

MODELAGEM AVO – ESTUDO DE CASO EM UM POÇO NO CAMPO DE NAMORADO

Evângela Patrícia Alves da Silva¹, Rodrigo de Souza Portugal² e Alexandre Campanhe Vidal¹

Recebido em 26 maio, 2009 / Aceito em 18 novembro, 2010
Received on May 16, 2009 / Accepted on November 18, 2010

ABSTRACT. This work presents fluid substitution simulation and AVO modeling studies in order to characterize sandstone intervals of a well of Namorado field. The fluid substitution simulation study was done by saturating the sandstone with oil *in situ* then with brine water. The AVO modeling simulated attributes that were interpreted with the help of amplitude and crossplotting analyses, showing AVO anomalies of Class IV.

Keywords: AVO modeling, fluid substitution and attributes.

RESUMO. Este trabalho apresenta simulação de substituição de fluidos e estudo da modelagem AVO com a finalidade de caracterizar intervalos de arenito em um poço do Campo de Namorado. O estudo da simulação da substituição de fluido foi realizado com a substituição do óleo *in situ* por salmoura. A modelagem AVO simulou atributos que foram interpretados com o auxílio da amplitude e da análise de gráficos de dispersão cruzada, indicando anomalia AVO de Classe IV.

Palavras-chave: modelagem AVO, substituição de fluidos e atributos.

¹UNICAMP, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia e Recursos Naturais. R. Pandiá Calógeras, 51, Caixa Postal 6152, 13083-970 Campinas, SP, Brasil.
Tel.: (19) 3521-5198 – E-mails: evangela.alves@ige.unicamp.br; vidal@ige.unicamp.br

²Schlumberger Stavanger Research, Risabergveien 3, Tananger, N-4068 Stavanger, Norway. Phone: +47(51) 946465 – E-mail: rportugal@slb.com

INTRODUÇÃO

O método sísmico de reflexão se baseia no uso de ondas acústicas ou elásticas produzidas artificialmente pelo Homem com a finalidade de inferir estruturas geológicas em subsuperfície. Esse método sísmico envolve três etapas: i) aquisição sísmica; ii) processamento sísmico; e iii) inversão/interpretação sísmica. Na aquisição sísmica são geradas ondas acústicas ou elásticas por meio de fontes de energia artificiais que se propagam em subsuperfície, sendo refletidas nas interfaces das camadas e registradas em receptores posicionados na superfície. No processamento sísmico, os dados sísmicos obtidos na etapa de aquisição sísmica passam por inúmeros tratamentos com a finalidade de gerar imagens da subsuperfície. Na inversão/interpretação são obtidas as propriedades físicas e geológicas do meio, chamados de atributos sísmicos, os quais permitem a caracterização de reservatórios.

A variação da amplitude com o afastamento (AVO – do inglês *amplitude variation with offset*) ou a variação da amplitude com o ângulo de incidência (AVA – *amplitude variation with angle*) é um tratamento aplicado aos dados de reflexão sísmica a partir do estudo da variação da amplitude do sinal sísmico registrado com o afastamento fonte-receptor e, conseqüentemente, com o ângulo de incidência. Dentre os fatores que alteram a amplitude do sinal sísmico podem ser citados os fatores geométricos e os fatores litológicos. A análise AVO faz parte da etapa de inversão/interpretação do método sísmico de reflexão.

A análise AVO é realizada em seções sísmicas pré-empilhadas, onde por meio da variação do coeficiente de reflexão com o ângulo de incidência é possível obter as propriedades sísmicas e petrofísicas da rocha. Deste modo, é possível identificar possíveis anomalias indicadoras da presença de hidrocarbonetos.

A modelagem AVO é o processo inverso da análise AVO, ou seja, através da integração das propriedades sísmicas e petrofísicas da rocha, é obtida a variação do coeficiente de reflexão com o ângulo de incidência, o que possibilita o estudo da resposta AVO para um determinado meio.

Campo de Namorado

O reservatório produtor no Campo de Namorado é um arenito de idade Albiano-Cenomaniano. O Arenito Namorado consiste em depósitos de areias turbidíticas, cuja deposição está geneticamente relacionada à primeira importante transgressão sobre a plataforma carbonática do Albiano. Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) da Bacia de Campos, com profundidade variável entre 2.940 m e 3.300 m. Seu limite inferior ocorre com a transição para carbo-

natos (Fm. Macaé) e seu limite superior com lamitos e margas (Fm. Macaé).

Segundo Johann (1997), a mineralogia do Arenito Namorado permite classificá-lo como arenito arcóσιο, com espessura média de 60 m, variável entre 5 a 130 m, cuja textura apresenta grãos finos a grossos, baixo grau de arredondamento e esfericidade, porosidade variável de 15 a 32% e permeabilidade variável de 60 a 2500 mD. Ainda segundo o mesmo autor, as armadilhas de hidrocarbonetos são mistas, sendo tanto estrutural quanto estratigráfica.

METODOLOGIA

Revisão teórica

Coefficiente de reflexão e impedância acústica

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 & Backus, 1993). Essa variação é determinada pelas propriedades sísmicas das rochas que são dependentes das propriedades físicas do meio (litologia, porosidade e tipo de fluido).

Por meio das propriedades sísmicas da rocha, velocidade da onda compressional (V_p), velocidade da onda cisalhante (V_s) 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 Eq. (1):

$$I_p = V_p \times \rho ; \quad (1)$$

onde I_p é a impedância acústica da onda P . A Eq. (2) mostra o coeficiente de reflexão acústico à incidência normal da onda compressional (R_p)

$$R_p = \frac{I_{p2} - I_{p1}}{I_{p2} + I_{p1}} ; \quad (2)$$

onde I_{p1} é a impedância acústica da onda compressional na camada anterior, I_{p2} 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

ente de reflexão e de transmissão como função do ângulo de incidência e das propriedades elásticas do meio (Castagna & Backus, 1993). Aki & Richards (1980) aproximaram as equações de Knott-Zoeppritz, devido à complexidade em aplicações práticas das mesmas, em uma forma matricial que pudesse ser usada em rotinas computacionais (Castagna & Backus, 1993). As aproximações (propostas por Bortfeld, 1961; Richards & 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 et al., 1998).

As aproximações para o coeficiente de reflexão da onda P (Rpp) e da onda S (Rps) 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. A segunda gera resultados bastante encorajadores especialmente para ângulos maiores, inclusive nas regiões críticas (Connolly, 1999; Santos & Tygel, 2004). Neste trabalho foram utilizadas aproximações, para o coeficiente de reflexão da onda P , baseada na série de Taylor: Aki & Richards (1980) e Shuey (1985).

A aproximação de Aki & Richards (1980) está em termos do coeficiente angular de reflexão A , B e C de acordo com a Eq. (3):

$$R(\theta) \sim A + B \sin^2(\theta) + C \sin^2(\theta) \tan^2(\theta), \quad (3)$$

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 Eqs. (4), (5) e (6), respectivamente:

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{\langle V_P \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right); \quad (4)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\langle V_P \rangle} - 2 \left(\frac{\langle V_S \rangle}{\langle V_P \rangle} \right)^2 \times \left(2 \frac{\Delta V_S}{\langle V_S \rangle} + \frac{\Delta \rho}{\langle \rho \rangle} \right); \quad (5)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\langle V_P \rangle}, \quad (6)$$

onde $\Delta V_P = (V_{P2} - V_{P1})$ é a mudança na velocidade da onda compressional na interface, $\langle V_P \rangle = [(V_{P2} + V_{P1})/2]$ 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, $\Delta V_S = (V_{S2} - V_{S1})$ é a mudança na velocidade da onda cisalhante na interface, e $\langle V_S \rangle = [(V_{S2} + V_{S1})/2]$ é a média

da velocidade da onda cisalhante na interface. Aqui, as quantidades V_{P1} , V_{S1} , ρ_1 e V_{P2} , 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.

