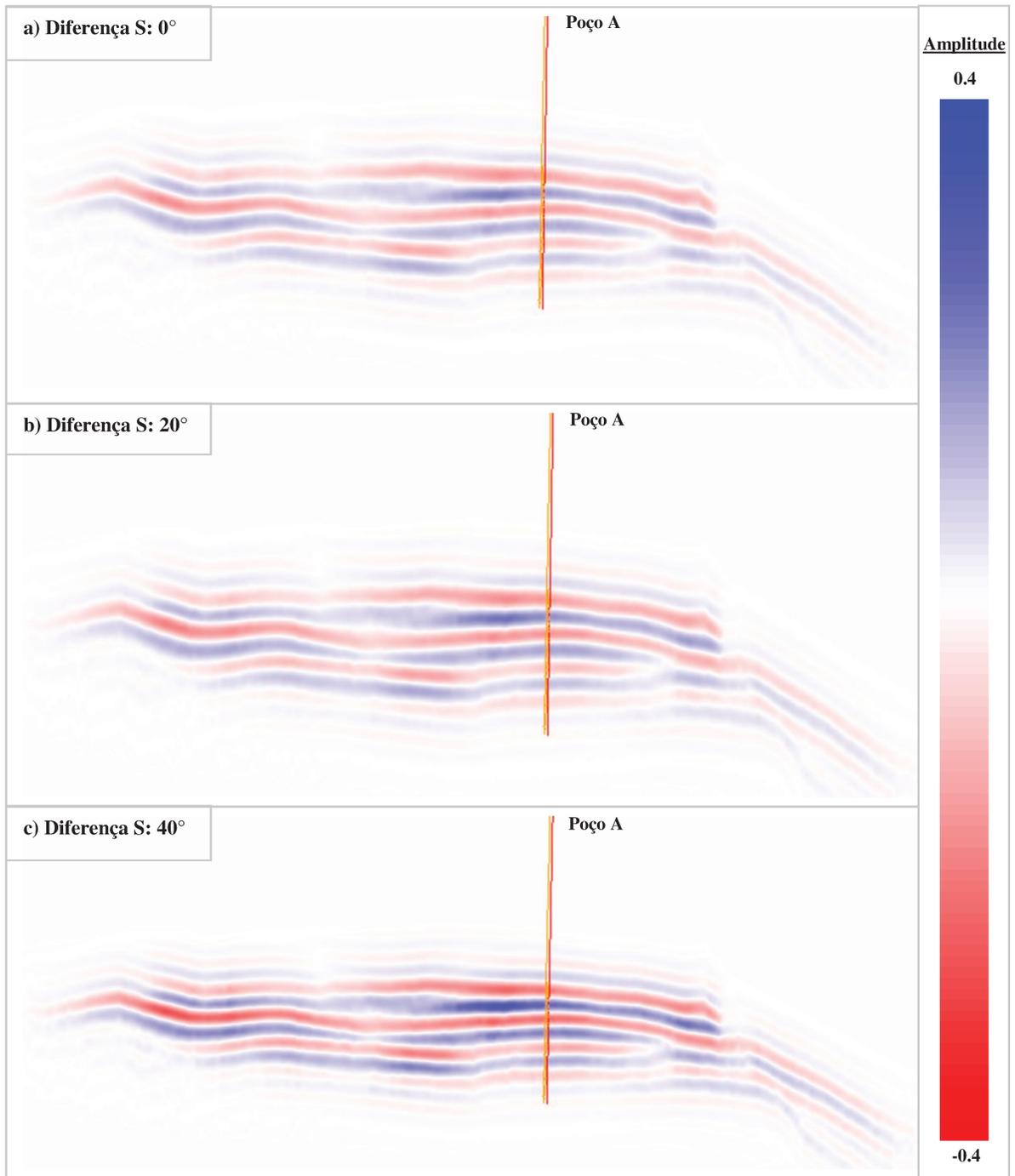


Figura 4.5 – Seções de diferença sísmica sintética, mostrando a posição do poço A, para o cenário de mudança de saturação (S) no reservatório com diferentes ângulos de incidência: a) 0°; b) 20°; e c) 40°.

Na Figuras 4.6, 4.7 e 5.8 são mostrados os perfis de diferença de impedância, pressão, saturação (gás, óleo e salmoura) e os traços sísmicos sintéticos da base e monitores (PS, P e S), com ângulos de incidência de 0°, 20° e 40°, respectivamente, no poço A.

Observa-se nessas figuras (4.6, 4.7 e 4.8) que o comportamento do perfil de diferença de impedância está diretamente relacionado com cada cenário. Essa diferença é negativa para os cenários PS e S, e positiva para o cenário P; onde se verifica que o cenário PS posiciona-se entre os cenários P e S.

Ao comparar as amplitudes da base com os monitores PS, P e S na Figura 4.6, no topo do reservatório, percebe-se que no monitor PS a amplitude permanece praticamente com o mesmo valor; para o monitor P, a amplitude é menos negativa; enquanto para o monitor S a amplitude torna-se mais negativa.

No último perfil da Figura 4.6 pode-se comparar a diferença de amplitude entre os monitores, no qual se verifica o efeito oposto causado pela mudança de pressão (P) e saturação (S). Isso explica o valor da amplitude da diferença PS ser intermediária a P e S, pois ambos os efeitos estão combinados; motivo pelo qual a diferença de amplitude da base e do monitor PS ser praticamente igual.

Deste modo, em uma seção sísmica de afastamento nulo poder-se-ia interpretar erroneamente que não houve mudança de saturação e pressão no reservatório, uma vez que a resposta sísmica não apresentou mudança significativa.

Na Figura 4.7 são comparados os traços sísmicos de diferença de amplitude da base com os monitores PS, P e S, para ângulo de incidência de 20°. Dessa comparação, verifica-se que no monitor PS a amplitude fica um pouco mais negativa; para o monitor P, a amplitude aumenta sutilmente; enquanto para o monitor S a amplitude torna-se mais negativa.

