



ESTUDO *TIME-LAPSE* E ANÁLISE DE AVO PARA RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS

Irineu de Azevedo Lima Neto, LENEP/UENF, Brasil

Thiago Caliman Ceschim, LENEP/UENF, Brasil

Luiz Geraldo Loures, LENEP/UENF, Brasil

Copyright 2009, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, August 24-28, 2009.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGF, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The use of time-lapse technique has been a challenge for the seismic monitoring of carbonate reservoirs, despite great success for use in siliciclastic reservoirs. The oil carbonate reserves increasingly gaining importance due to the discovery and recovery fields already in production. Thus, studies are necessary to understand anomalies in seismic data through application of analysis AVO / AVA (amplitude versus offset and amplitude versus angle) for various saturations of fluids such as brine, oil and gas, and the establishment of methodologies that allow time-lapse studies in carbonates, and promotion of more efficient tests for fluids detection.

This work proposed a methodology to the time-lapse study in carbonates, based on data synthetic idealized second references and use of rock physics models, such Gassmann (1951) and Batzle & Wang (1992). The tests in dolostones and limestones cases showed trends of variation in their elastic and petrophysical parameters in a similar way, but with limited sensitivity to the stages of saturation. The density parameter of the rock has good distinction of fluids in saturation, even when combined with other petrophysical attributes. Parameters such as shear modulus, S velocity and S impedance are used for lithological distinction between the dolostones and limestones carbonates for the examples studied. The analysis AVO / AVA allowed lithological differentiation and fluid phases differentiation.

Introdução

A sensibilidade *time-lapse* em reservatórios carbonáticos e o entendimento da influência da substituição de fluidos durante o processo produtivo, nos parâmetros elásticos da rocha, tem sido um desafio na interpretação de dados, considerado uma das fronteiras tecnológicas na exploração e produção de petróleo. Técnicas importantes, como análises de amplitude com offset ou ângulo de incidência (AVO/AVA) e crossplots de parâmetros petrofísicos, invertidos a partir de dados sísmicos, ajudam na previsão de fluidos no reservatório, permitindo aumento do fator de recuperação. No Brasil, onde predominam os reservatórios siliciclásticos, e também em diversas áreas do mundo, estudos sobre *time-lapse* têm obtido grande sucesso (Allen & Peddy, 1993; Jack, 1997). Porém, quando se trata de rochas

carbonáticas, ainda são poucas as publicações a tratarem o assunto. Segundo Palaz & Marfurt (1997), a viabilidade *time-lapse* deve ser estudada pela interpretação das variações nas amplitudes sísmicas no decorrer do processo produtivo; trabalho não trivial, devido aos processos dinâmicos que alteram as propriedades dos reservatórios, por meio de combinações entre propriedades físicas da rocha e do fluido que compõem o meio. O entendimento dessas relações deve ser considerado para o estudo do monitoramento de reservatórios a partir de dados sísmicos. Trabalhos sobre *time-lapse* em carbonatos no Brasil estão em fase inicial, tendo ainda a sensibilidade sísmica como tema de investigação. Além disso, segundo Schinelli (2002), aquisições sísmicas sobre uma mesma área para monitoramento de fluidos no reservatório torna a técnica dispendiosa, justificando estudos que permitam a modelagem.

Sensibilidade *Time-lapse*

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

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

Schinelli (2002) atenta para os fatores de risco de um levantamento *time-lapse*, com relação à discriminação temporal do reservatório a ser monitorado, à resolução sísmica e parâmetros de aquisição, espessura do reservatório, como elementos fundamentais a se considerar.

Reservatórios Carbonáticos

Os reservatórios carbonáticos representam uma

considerável parte das reservas mundiais de óleo e gás, exercendo papel importante para a indústria de petróleo, principalmente as rochas carbonáticas formadas por calcários e dolomitas (carbonato de cálcio e de magnésio) (Palaz & Marfurt, 1997). Segundo Moore (1989), cerca de 90% dos sedimentos carbonáticos encontrados em ambientes sedimentares modernos são de origem biológica e formados sob condições marinhas. As rochas carbonáticas abrangem uma variada gama de fácies deposicionais e complexo meio poroso. Na costa leste brasileira, destacam-se as reservas carbonáticas albianas (Cretáceo Inferior), presentes nas Bacias de Campos e Santos (Spadini & Marçal, 2005), por exemplo. A formação de rocha sedimentar carbonática é influenciada por processos físicos e sua composição granular é diretamente controlada por parâmetros ambientais favoráveis ao acúmulo de organismos constituídos de carbonato de cálcio, como temperatura, salinidade e substrato, geralmente depositados próximo à área de origem. Tais processos não ocorrem em siliciclásticos, pois para estes a distribuição de sedimentos é controlada por processos físicos que atuam na degradação e transporte, pois são geralmente formados fora do ambiente deposicional e o clima não é um fator limitante (Moore, 1989).