Interpretação dos atributos AVO

Rutherford & Williams (1989) definiram três classes distintas de anomalias de AVO em arenitos com gás. 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 três classes, pode ocorrer ainda a Classe IV de anomalia AVO como proposto por Castagna & Swan (1997), conforme a Figura 1.

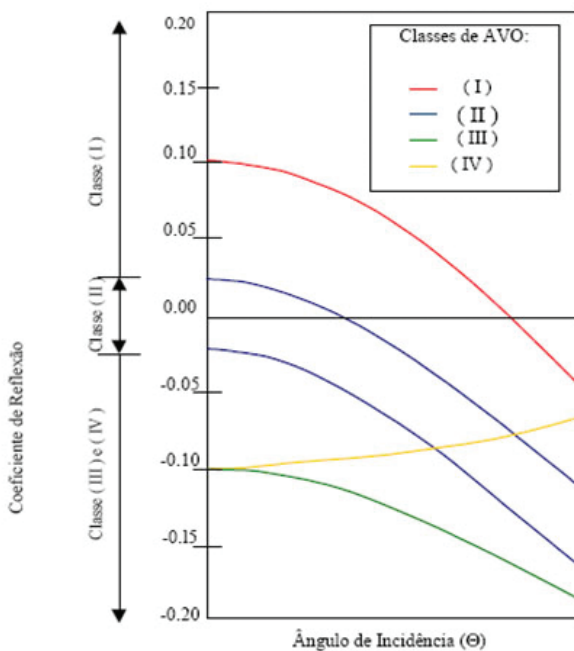
A Classe IV tem um coeficiente de reflexão normal negativo e o gradiente positivo, e têm-se a diminuição da magnitude da amplitude com o afastamento, sendo plotada no II quadrante. Na Tabela 1 encontra-se o resumo do comportamento AVO para as Classes I, II, III e IV.

Segundo Castagna et al. (1998), os parâmetros V_P , V_S e ρ são altamente correlacionados com desvios atribuídos à presença de hidrocarbonetos ou mudança de litologia. Essa correlação implica relação entre os coeficientes angular de reflexão A e B . Castagna & Swan (1997) recomendam que toda análise AVO seja feita de modo a encontrar desvios na tendência geral (*background*) esperada. A interpretação AVO é facilitada pelo gráfico de dispersão cruzada dos atributos intercepto (A) e gradiente (B). Pela Figura 2 percebe-se que existe uma tendência geral (*background*

Tabela 1 – Resumo do comportamento AVO para as várias classes de areia com gás (fonte: Castagna & Swan, 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	IV	-	+	Diminui

trend) para reflexões relacionadas à rocha sem hidrocarboneto, que depende da razão V_p/V_s . Desvios dessa tendência podem indicar a presença de hidrocarbonetos ou mudança litológica.

**Figura 1** – Classificação de Rutherford & Williams (1989) para areia com gás modificada por Castagna & Swan (1997).

A modelagem AVO/AVA contribui significativamente na aquisição de dados sísmicos e no processamento de dados sísmicos pré-empilhados e na interpretação. Ela tem caráter multidisciplinar, que reforça o processo da caracterização do reservatório e reduz o risco na exploração de hidrocarbonetos.

Freqüentemente, as propriedades das rochas e a resposta correspondente ao AVO podem ser discernidas dos dados de perfil de poços. A integração entre as propriedades sísmicas da rocha (módulo de incompressibilidade e módulo cisalhante) e as propriedades petrofísicas da rocha (porosidade, tipo de fluido, saturação com água e composição mineral) é importante na modelagem AVO porque elas podem ser utilizadas para a caracterização de reservatório (Li et al., 2007). Essa integração

pode ser feita de acordo com a Eq. (7) proposta por Gassmann (1951):

$$K_{sat} = K_d + \frac{\left(1 - \frac{K_d}{K_0}\right)^2}{\frac{\varnothing}{K_{fl}} + \frac{1 - \varnothing}{K_0} - \frac{K_d}{K_0^2}}, \quad (7)$$

$$\mu_{sat} = \mu_d, \quad (8)$$

onde K_d é módulo de incompressibilidade da rocha seca; K_{sat} é módulo de incompressibilidade da rocha saturada; K_0 é o módulo de incompressibilidade do mineral da matriz da rocha; K_{fl} é o módulo de incompressibilidade do fluido de poro; \varnothing é a porosidade; μ_d é o módulo cisalhante da rocha seca; e μ_{sat} é o módulo cisalhante da rocha saturada. Na Eq. (7), K_0 , \varnothing , e K_{fl} são freqüentemente calculados usando perfis geofísicos. Note que a Eq. (8) indica que o tipo de fluido de saturação não afeta o módulo cisalhante da rocha.

Quando as propriedades petrofísicas não estão disponíveis ou as teorias de física da rocha não se dirigem à complexidade das propriedades das rochas, são utilizadas relações empíricas, preferencialmente, aquelas derivadas localmente na sua determinação.

Métodos

Foram utilizados perfis geofísicos do poço 3NA04RJ do Campo Escola Namorado, com o objetivo de criar um sismograma sintético 2D para a modelagem AVO. As etapas envolvidas são:

- I. Preparação de perfis do poço para a modelagem AVO;
- II. Substituição de fluido *in situ*;
- III. Modelagem AVO;
- IV. Representação gráfica dos atributos AVO.

I – Preparação de perfis para a modelagem AVO

Foi escolhido para a realização da modelagem AVO o poço 3NA04RJ pertencente, ao conjunto de dados do Campo Escola de Namorado. A escolha foi feita com base na saturação com

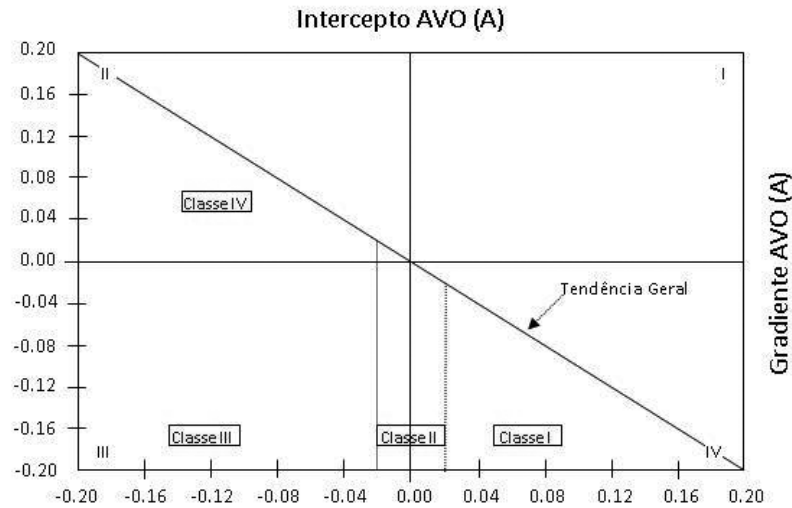


Figura 2 – Classificação de resposta AVO segundo a posição de reflexão de interesse no diagrama de dispersão cruzado de $A \times B$. Para ângulos de incidência até 30° .