Pela comparação das diferenças de amplitude entre os monitores, no último perfil da Figura 4.7, observa-se, além do efeito oposto devido à mudança de pressão (P) e saturação (S), a proximidade entre as curvas correspondentes aos cenários PS e S, em relação à obtida na Figura

4.6. Esse efeito é causado pelo leve aumento no valor da diferença de amplitude dado a mudança de pressão.

Na Figura 4.8 são comparados os traços sísmicos de diferença de amplitude da base com os monitores PS, P e S, para ângulo de incidência de 40°. Observa-se, que no monitor PS e S a amplitude torna-se igualmente mais negativa, enquanto para o monitor P a amplitude praticamente não se altera.

No perfil de comparação entre as diferenças de amplitude, último perfil da Figura 4.8, fica evidente a igualdade entre os traços sísmicos PS e S, ao passo que a pressão não apresenta diferença.

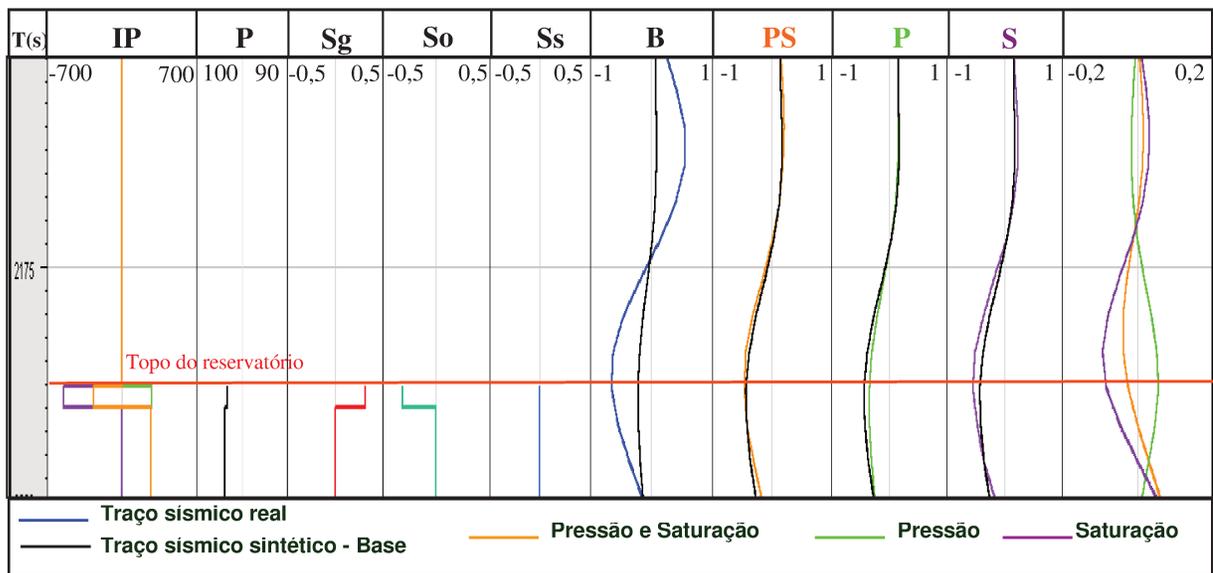


Figura 4.6 – Da esquerda para a direita são mostrados os perfis do poço A da diferença de: impedância (IP), saturação de gás (Sg), saturação de óleo (So) e saturação de salmoura (Ss). Em seguida é comparado o traço sísmico base (B) com os monitores PS, P e S; e no último perfil são comparados os traços de diferença sísmica PS, P e S. Traços sísmicos com ângulo igual a 0°.

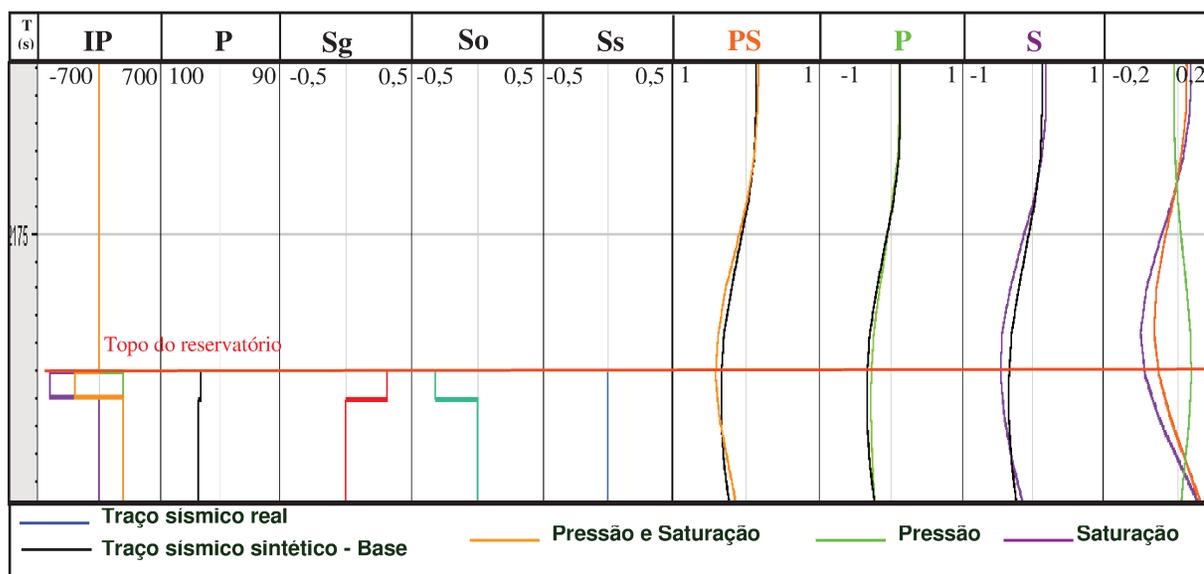


Figura 4.7 – Da esquerda para a direita são mostrados os perfis do poço A da diferença de impedância (IP), saturação de gás (Sg), saturação de óleo (So) e saturação de salmoura (Ss). Em seguida é comparado o traço sísmico base (B) com os monitores PS, P e S; e no último perfil são comparados os traços de diferença sísmica PS, P e S. Traços sísmicos com ângulo igual a 20°.