Metodologia

Na aplicação do *time-lapse*, são comparados os sismogramas devidamente tratados em diferentes estágios da vida produtiva do reservatório, a fim de identificar anomalias com análises AVO/AVA. No entanto, obter sismogramas de um campo em produção muitas vezes não é possível, por fatores como tempo e custo de aquisição. Assim, as modelagens são consideradas excelentes formas de estudos. Logo, propõe-se o seguinte fluxo geral de estudo:

1. Concepção de modelos litológicos e idealização de parâmetros petrofísicos para situações de reservatórios carbonáticos, baseado em tipos de saturação pré-definidos, a fim de estimar velocidades sísmicas e densidade.
2. Realizar análises de parâmetros físicos e elásticos da rocha para situações de saturação a fim de certificação de mudanças com a substituição de fluido.
3. Modelagem de sismograma pelo método *Ray Tracing*, para cada situação de saturação, para exemplos de reservatórios sintéticos selecionados, simulando aquisição *time-lapse*.
4. Promover análises de parâmetros petrofísicos e elásticos, por meio de análise de AVO/AVA, a partir de dados sísmicos modelados, a fim de entender efeitos da saturação na resposta sísmica, e avaliar o uso em carbonatos, segundo condições impostas.

O Método *Ray Tracing* para Camadas Homogêneas

Segundo Margrave (2001), o método *Ray Tracing* é utilizado para a visualização da propagação de energia acústica, baseado na geometria da propagação. Assim, o método é baseado no traçado do raio em função da profundidade, permitindo modelagem sísmica, considerando um meio elástico estratificado

horizontalmente e homogêneo. Então, obtém-se a velocidade da onda sísmica associada à frente de onda do raio que incide em cada camada, conforme a Lei de Snell. Assim, é possível o cálculo das velocidades das ondas P e S, a partir da obtenção dos ângulos de incidência e de transmissão. O tempo de trânsito para a propagação da onda pode ser obtido pela equação de Eikonel, conforme mostra Margrave (2001). Resumindo, o uso do método *Ray Tracing* foi utilizado para elaboração de sismogramas dos reservatórios idealizados, para posterior análise de AVO e aplicação de estudo *time-lapse*. Os passos adotados foram:

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

Para o processamento de sismogramas, devem ser aplicadas correções em seção empilhada, onde os eventos de reflexão sísmica em tempo zero (*zero-offset*) devem ser migrados para sua posição verdadeira, e uso de filtros que incrementem a razão sinal-ruído. Metodologias de processamento sísmico para análise de AVO podem ser obtidas em Castagna & Backus (1993). Como resultado, deseja-se obter seções CDP (*Common Depth Point*) empilhadas a partir de ondas P e S, para as componentes PP e PSV. Trabalhos como Aki & Richards (1980), Doyle (1995), Sheriff & Geldart (1995) são importantes referências para processamento sísmico, e Anselmetti & Eberli (1997), Marion & Jizba (1997) e Wang (1997) tratam a sismologia em carbonatos.

Concepção de Modelo Litológico

Um modelo litológico foi idealizado, conforme Tabela 1, estratificado em camadas horizontais e homogêneas. Na camada 4 será previsto o reservatório carbonático, a fim de avaliar a saturação de fluidos. O reservatório foi concebido no modelo sob condições de trapeamento, pelas camadas 3 e 5. A camada 1 corresponde à lâmina d'água, considerando um modelo de campo *offshore*, portanto não há porosidade. Os valores idealizados são inspirados na descrição do campo de Caravela, Bacia de Santos, para as condições de trapeamento (Spadini & Marçal, 2005).

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

Tabela 1: Idealização do modelo litológico e propriedades elásticas e petrofísicas das camadas homogêneas.