óleo, e na espessura de arenito que o mesmo apresenta. Os perfis geofísicos utilizados foram: raio gama (GR), tempo de trânsito (DT), densidade (RHOB), resistividade (ILD) e porosidade (NPHI). Por meio do programa GeoEng (versão 1.04) foi realizada a interpretação dos perfis GR, RHOB, NPHI, DT e ILD.

Para conduzir a análise AVO é necessário conhecer os valores das propriedades sísmicas básicas da rocha: velocidade da onda compressional (V_p), da velocidade da onda cisalhante (V_s) e densidade da rocha. A densidade da rocha foi obtida diretamente do perfil de densidade (RHOB). A velocidade da onda compressional foi obtida por meio do perfil DT, como mostrado na Eq. (9):

$$V_p = \frac{304800}{\Delta t}, \quad (9)$$

onde Δt é o valor de tempo de trânsito na rocha registrado no perfil DT e a constante no numerador vem da conversão da unidade pés para metros.

A velocidade da onda cisalhante foi obtida de dois modos distintos, dada a heterogeneidade dos litotipos presentes. No primeiro modo, foram utilizadas duas relações empíricas para V_s em função de V_p , conforme sugeridas por Castagna et al. (1985) e Castagna & Backus (1993), para os litotipos folhelho e calcário, uma vez que não foram encontradas localmente relações para os mesmos. As Eqs. (10) e (11) apresentam as relações empíricas para o folhelho e para o calcário, respectivamente,

$$V_s = 0,8621V_p - 1,1724; \quad (10)$$

$$V_s = -0,6609V_p^2 + 1,0168V_p - 1,0305, \quad (11)$$

onde V_p e V_s estão em quilômetros por segundo (km/s).

No segundo modo, foram utilizadas as relações $V_p - V_s$ determinadas por Vasquez (2000) as quais são apropriadas para estudos sísmicos, uma vez que foram estimadas a baixas frequências, via substituição de fluidos para o arenito reseratório. As Eqs. (12) e (13) mostram essas relações para o arenito saturado com óleo e para o arenito saturado com água, respectivamente,

$$V_{s\text{óleo}} = 0,44V_{p\text{óleo}} + 546,92; \quad (12)$$

$$V_{s\text{água}} = 0,52V_{p\text{água}} + 167,72, \quad (13)$$

onde V_p e V_s estão em metros por segundo (m/s).

A propriedade sísmica razão de Poisson foi obtida por meio da Eq. (14),

$$\sigma = \frac{V_p - 2V_s}{2(V_p - V_s)}, \quad (14)$$

onde σ é a razão de Poisson. Essa propriedade é pertinente, uma vez que em estudos de rochas consolidadas, as propriedades elásticas da rocha são importantes, por serem mais robustas na identificação de hidrocarbonetos em relação às propriedades acústicas.

II – Substituição de fluidos *in situ*

Com o intuito de modelar as mudanças na resposta AVO decorrente da substituição de um fluido por outro, foram extraídos os efeitos do fluido inicial nos parâmetros sísmicos, antes de modelar as novas condições geradas pela presença do fluido que o substitui. Para a extração dos efeitos do fluido inicial é preciso obter as propriedades do esqueleto da rocha que são

o módulo cisalhante (μ_d) e o módulo de incompressibilidade (K_d). O módulo de incompressibilidade (K_d) geralmente é desconhecido, entretanto através dos valores de Vp , Vs e da ρ é possível obter o módulo de incompressibilidade da rocha saturada (K_{sat1}) e do módulo cisalhante (μ_{sat1}) através das Eqs. (15) e (16) (Domenico, 1976)

$$K_{sat1} = \rho_b(Vp^2 - 4/3Vs^2); \quad (15)$$

$$\mu_{sat1} = \rho_b Vs^2, \quad (16)$$

onde ρ_b é a densidade da rocha preenchida com fluido, valor retirado do perfil RHOB, e está relacionado com a densidade do fluido (ρ_f), porosidade (φ) e com a densidade do grão (ρ_o) através da Eq. (17)

$$\rho_b = \rho_o(1 - \varphi) + \rho_f \varphi, \quad (17)$$

onde φ é calculado através do perfil de densidade, conforme a Eq. (18)

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (18)$$

e ρ_{ma} é a densidade da matriz do mineral, cujo valor utilizado foi 2,65 g/cm³.

Uma vez conhecido o valor de K_{sat1} , é possível encontrar o valor de através da Eq. (19)

$$K_d = \left[\frac{\frac{K_{sat1}}{K_{ma}} + 1 + \varphi \left(\frac{K_{ma}}{K_f - 1} \right) - 1}{\frac{K_{sat1}}{K_{ma}} + 1 + \varphi \left(\frac{K_{ma}}{K_f - 1} \right) - 2} \right] K_{ma}, \quad (19)$$

onde K_f é o módulo de incompressibilidade do fluido e K_{ma} é o módulo de incompressibilidade da matriz do mineral. O valor utilizado para o K_{ma} foi de 40 GPa, por ser este valor indicado para arenito limpo.

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 módulo de incompressibilidade da rocha saturada (K_{sat1}), porosidade (φ), módulo de incompressibilidade do arcabouço (K_d), módulo de incompressibilidade da matriz do mineral (K_{ma}) e módulo de incompressibilidade do fluido (K_f), conforme é mostrado na Eq. (20)

$$K_{sat2} = K_d + \frac{\left(1 - \frac{K_d}{K_{ma}}\right)^2}{\frac{\varphi}{K_f} + \frac{1 - \varphi}{K_{ma}} - \frac{k_d}{K_{ma}^2}}, \quad (20)$$

$$\mu_{sat2} = \mu_{sat1}. \quad (21)$$

A Eq. (20) mostra que o módulo de incompressibilidade da rocha saturada é afetado pela composição do fluido, enquanto a Eq. (21) mostra que o módulo cisalhante da mesma não é afetado pelo fluido. O K_f é calculado através da Eq. (22)

$$K_f = \frac{K_{\text{água}} K_{\text{óleo}}}{K_{\text{óleo}} S_{\text{água}} + K_{\text{água}} S_{\text{óleo}}}, \quad (22)$$

onde $K_{\text{água}}$ é o módulo de incompressibilidade da água, $K_{\text{óleo}}$ é o módulo de incompressibilidade do $K_{\text{óleo}}$, $S_{\text{água}}$ é a saturação com água na rocha e $S_{\text{óleo}}$ é a saturação com óleo na rocha.

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 Eqs. (23) e (24), tem-se:

$$Vp = \sqrt{\frac{K_{sat2} + 4/3\mu_{sat2}}{\rho_b}}; \quad (23)$$

$$Vs = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_b}}, \quad (24)$$

onde o valor de ρ_b deve ser calculado para o novo fluido na rocha.