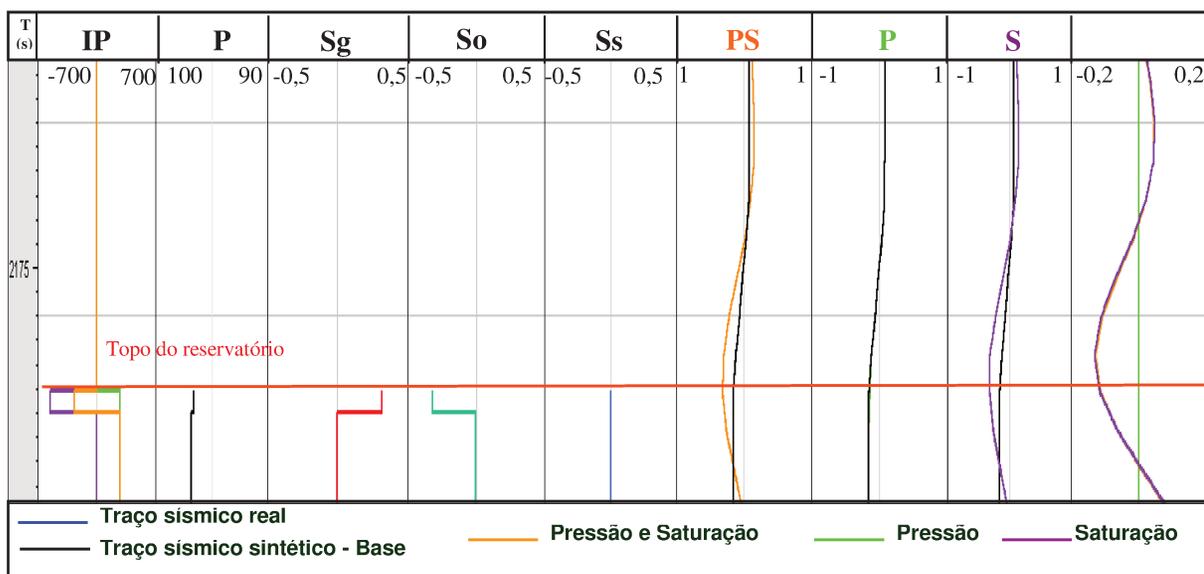


Figura 4.8 – Da esquerda para a direita são mostrados os perfis do poço A da diferença de impedância (IP), saturação de gás (Sg), saturação de óleo (So) e saturação de salmoura (Ss). Em seguida é comparado o traço sísmico base (B) com os monitores PS, P e S; e no último perfil são comparados os traços de diferença sísmica PS, P e S. Traços sísmicos com ângulo igual a 40°.

Pela análise da diferença AVO no traço sísmico do poço A, para o topo do reservatório, verifica-se que para a diferença PS a amplitude torna-se mais negativa ao incrementar o ângulo de incidência (Figuras. 4.9 e 4.10). A diferença S apresenta comportamento parecido com a anterior, porém com valores mais negativos para a amplitude nos ângulos próximos. Na diferença P a amplitude varia de valores positivos nos ângulos próximos a praticamente zero nos ângulos afastados.

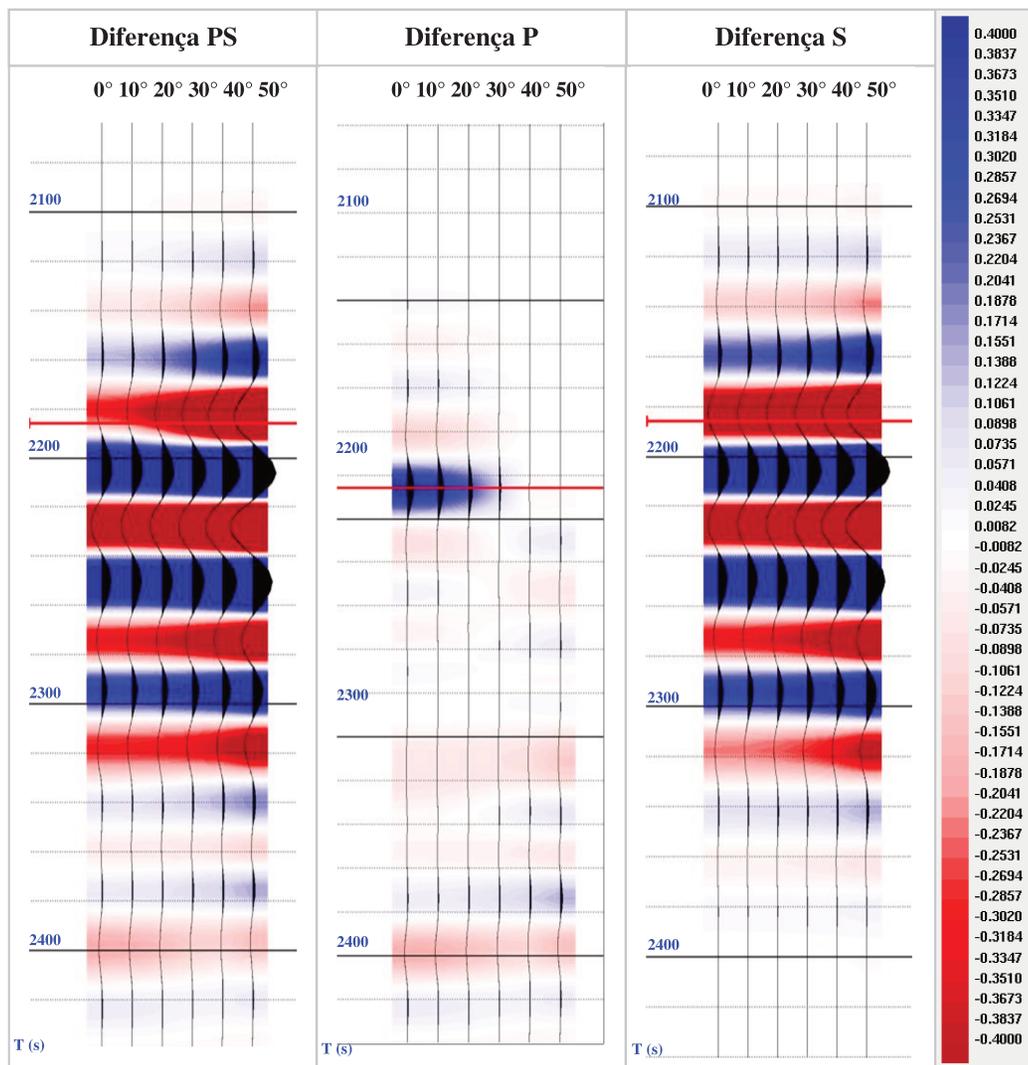


Figura 4.9 – Comparação da diferença de AVO (PS, P e S) no poço A para o topo do reservatório para diferentes ângulos de incidência.