A variação de saturação corresponderá às situações do reservatório no decorrer do tempo produtivo, simulando a substituição de fluido. Assim, os tipos de saturação de fluidos e proporções são pré-determinados de acordo com a Tabela 2. Serão analisados nove tipos de saturação.

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

Tabela 2: Proporções para saturação de fluidos, de reservatórios carbonáticos.

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

(**) Classificação textural de rochas carbonáticas segundo Dunham (1962): mud = mudstone (Calcário tipo-lamito), wack = wackestone (Calcário tipo-vaque), pack = packstone (Calcário compacto), bound = boundstone (Calcário agregado).

Tabela 3: Propriedades de rochas carbonáticas – uma compilação de 10 exemplos. Dados obtidos de Adam *et al.* (2006) e Mavko *et al.* (1998).

Para a estimativa das velocidades sísmicas P e S, serão utilizadas as relações de Gassmann (1951), para estimativa do módulo de incompressibilidade da rocha saturada (K_{Sat}) e do fluido (K_f), através das relações de Batzle & Wang (1992), entre outros parâmetros petrofísicos, conforme detalhamentos podem ser obtidos em Mavko *et al.* (1998). As condições de pressão e temperatura são consideradas constantes. As propriedades gerais para fluidos em condições de saturação homogênea e as propriedades elásticas são apresentadas na Tabela 4. Foram testados os dez exemplos de rochas carbonáticas a fim de caracterizarem reservatórios. Foram realizadas avaliações dos parâmetros petrofísicos e elásticos para certificação de mudanças nos atributos, esperados no decorrer do processo produtivo, causado pela substituição de fluido. Para os exemplos de rochas, idealizados na Tabela 3,

foram avaliadas as velocidades sísmicas P e S, densidade, impedâncias sísmicas P e S, módulo de incompressibilidade da rocha saturada e módulo de cisalhamento.

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

Tabela 4: Propriedades gerais para fluidos em condições de saturação e propriedades elásticas. Dados obtidos de Da Costa (2005) e Walls *et al.* (2005).

Após análises, foram escolhidos os exemplos de rocha 2 e 7, entre os dolomitos, 8 e 9, entre os calcários, a fim de caracterizarem reservatórios carbonáticos, com base na expressão mais significativa dos parâmetros elásticos em mudança com as propriedades petrofísicas na simulação de substituição de fluidos. Assim, foram idealizados dois reservatórios com predominância do mineral dolomita e dois com predominância de calcita. Os parâmetros expressados podem ser analisados na Figura 1, considerados básicos para a escolha, onde Exemplos de reservatórios 1 e 2 são Dolomitos (exemplos de rocha 2 e 7, respectivamente), 3 e 4 são Calcários (exemplos de rocha 8 e 9, respectivamente). Então, análises complementares foram realizadas, conforme Figura 2.

Modelagem de sismogramas

Após calculadas as velocidades sísmicas P e S, e a densidade do reservatório, foram modelados sismogramas pelo método *Ray Tracing*, para os reservatórios selecionados sob cada situação de saturação. Foram consideradas as mesmas condições de geometria de geofones e parâmetros de configuração para a modelagem sísmica. Os sismogramas foram devidamente corrigidos, empilhados e migrados, a fim de permitirem análises posteriores.

Análise de AVO/AVA

A etapa de análises inicia-se com a identificação visual das amplitudes, no topo do reservatório, interface entre a camada 3 de trapecamento e a camada 4 do reservatório, como apresentado na Tabela 1. Análise dos parâmetros petrofísicos e elásticos calculados para as saturações propostas, sob as condições constantes de temperatura e pressão, foram constatadas para as velocidades sísmicas V e densidades ρ :

1. Comparação do fluido óleo e salmoura:
 V_p salmoura > V_p óleo,
 V_s salmoura < V_s óleo,
 ρ salmoura > ρ óleo.
2. Comparação do fluido gás e óleo:
 V_p óleo > V_p gás,
 V_s óleo < V_s gás,
 ρ óleo > ρ gás.
3. Comparação do fluido gás e salmoura:
 V_p salmoura > V_p gás,
 V_s salmoura < V_s gás,
 ρ salmoura > ρ gás.