Nesse trabalho foi realizada a substituição do fluido do perfil original, cuja saturação com óleo é de aproximadamente 80% e a saturação com água de 20% (zona de óleo), para o novo fluido composto por 100% de água. As equações de Domenico (1976) foram utilizadas para obter as propriedades elásticas da rocha. Posteriormente aplicou-se a equação de Gassmann (1951) como mostrado na Eq. (20).

O resultado obtido para Vs (Eq. (24)) para o arenito saturado com água está em concordância com aquele apresentado por Vasquez (2000). Portanto a utilização da relação $Vp - Vs$ para o arenito saturado com água (Eq. (13)) foi utilizada, uma vez que Vs é linearizada em função de Vp . Isso possibilita um melhor estudo da tendência geral, como será visto adiante.

As condições médias do reservatório consideradas na substituição de fluidos foram: temperatura de 90°C, pressão de poros de 33,5 MPa (342 Kg/cm²), saturação média de 20% de água e 80% de óleo, para a zona de óleo. A água na verdade trata-se de uma salmoura, pois tem salinidade média de 100000 ppm, fornecendo sob tais condições um módulo de incompressibilidade de 3,010 GPa e densidade 1,050 g/cm³. O óleo, de 26,5°API e razão gás-óleo de 60 litros/litro, apresenta módulo de incompressibilidade de 1,089 GPa e densidade 0,787 g/cm³ sob condições de reservatório (Vasquez, 2000).

III – Modelagem AVO

A modelagem AVO sintética 2D é simulada com correção NMO (do inglês, *normal-moveout correction*). A correção NMO corresponde ao deslocamento aplicado aos dados de reflexão sísmica registrados de modo a anular o efeito da distância fonte-receptor.

A modelagem AVO sintética foi conduzida a partir da aproximação de Aki & Richards (1980), na qual foram aplicadas V_p , V_s e ρ para determinar o coeficiente de reflexão. Os valores utilizados para V_p , V_s e ρ foram aqueles obtidos anteriormente, tanto para o óleo quanto para a água. Os sismogramas sintéticos 2D, foram gerados a partir dos valores do coeficiente de reflexão, no qual consideraram-se ângulos de incidência variando entre 0 e 30°. Para o pulso da onda foi considerado fase igual à zero.

IV – Representação gráfica dos atributos AVO

Os atributos intercepto e gradiente, obtidos a partir dos parâmetros V_p , V_s e ρ por meio da aproximação de Aki & Richards (1980) foram plotados em diagrama cruzado *A versus B*. O diagrama tem por objetivo, mostrar desvios na tendência geral que possa ser indicador litológico ou de hidrocarbonetos.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os principais litotipos foram agrupados em três eletrofácies por meio da combinação dos perfis GR e RHOB (Fig. 3).

- 1) **Arenito reservatório:** identificado por baixos valores de GR e RHOB. Esses arenitos possuem excelente qualidade de rocha reservatório, como pode ser conferido através do perfil ILD.
- 2) **Sedimentos finos:** identificado por altos valores de GR e RHOB. Estão inclusos nesses sedimentos folhelhos e margas. Como o folhelho é o sedimento mais comum, ele será adotado para conduzir a modelagem AVO.
- 3) **Calcário:** identificado por baixos valores de GR e altos valores de RHOB. A presença desse litotipo é necessária na modelagem, uma vez que ele delimita a base do reservatório.

Esse agrupamento de eletrofácies visa simplificar a modelagem AVO, otimizando assim sua análise. Na Figura 3 são exibidos os perfis GR, RHOB, NPHI, DT e ILD e a interpretação: arenito reservatório, folhelho e calcário, para o poço 3NA04RJ.

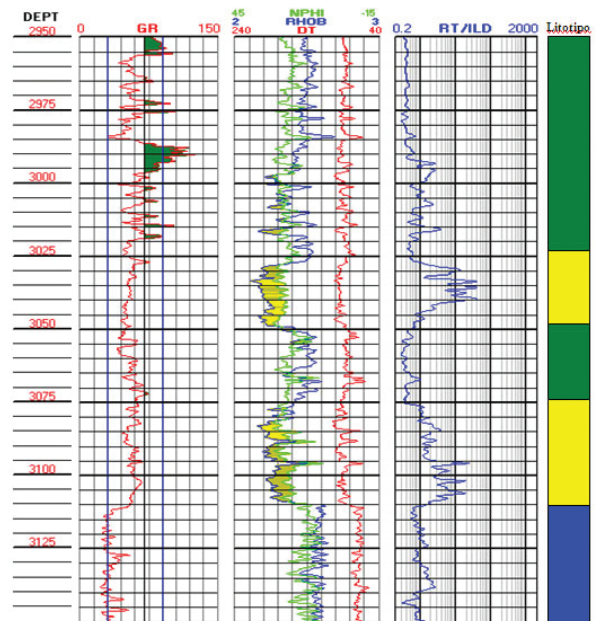


Figura 3 – Interpretação simplificada dos perfis do poço 3NA04RJ. As cores verde, amarela e azul na coluna à direita representam os litotipos folhelho, arenito e calcário, respectivamente.

Os resultados obtidos para V_p , V_s , ρ e σ em função da profundidade são mostrados na Figura 4 para o arenito saturado com óleo (condições apresentadas no perfil). A análise dessas propriedades sísmicas possibilitou a identificação do topo e da base do reservatório. Percebe-se, no entanto, que as propriedades sísmicas densidade e razão de Poisson possibilitaram uma distinção melhor do topo do reservatório em relação às propriedades sísmicas V_p e V_s . Para a base do reservatório, todas as propriedades sísmicas possibilitaram sua individualização semelhançamente.

Por meio do método da substituição de fluidos, foi possível obter as propriedades sísmicas do arenito saturado com um novo fluido, composto por 100% de água. Os valores obtidos de V_p , V_s , ρ e σ para o arenito saturado com água foram, respectivamente, maior, menor, maior e maior em relação aos valores obtidos para as mesmas propriedades sísmicas quando o arenito estava saturado com óleo. A Figura 5 permite a comparação entre essas propriedades nas duas condições de saturação do arenito.

Os valores obtidos de V_p , ρ e σ para o arenito saturado com água estão de acordo com o esperado, uma vez que substituindo o fluido óleo por água no reservatório aumentam os valores dessas propriedades. Entretanto, percebe-se que V_p tem um incremento muito sutil quando o arenito passa a estar saturado com água. Com o intuito de mostrar a sutileza do incremento em V_p , foram plotados os valores de V_p em função da densidade em diagrama