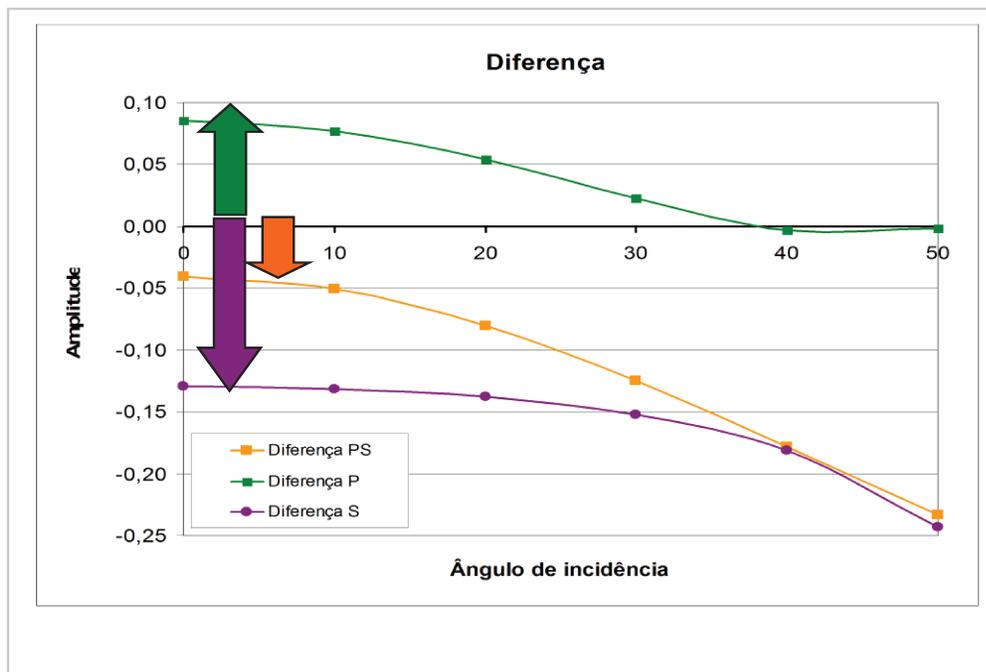


Figura 4.10 – Gráfico de Diferença AVO (PS, P e S) no poço A para o topo do reservatório.

Deste estudo pode-se dizer que o efeito da mudança de pressão na análise AVO 4D do poço A somente pode ser identificado nos ângulos próximos, enquanto que o efeito da mudança de saturação está presente tanto nos ângulos próximos quanto nos afastados. Esses efeitos combinados são compensados nos ângulos próximos, tornando a magnitude da diferença na amplitude para o cenário PS menor em relação ao cenário S; como nos ângulos afastados o efeito da mudança de pressão é praticamente nulo, o efeito da mudança de saturação é predominante, tornando a diferença na amplitude semelhante àquela obtida para o cenário S.

4.2. AVO 4D – DETERMNAÇÃO DA VARIAÇÃO DE PRESSÃO E SATURAÇÃO

As mudanças de pressão (ΔP) e de saturação (ΔS), obtidas a partir das diferenças de intercepto (ΔI) e gradiente (ΔG) e dos coeficientes estimados a partir do método introduzido por Landro (2001) por meio de calibração petrofísica, são mostradas na Figura 4.11.

Ao analisar os resultados obtidos para ΔP têm-se para cada cenário: i) ΔP -P: o efeito da mudança de pressão é homogêneo ao longo do reservatório e o efeito da saturação é praticamente ausente (Figura 4.11c); ii) ΔP -S: apenas o efeito da saturação está presente, no entanto como se trata de ΔP , ela não deveria ter amplitudes tão fortes (Figura 4.11e); e iii) ΔP -PS: observa-se a combinação dos efeitos encontrados no cenário ΔP -S e ΔP -P, novamente a saturação não deveria ter tanta influência na amplitude (Figura 4.11f).

Os resultados obtidos para cada cenário de ΔS apresentam: i) ΔS -P: não há efeito de mudança de saturação e o efeito da pressão é muito pequeno (Figura 4.11b); ii) ΔS -S: apenas o efeito da saturação está presente (Figura 10d); e iii) ΔS -PS: ambos os efeitos estão combinados nesse cenário (Figura 4.11f).

No geral, os resultados obtidos para ΔS foram satisfatórios, pois estão muito próximos do esperado, uma vez que o efeito da mudança de pressão é muito pequeno nos cenários ΔS -PS e ΔS -P e praticamente inexistente no cenário ΔS -S. Os resultados de ΔP não são satisfatórios para o cenário ΔP -PS e ΔP -S, devido à forte presença do efeito da saturação nos mesmos, o que não ocorre no cenário ΔP -P, sendo esse razoável.

Na Figura 4.12 são mostrados os resultados obtidos pelo ajuste teórico para ΔP_2 e ΔS_2 . Para os cenários ΔP_2 , têm-se: i) ΔP_2 -P: apenas o efeito da pressão está presente, sendo homogênea no reservatório (Figura 4.12c); e ii) ΔP_2 -S: somente o efeito da saturação está presente, sendo este pouco expressivo (Figura 4.12f); e iii) ΔP_2 -PS: o efeito da mudança de pressão é homogêneo ao longo do reservatório, enquanto o efeito da saturação é bem sutil (Figura 4.12a);

Os cenários de ΔP_2 -S (Figura 4.12) apresentam os seguintes resultados: i) ΔS_2 -P: somente a pressão está presente e seu efeito é praticamente nulo (Fig. 4.12d); ii) ΔS_2 -S: somente o efeito da saturação está presente (Figura 4.12f); e iii) ΔS_2 -PS: ambos os efeitos dos cenários ΔS_2 -P e ΔS_2 -S estão presentes (Figura 4.12b).