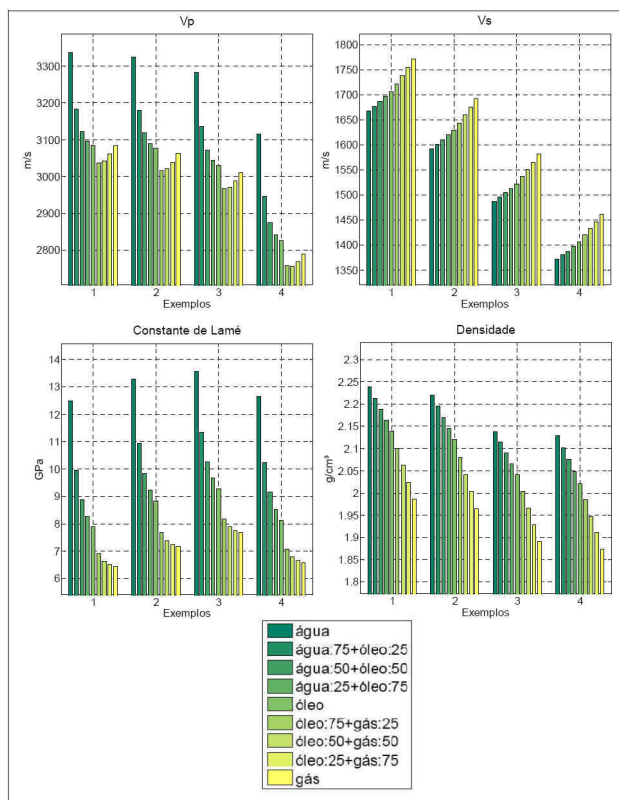


Figura 1: Análise Geral dos parâmetros estudados e apreciação de variação dos parâmetros segundo a saturação: Velocidades sísmicas P e S, Constante de Lamé, Densidade. Conforme Tabela 3, os exemplos de Dolomitos 2 e 7, e Calcários 8 e 9, estão organizados de 1 a 4, respectivamente.

A partir da profundidade correspondente ao topo do reservatório, ou tempo de reflexão, registrado no decorrer do *offset*, a variação das amplitudes com *offset* são analisadas, por meio de gráficos AVO ou pelo ângulo, gráficos AVA, a fim de visualizar mudanças para cada tipo de reservatório e situação de saturação por fluido. Para auxiliar as análises de AVO/AVA, foram empregados *crossplots Intercept – Gradient* para classificação de classes de AVO conforme apresentado na Figura 3, reunindo todos os casos. Mais informações

sobre análise de AVO e suas classes podem ser obtidas em Avseth *et al.* (2005).

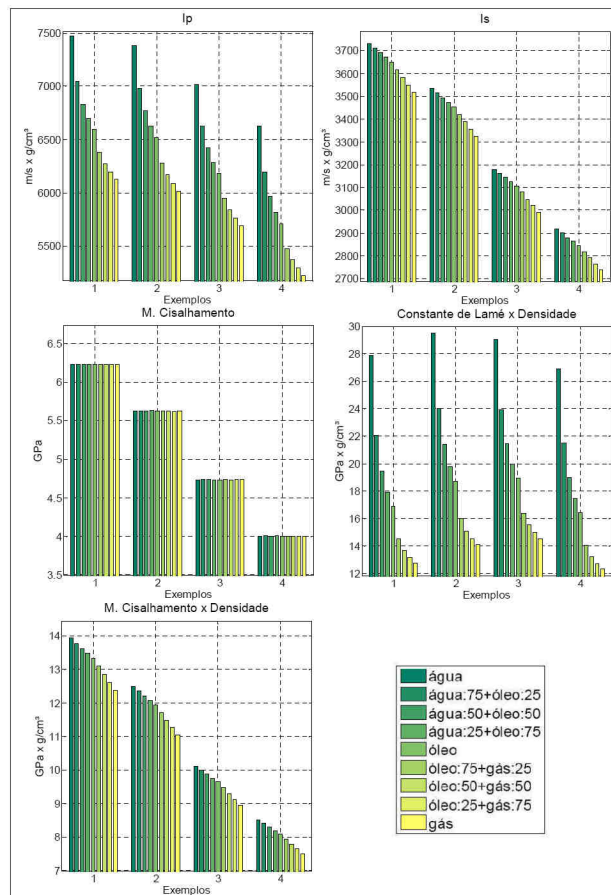


Figura 2: Análise Geral dos parâmetros estudados e apreciação de variação dos parâmetros segundo a saturação: Impedâncias sísmicas P e S, Constante de Lamé x Densidade, Módulo de Cisalhamento, Módulo de Cisalhamento x Densidade. Conforme Tabela 3, os exemplos de Dolomitos 2 e 7, e Calcários 8 e 9, estão organizados de 1 a 4, respectivamente.