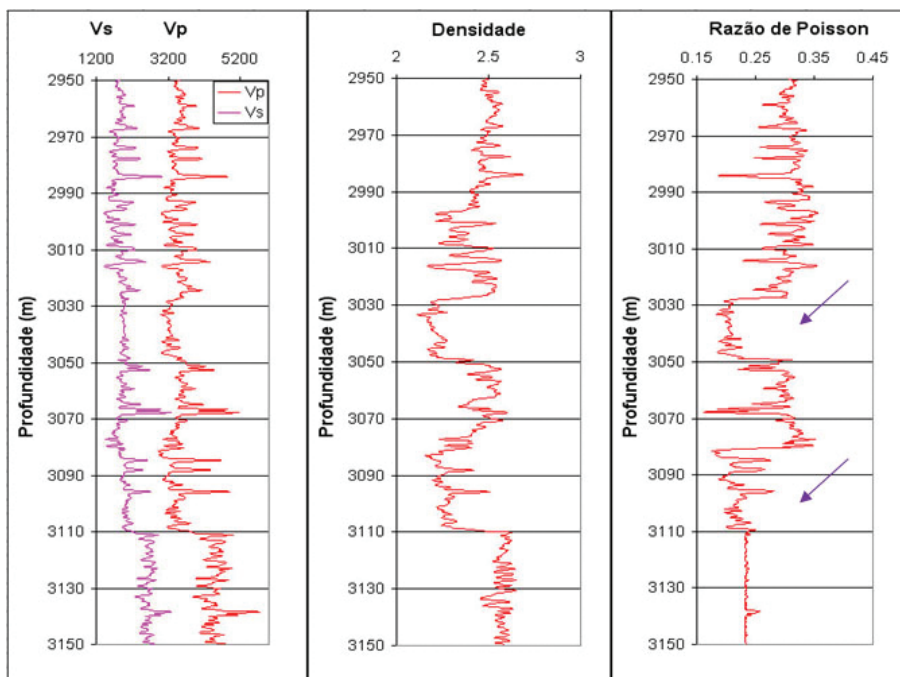


Figura 4 – Propriedades sísmicas da rocha: V_p (m/s), V_s (m/s), densidade (g/cm^3) e razão de Poisson em função da profundidade (m). As flechas indicam os intervalos de arenito saturado com óleo.

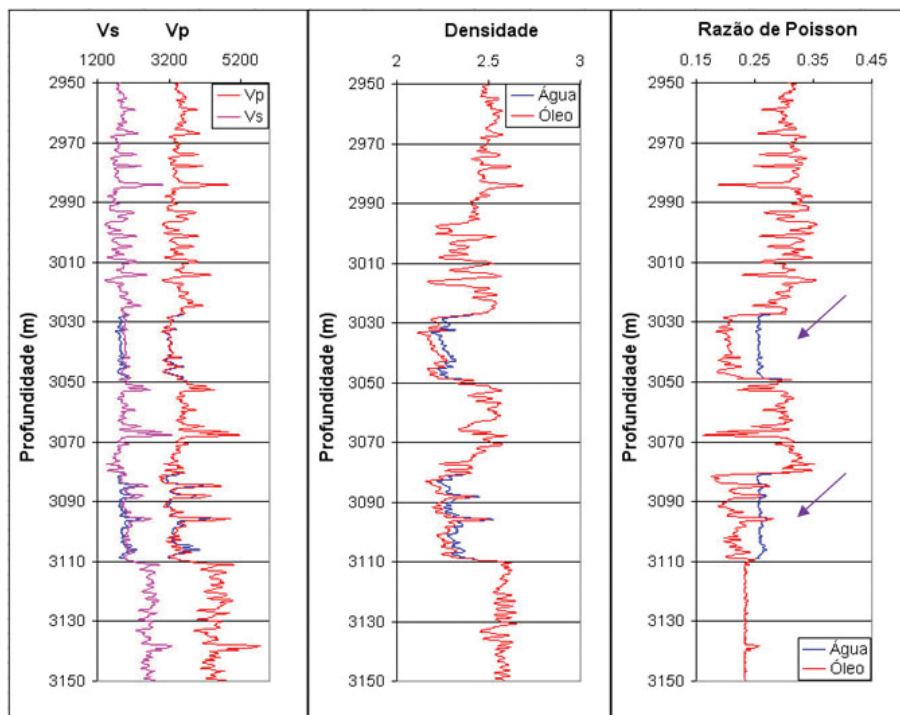


Figura 5 – Propriedades sísmicas da rocha: V_p (m/s), V_s (m/s), densidade (g/cm^3) e razão de Poisson em função da profundidade (m) obtidas via substituição de fluidos para água. As flechas indicam os intervalos de arenito saturado com óleo (em vermelho) e arenito saturado com água (em azul).

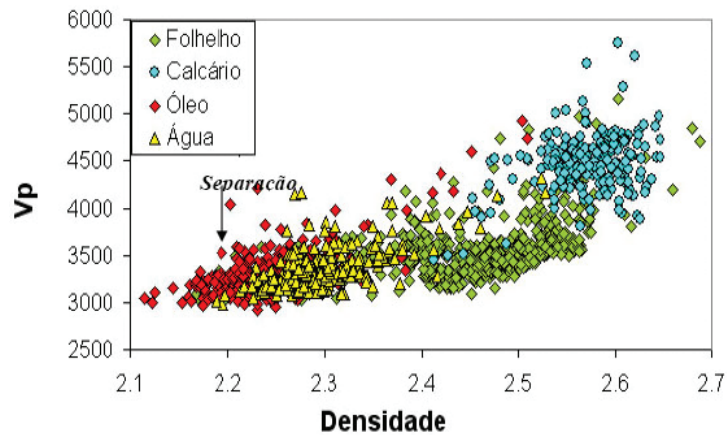


Figura 6 – Diagrama de dispersão cruzada da velocidade da onda compressional (V_p) em m/s em função da densidade em g/cm^3 . A seta mostra a separação entre o arenito saturado com óleo e o arenito saturado com água.

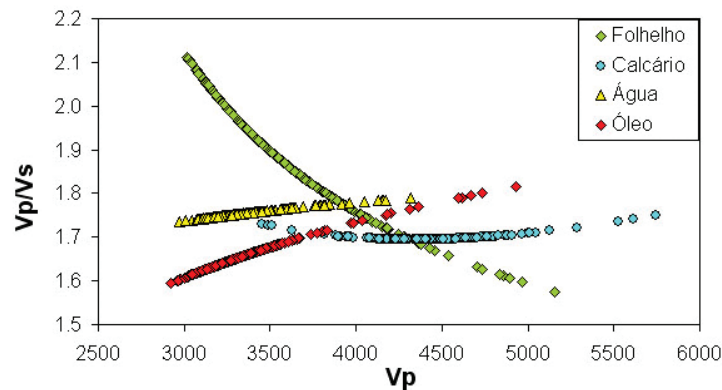


Figura 7 – Diagrama de dispersão cruzada da razão da velocidade da onda compressional (V_p) pela velocidade da onda cisalhante (V_s) em função de V_p (m/s).

de dispersão cruzada, como mostrado na Figura 6. Nessa figura, nota-se que os valores de densidade permitiram uma separação mais eficiente entre os litotipos, com destaque para a separação entre o arenito saturado com óleo e o arenito saturado com água no valor de $2,18 \text{ g}/\text{cm}^3$. Deste modo, os menores valores de densidade e velocidade são aqueles que representam melhor o arenito reservatório, sendo que o óleo diminui, mesmo que sutilmente, ambos os valores dessas propriedades.

Os valores obtidos para V_s (Fig. 5) apresentam uma redução quando o óleo é substituído pela água no arenito. Esse comportamento difere do apresentado por V_p , e está bem marcado nos perfis. Percebe-se, no entanto, que resultados mais satisfatórios são obtidos quando considerados a razão V_p/V_s , como mostrado na Figura 7, onde foram plotados a razão V_p/V_s em função de V_p em diagrama de dispersão cruzada. Observa-se que o arenito saturado com óleo apresenta valores menores de

razão V_p/V_s (entre 1,5 e 1,7), em relação aos valores dessa razão quando o arenito está saturado com água (entre 1,7 e 1,9). Além de permitir a separação dos arenitos com óleo e com água, a razão V_p/V_s separou satisfatoriamente o folhelho e o calcário.