Os dados gerados a partir do ajuste teórico (Figura 4.12) apresentaram resultados satisfatórios para todos os cenários de ΔP_2 e ΔS_2 . No primeiro, percebe-se que o efeito da mudança de saturação, apesar de estar presente, é muito mais discreto em relação ao obtido para

ΔP , como pode ser observado ao comparar os cenários ΔP -PS e ΔP -S (Figura 4.11a e 4.11b) com ΔP_2 -PS e ΔP_2 -S (Figuras 4.12a e 4.12b). No segundo, o resultado foi melhor que o apresentado pelos cenários de ΔS , pois o novo coeficiente conseguiu diminuir ainda mais o efeito da mudança de pressão em todos os cenários de ΔS_2 .

Nas Figuras 4.13 e 4.14 são ilustrados os mapas de amplitude RMS, extraídos de cada cenário para o topo do reservatório, para $\Delta P/\Delta S$ e $\Delta P_2/\Delta S_2$, respectivamente. A comparação entre essas figuras corrobora para a interpretação dos resultados obtidos por meio dos dois métodos expostos anteriormente.

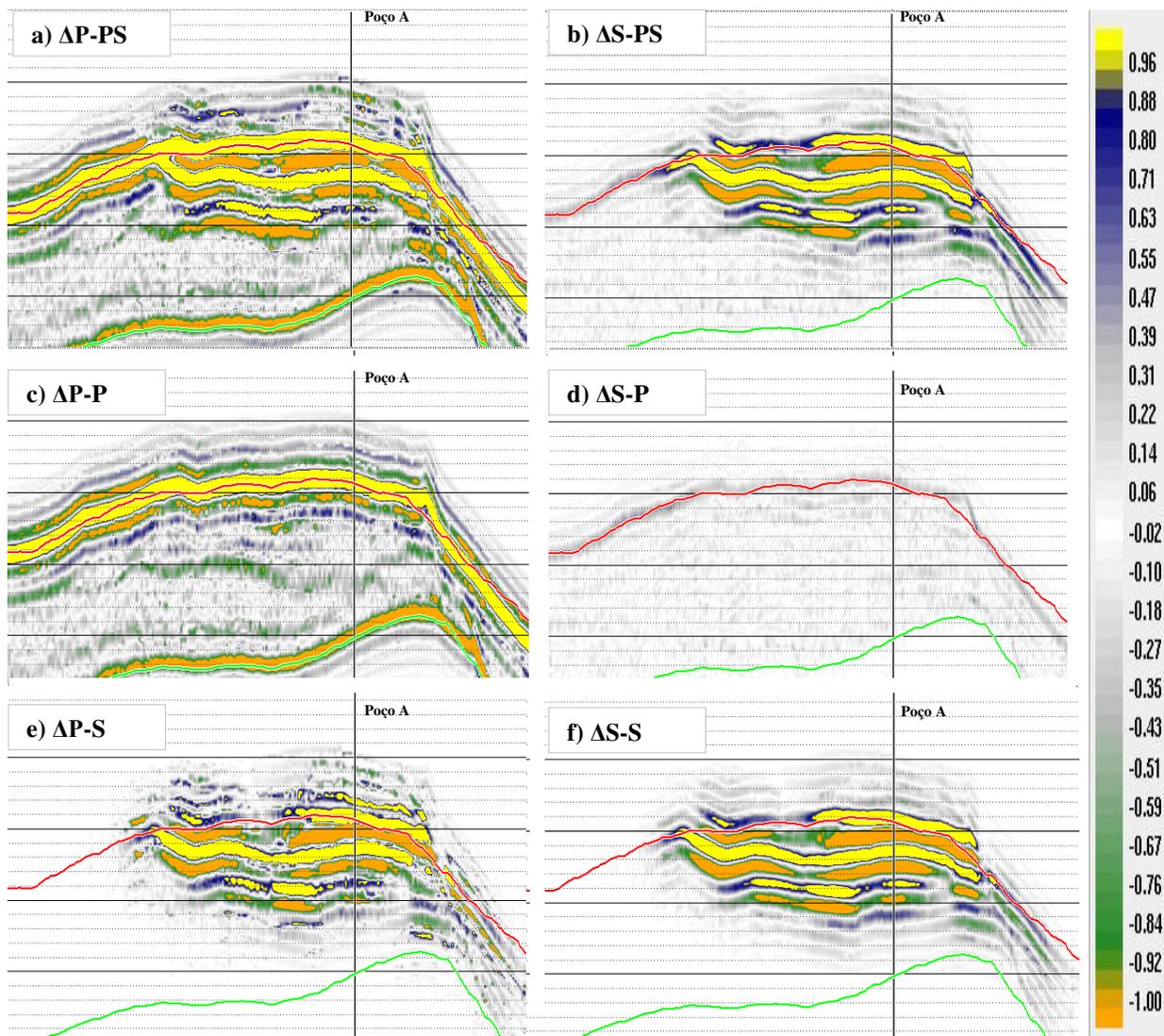


Figura 4.11 – Seções sísmicas sintéticas, com a posição do poço A, estimadas a partir do método de Landro (2001) para cada cenário de mudança de pressão (ΔP) e saturação (ΔS) no reservatório: a) ΔP -PS; b) ΔS -PS; c) ΔP -P; d) ΔS -P; e) ΔP -S e f) ΔS -S. A linha em vermelho indica o topo do reservatório.

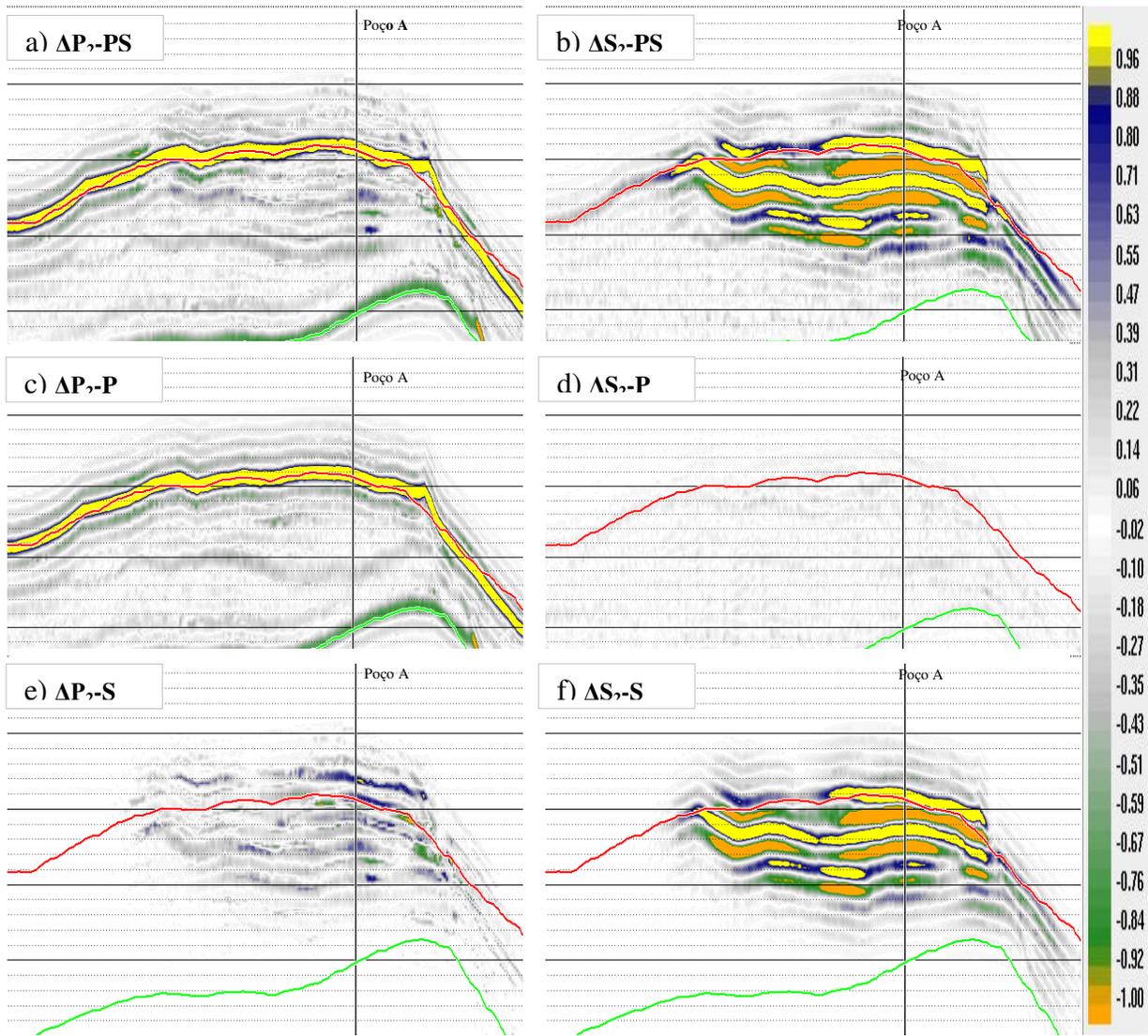


Figura 4.12 – Seções sísmicas sintéticas, com a posição do poço A, estimadas a partir dos perfis do poço A para cada cenário de mudança de pressão (ΔP_2) e saturação (ΔS_2) no reservatório: a) ΔP_2 -PS; b) ΔS_2 -PS; c) ΔP_2 -P; d) ΔS_2 -P; e) ΔP_2 -S e f) ΔS_2 -S. A linha em vermelho indica o topo do reservatório.