As Figuras 6 e 7 mostram que as propriedades sísmicas utilizadas identificaram satisfatoriamente a presença dos dois fluidos (óleo e água) no arenito reservatório. Desse modo, foram conduzidas as modelagens AVO sintética 2D a partir da aproximação de Aki & Richards (1980).

Modelagem AVO

A Figura 8 corresponde à modelagem AVO sintética 2D, para o arenito saturado com água e para o arenito saturado com óleo, gerada com base na aproximação de Aki & Richards (1980). Nos intervalos de tempo de 44 a 60 ms e de 82 a 95 ms, as amplitu-

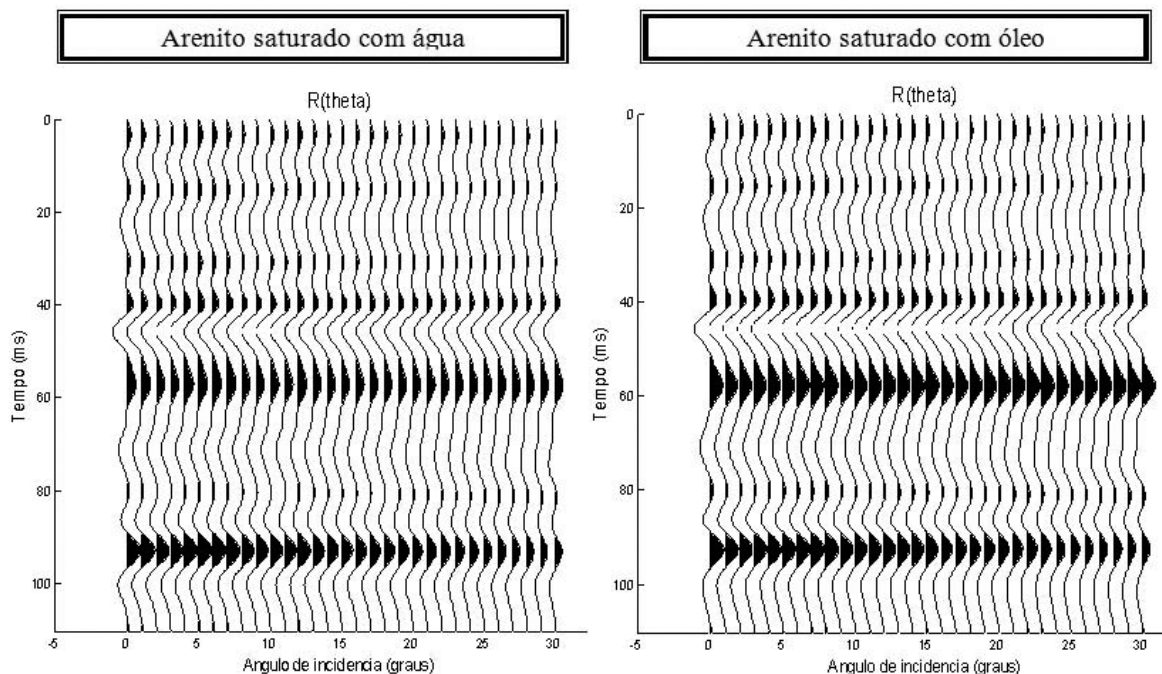


Figura 8 – Modelagem AVO sintética 2D gerada a partir da aproximação de Aki & Richards (1980). À esquerda foram considerados intervalos de arenito saturado com água e à direita foi considerado o arenito saturado com óleo.

des negativas marcam o topo e as amplitudes positivas marcam a base do reservatório. Ao comparar essas amplitudes entre si em ambas as modelagens AVO, observa-se que na modelagem do arenito saturado com óleo elas possuem magnitude maior.

Na Figura 9 é apresentada a interpretação realizada a partir da modelagem sintética 2D do arenito saturado com óleo, onde o primeiro intervalo de tempo corresponde à zona de óleo (44 a 60 ms) e, o segundo (82 a 95 ms) a zona de transição óleo/água no reservatório. Os perfis de impedância acústica da onda compressional (I_p) em função da profundidade e o perfil de resistividade em função do tempo (ms) corroboram para essa interpretação. No primeiro perfil, nota-se que a impedância acústica da unidade anterior é maior em relação à unidade posterior, apresentando baixo contraste de impedância. No segundo, a presença de óleo é indicada pelos altos valores de resistividade, cujo intervalo de tempo é correspondente à zona de óleo. Do mesmo modo, o segundo intervalo de tempo que marca a zona de transição óleo/água é correlacionável com os valores médios de resistividade.

A análise AVO de ambas as modelagens revelam uma diminuição na magnitude da amplitude com o incremento do ângulo de incidência tanto para a zona de óleo quanto para a zona de transição óleo/água no reservatório. Todavia, como mostrado na Figura 10, as amplitudes pertencentes à modelagem para o arenito

saturado com óleo apresentam valores mais negativos em relação aos valores das amplitudes obtidas para o arenito saturado com água.

Na Figura 10 destaque que a diferença do coeficiente de reflexão para o arenito saturado com óleo e o arenito saturado com água é muito pequena. Isso ocorre porque a diferença dos valores das propriedades sísmicas na água e no óleo são muito sutis. Além disso, o fato da rocha estar consolidada contribui para esse comportamento da onda sísmica. Observa-se ainda que os valores de coeficiente de reflexão encontram-se no intervalo correspondente às Classes III e IV de “anomalia AVO” (abaixo de $-0,02$), definidas por Rutherford & Williams (1989) e modificadas por Castagna & Swan (1997). Como o coeficiente de reflexão aumenta com o incremento do ângulo de incidência, a “anomalia AVO” corresponde à Classe IV. A análise da modelagem AVO corrobora para essa classificação, uma vez que a magnitude da amplitude diminui com o incremento do ângulo de incidência.

A tendência geral representada no diagrama de dispersão cruzada Intercepto *versus* Gradiente (Fig. 11) corresponde ao folhelho. Além deste litotipo, estão representadas as tendências do calcário e do arenito. Na Figura 12, é mostrada a análise desse diagrama, a qual foi realizada com base nos desvios dos pontos plotados em relação à tendência geral. Os pontos deslocados abaixo (quadrante II) e acima (quadrante IV) dessa tendência são indica-

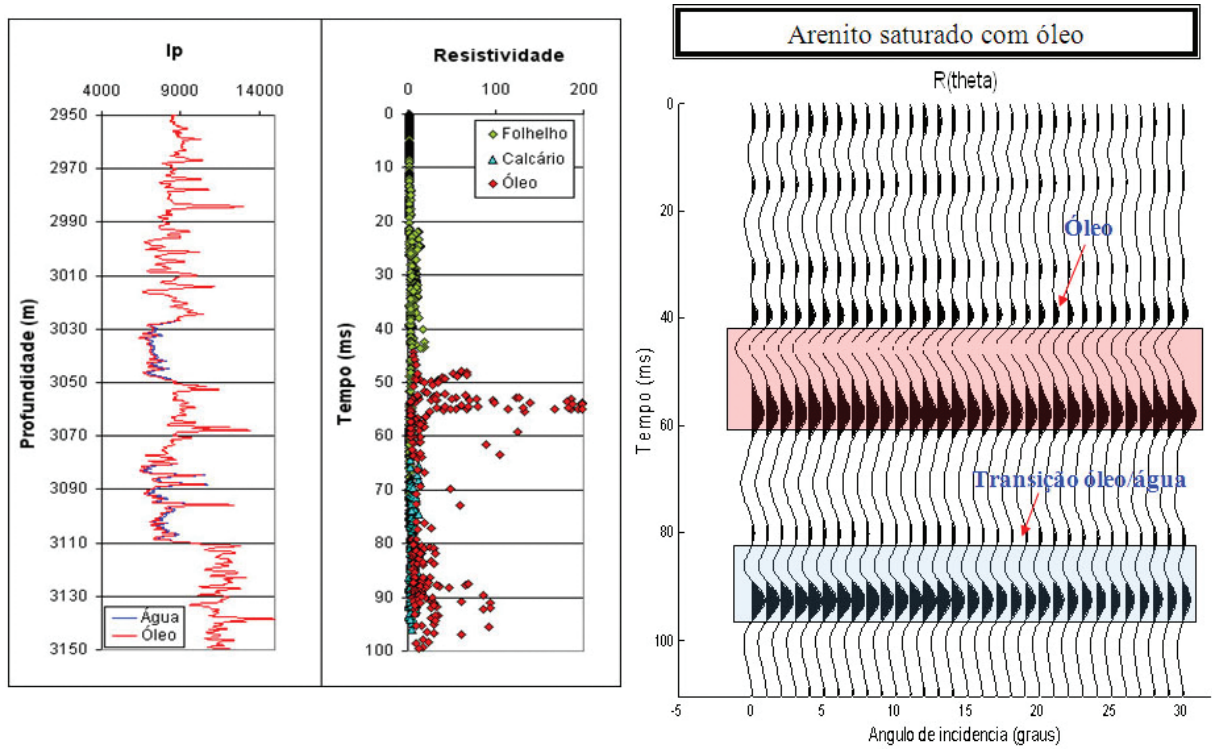


Figura 9 – Correlação entre a modelagem AVO sintética 2D gerada por meio da aproximação de Aki & Richards (1980) para o arenito saturado com óleo com os perfis de impedância acústica da onda P ($m/s.gr/cm^3$) em função da profundidade (m) e de resistividade (ohm.m) em função do tempo (ms). O retângulo vermelho indica a zona de óleo e o retângulo azul indica a zona de transição óleo/água.

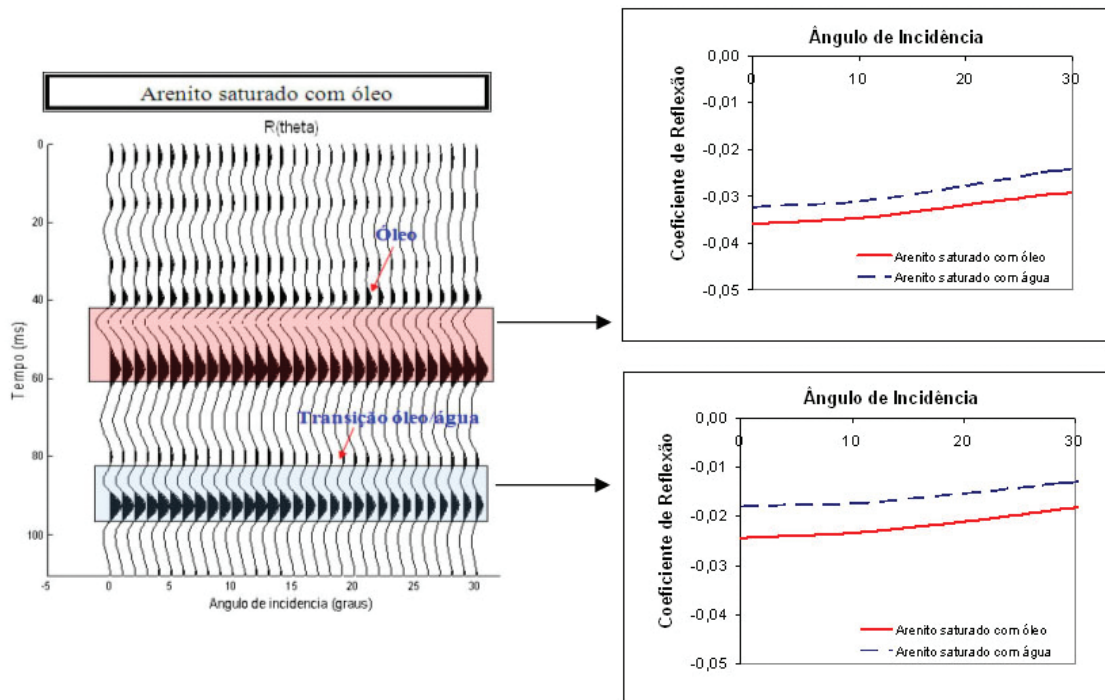


Figura 10 – Coeficiente de reflexão em função do incremento do ângulo de incidência para o topo do reservatório (zona de óleo e zona de transição óleo/água). Notar que o coeficiente de reflexão aumenta com o incremento do ângulo de incidência; e que os valores do coeficiente de reflexão são maiores após a substituição de óleo por água no arenito.

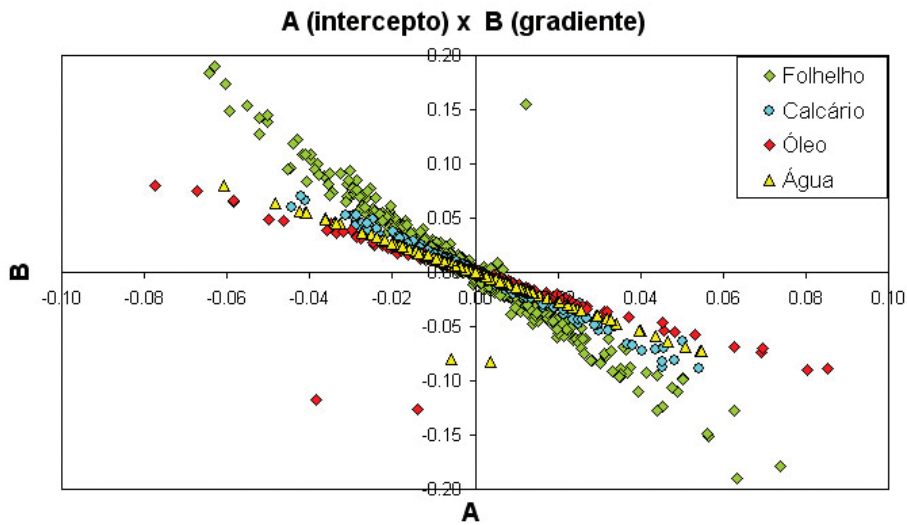


Figura 11 – Diagrama de dispersão cruzada dos atributos A (intercepto) × B (gradiente) obtidos para todos os litotipos. A tendência geral corresponde ao folhelho.