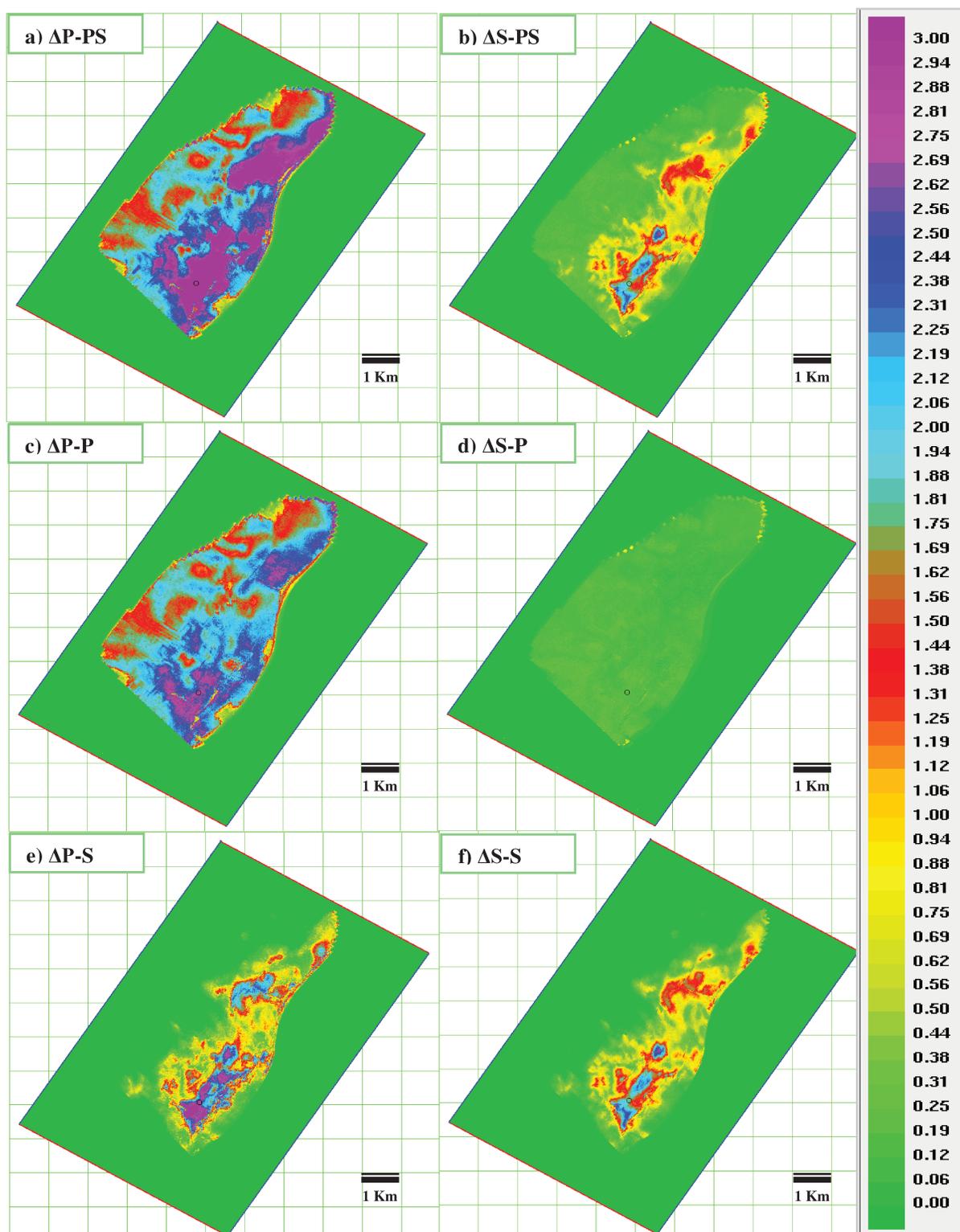


Figura 4.13 – Mapas de amplitude RMS, gerados a partir do método de Landro (2001), do topo do reservatório para cada cenário de mudança de pressão (ΔP) e saturação (ΔS): a) ΔP -PS; b) ΔS -PS; c) ΔP -P; d) ΔS -P; e) ΔP -S e f) ΔS -S. A posição do poço A é indicada pelo círculo nos mapas.

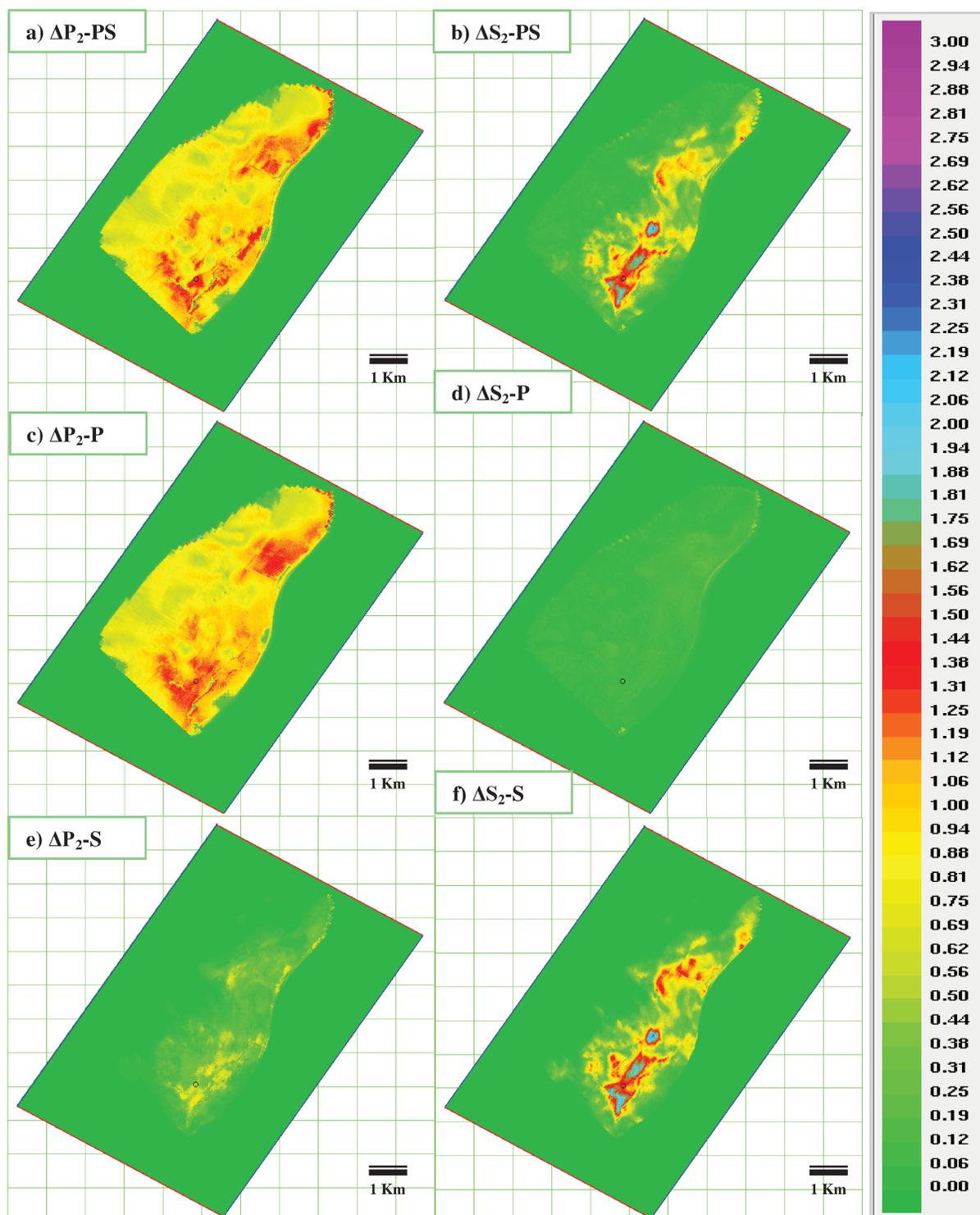


Figura 4.14 – Mapas de amplitude RMS, gerados a partir do ajuste teórico, do topo do reservatório para cada cenário de mudança de pressão (ΔP_2) e saturação (ΔS_2): a) ΔP_2 -PS; b) ΔS_2 -PS; c) ΔP_2 -P; d) ΔS_2 -P; e) ΔP_2 -S e f) ΔS_2 -S. A posição do poço A é indicada pelo círculo nos mapas.