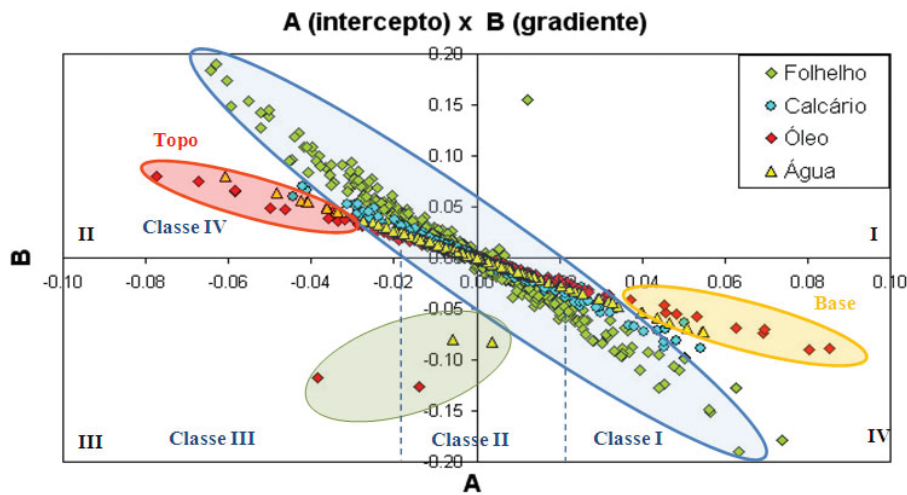


Figura 12 – Diagrama de dispersão cruzada com a interpretação dos atributos A (intercepto) × B (gradiente). A elipse azul agrupa os pontos correspondentes à tendência geral; as elipses vermelha e amarela agrupam os pontos correspondentes ao topo e a base do reservatório, respectivamente; e a elipse verde agrupa os pontos indicativos de mudança litológica.

tivos, respectivamente de topo e base do reservatório. Os quatro pontos deslocados abaixo da tendência geral (quadrantes III e IV) indicam mudança litológica. Por esta análise, a presença de hidrocarbonetos foi identificada pela Classe IV de “anomalia AVO”, devido aos desvios dos pontos plotados em relação à tendência geral correspondentes ao topo e a base do reservatório.

CONCLUSÃO

A substituição de óleo por água no arenito reservatório *in situ* provocou alterações nos valores das propriedades sísmicas da

rocha. Isto possibilita o estudo do efeito desses dois fluidos na resposta AVO tanto pela modelagem AVO quanto pelo diagrama de dispersão cruzada. Comparando as modelagens para o arenito saturado com óleo e para o arenito saturado com água, foi possível distinguir aquela com óleo presente, devido às amplitudes com valores mais negativos para a zona de óleo.

O estudo da modelagem AVO juntamente com o diagrama de dispersão cruzada aponta para a Classe IV de anomalia AVO como indicadora da presença de óleo no arenito reservatório. A modelagem AVO revelou que a magnitude da amplitude diminuiu com o incremento do ângulo de incidência. Enquanto que o dia-

grama possibilitou identificar a ocorrência de mudança litológica e a presença de óleo.

Por fim, conclui-se que a modelagem AVO conduzida para o poço 3NA04RJ conseguiu identificar as anomalias devido à presença de óleo no arenito reservatório, possibilitando assim, sua classificação. Por meio deste estudo, percebeu-se a importância de aliar a modelagem AVO com os diagramas de dispersão cruzada, para melhor definir a classe de anomalia AVO, especialmente por se tratar de dois fluidos, cujo efeito nas propriedades sísmicas é pouco distinto.

REFERÊNCIAS

- AKI K & RICHARDS PG. 1980. Quantitative seismology – Theory and Methods. vol. 1, W.H. Freeman and Co.
- BORTFELD R. 1961. Approximations to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves. *Geophysics Prospecting*, 9: 485–503.
- CASTAGNA JP & BACKUS MM. 1993. Offset dependent reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis. *Investigation of Geophysics Series*, 8: SEG, 135–171.
- CASTAGNA JP & SWAN HW. 1997. Principles of AVO crossplotting. *The Leading Edge*, 16(4): 337–342.
- CASTAGNA JP, BATZLE ML & EASTWOOD RL. 1985. Relationship between compressional and shear wave velocities in elastic silicate rocks. *Geophysics*, 50: 551–570.
- CASTAGNA JP, SWAN HW & FOSTER DJ. 1998. Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 63(3): 948–956.
- CONNOLLY P. 1999. Elastic impedance. *The Leading Edge*, 18: 438–452.
- DOMENICO SN. 1976. Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir. *Geophysics*, 41: 887–894.
- GASSMANN F. 1951. Über die Elastizität poröser Medien. *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*, 96: 1–23.
- JOHANN PRS. 1997. Inversion Sismostratigraphique et Simulations Stochastiques en 3D: Réservoir Turbiditique Offshore du Brésil, Intégration Géologique, Géophysique et Géostatistique, Ph.D. Thesis, Académie de Paris, Université et Marie Curie. 352 p.
- KNOTT CG. 1899. Reflexion and refraction of elastic waves with seismological applications. *Phil. Mag.*, 48: 64–97.
- LI Y, DOWNTON J & XU Y. 2007. Practical aspects of AVO modeling. *The Leading Edge*, 26(3): 295–311.
- RICHARDS PG & FRASIER CW. 1976. Scattering of elastic wave from depth-dependent inhomogeneities. *Geophysics*, 49: 441–458.
- RUTHERFORD SR & WILLIAMS RH. 1989. Amplitude-*versus*-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54: 680–688.
- SANTOS LT & TYGEL M. 2004. Impedance-type approximations of the P-P elastic reflection coefficient: Modeling an AVO inversion. *Geophysics*, 69: 592–598.
- SHUEY RT. 1985. A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 40: 609–614.
- VASQUEZ GF. 2000. Comportamento Viscoelástico do Arenito Namorado e suas Relações com Atributos Faciológicos. Dissertação de mestrado, UNICAMP, 210 p.
- ZOEPPRITZ K. 1919. Erdbebenwellen VIIB, On the reflection and propagation of seismic waves. *Göttinger Nachrichten*, I, p. 66–84.

NOTAS SOBRE OS AUTORES

Evângela Patrícia Alves da Silva. Graduada em Geologia pela Universidade Estadual de Campinas em 2008. Atualmente é aluna de mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo na Universidade Estadual de Campinas e geofísica júnior na Petrobras.

Rodrigo de Souza Portugal. Mestre e doutor em Matemática Aplicada pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Em sua tese de doutorado estudou o método da construção de frentes de onda em situações 2.5D e suas aplicações em quatro operações de Kirchhoff: modelagem, migração, demigração e demodelagem. De 2004 a 2009 foi professor do Departamento de Geologia e Recursos Naturais (DGRN) da UNICAMP e atualmente é cientista pesquisador da Schlumberger em Stavanger, Noruega. Seus interesses de pesquisa envolvem propagação de ondas, traçamento de raios, análise numérica, imageamento e inversão sísmica, caracterização de reservatórios e interpretação sísmica.

Alexandre Campana Vidal. Formado em Geologia pela Universidade de São Paulo em 1993, concluiu mestrado em Geoengenharia de Reservatórios pela Universidade Estadual de Campinas, em 1997, e doutorado em Geologia Regional pela Universidade Estadual Paulista, em 2003. Durante o período de 2002-2003 fez pós-doutorado no Departamento de Geologia Aplicada da Universidade Estadual Paulista. Atualmente é Professor Assistente Doutor do Departamento de Geologia e Recursos Naturais do Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas. Tem experiência na área de Geologia, com ênfase em Geologia de Reservatórios.