5. CONCLUSÕES

A análise AVO 4D dos cenários permitiu compreender os efeitos da mudança de pressão e saturação na resposta sísmica do reservatório. Ao separar o impacto da pressão e da saturação na diferença de amplitude, verificou-se que a pressão afeta apenas os ângulos próximos, ao passo que a saturação afeta tanto os ângulos próximos quanto os afastados. Deste modo, ao combinar os efeitos de mudança de pressão e saturação no reservatório, a diferença de amplitude nos ângulos próximos será pequena, ao passo que para os ângulos afastados ela será muito significativa.

Na determinação das variações de pressão e saturação em seções sísmicas de AVO 4D e mapas do topo do reservatório, verificou-se que os coeficientes encontrados a partir da calibração petrofísica foram satisfatórios apenas para os cenários de mudança de saturação, enquanto que os coeficientes para os cenários de mudança de pressão não conseguiram separar os efeitos causados pela saturação.

Os coeficientes obtidos pelo ajuste teórico mostraram melhores resultados na separação dos efeitos de mudança de pressão, entretanto, verifica-se ainda um pequeno efeito da mudança de saturação nesses cenários. Por outro lado, os resultados obtidos para mudança de saturação foram superiores àqueles da calibração petrofísica. Logo, conclui-se que não foi possível obter os coeficientes b , e b' adequados através da calibração petrofísica.

Sugere-se para projetos futuros utilizar as equações de separação de pressão e saturação, discutidas neste trabalho, em dados sísmicos reais e comparar com os resultados dos dados sísmicos sintéticos. Além disso, propõe-se verificar outros tipos de ajustes aos dados petrofísicos com o intuito de encontrar coeficientes que separem melhor os efeitos de saturação e pressão.

REFERÊNCIAS

AKI, K. e RICHARDS P. G., 1980. **Quantitative seismology – Theory and Methods**. São Francisco: W. H. FREEMAN and CO.

BATZLE, M e WANG, Z., 1992. **Seismic properties of pore fluids**. *Geophysics*, v.57, 1396-1408.

BORTFELD, R., 1961. **Approximation to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves**: *Geophysics Prospecting*, v. 9, p. 485–503.

CASTAGNA, P. G.; SWAN, H. W., FOSTER, D. J., 1998. **Framework for AVO gradient and intercept interpretation**: *Geophysics*, v. 63, nº 3, p. 948-956.

CASTAGNA, J. P.; SWAN, H. W., 1997. **Principles of AVA crossplotting**. *The Leading Edge*, v.04, p. 337–342.

CASTAGNA, J. P.; BACKUS, M. M., 1993. **Offset dependent reflectivity - Theory and Practice of AVO Analysis**. *Investigation of Geophysics Series*, v. 8, SEG.

CALVERT, R., 2005. **Insights and method for 4D reservoir monitoring ad characgerization**. *Distinguished Instructor Short Course*, SEG and EAGE, n8.

CONNOLLY, P., 1999. **Elastic impedance**. *Leading Edge*, v. 18, p. 438-452.

DAVOLIO, A., 2006. **Aproximações para os coeficientes de reflexão e análise de AVO**. *Dissertação de Mestrado*, UNICAMP.

GASSMANN, F., 1951. **Über die Elastizitat poroser Medien**, *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*, 96, 1-23.

GROCHAU, M., H. **An integrated approach to improve time-lapse seismic interpretation: Investigation of Pressure and Saturation Effects on Elastic Parameters: an integrated approach to improve time-lapse interpretation**. *Lambert Academic Publishing*, pp.85.

GROSFELD, V., 2007. **Coeficientes de Reflexão Elásticos: Análise e Aplicações**. *Tese de Doutorado*, UNICAMP.

LANDRO, M., VEIRE, H. H., DUFFAUT, K., Nazih, N., 2003. **Discrimination between pressure and fluid saturation changes from marine multicomponent time-lapse seismic data**: *Geophysics*, 2003, Volume 68, pp. 1592-1599

- LANDRO, M., 2001. **Discrimination between pressure and fluid saturation changes from time-lapse seismic data**: Geophysics, v.66, p.836-844.
- LI, Y.; DOWNTON, J., XU, Y., 2007. **Practical aspects of AVO modeling**. The Leading Edge, p. 295-311.
- NUNES, J.P.; SANTOS, M.S.; MACIEL, N.; DAVOLIO, A.; FORMENTO, J. L. 2009. **Separation of pressure and saturation effects using AVO 4D in Marlim Field**, 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, Brazil, 24-28 August 2009.
- RICHARDS, P. G.; FRASIER, C. W., 1976. **Scattering of elastic wave from depth-dependent inhomogeneities**: Geophysics v. 49, p. 441-458.
- RUTHERFORD, S. R.; WILLIAMS, R. H., 1989. **Amplitude-versus-offset variations in gas sands**: Geophysics, v. 54, p. 680-688.
- SANTOS, L. T. and TYGEL, M., 2004. **Impedance-type approximations of the P-P elastic reflection coefficient: Modeling an AVO inversion**. Geophysics, v. 69, p. 592-598.
- SCHOENBERG, M. & PROTÁZIO, J.S. 1992. **Zoeppritz rationalized and generalized to anisotropy**. Journal of Seismic Exploration, (1): 125-144.
- SHUEY, R. T., 1985. **A simplification of the Zoeppritz equations**. Geophysics, v. 40, p. 609-614.
- VASQUEZ, A. C. R., 1999. **Recuperação de Atributos Sísmicos Utilizando a Migração para Afastamento Nulo**. Dissertação de Mestrado, UNICAMP.
- VEGA, S., BERTEUSSEN, K., SUN, Y. F., SULTAN, A. A., 2007. **Is Gassmann' the best model for fluid substitution in heterogeneous carbonates?**: SEG Expanded Abstracts, v. 26, p. 1575-1578.
- WYLLIE, M. R. J., GREGORY, A. R., GARDNER, G. H. F., 1958. **An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media**. Geophysics, v.23, p.459-493.
- ZOEPPRITZ, K., 1919. **Erdbebenwellen viib, On the reflection and propagation of seismic waves: Gottinger Nachrichten**, I, p. 66-84.
- Zou, Y. e Bentley, L. R., 2003. **Time-lapse well log analysis, fluid substitution, and AVO: The Leading Edge**, 22, No. 6, 550-554.