Analisando os parâmetros sísmicos e petrofísicos modelados, nas Figuras 1 e 2, percebeu-se a densidade como atributo potencial na distinção de fluidos em saturação, nos reservatórios carbonáticos idealizados. Logo, durante o processo de análise de dados, a correlação de outros atributos como o módulo de cisalhamento, que tende a ser constante pela propriedade não cisalhante dos fluidos, expressado o efeito cisalhante apenas para material sólido, como a matriz rochosa, quando combinado com a densidade produziu condições interessantes para diferenciação de fluido. A diferenciação litológica também foi possível, conforme apresentado nas Figuras 1, 2 e 3, ocorreram boa distinção nos valores obtidos entre dolomitos e carbonatos.

As variações identificadas na análise de AVO/AVA, apresentado por meio do *crossplot*, na Figura 3, atestam as mudanças causadas nas propriedades petrofísicas

das rochas, havendo correlação com os parâmetros elásticos, detectados pelos levantamentos sísmicos modelados, nos casos de reservatórios carbonáticos idealizados, sugerindo a viabilidade da técnica *time-lapse*, permitindo diferenciação das saturações. A partir da validação, para os casos semelhantes aos abordados neste estudo, espera-se ser possível entender comportamento de amplitudes sísmicas e propriedades petrofísicas.

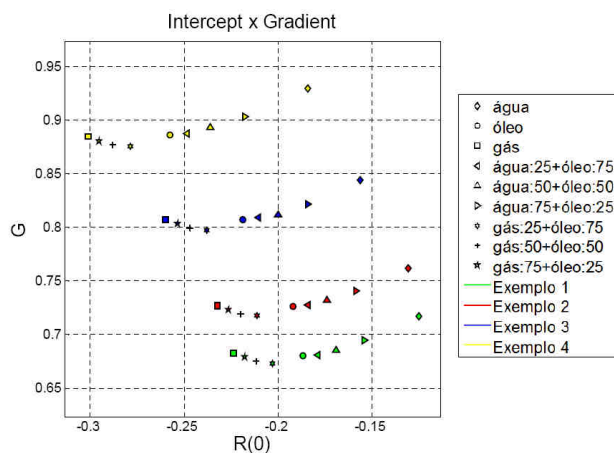


Figura 3: Valores de saturação para Exemplos 1 e 2 (Dolomitos), 3 e 4 (Calcários), apresentados no 2º quadrante, confirmando a classe IV de AVO.

Resultados

A técnica de análise AVO produziu anomalia de classe IV, conforme proposto por Ross & Kinman (1995), para os exemplos de reservatórios Dolomito e Calcário clásticos, características de uma interface rígida por parte da rocha que serve de trapa do reservatório, causando baixa impedância, e pouco contraste na sísmica. Este resultado é coerente com os modelos propostos, no entanto, não ocorreram anomalias na análise de AVO que caracterizassem uma mudança de classe para as saturações estudadas, implicando baixa sensibilidade às mudanças de fluido nas rochas carbonáticas propostas; problema típico em carbonatos. No entanto, mesmo com baixa sensibilidade, constatou-se diferenciação de fluidos e também entre os dolomitos e calcários propostos. Os intervalos de proporções entre gás, óleo e água tendem a ser mais difíceis de detectar com o *time-lapse*, conforme metodologia proposta. Ocorreu boa variação entre os dados levantados para os tipos de reservatórios carbonáticos, entre as saturações 100% gás, 100% óleo e 100% água, sugerindo maiores chances de distinção de fluidos em uma aplicação em dados reais.

Conclusões

O parâmetro densidade da rocha permitiu boa distinção de fluidos em saturação, inclusive quando combinado com outros atributos petrofísicos. No entanto, recomenda-se a utilização dos diversos tipos de análises de parâmetros via *crossplots*, pois a combinação dos comportamentos para as diversas características da

rocha saturada ajudam a reduzir incertezas. Parâmetros como módulo de cisalhamento, velocidade S e impedância S serviram para distinção litológica entre os carbonatos dolomito e calcário para os exemplos estudados. A análise AVO/AVA também permitiu distinção entre as fases de fluidos, e entre os calcários e dolomitos.

As relações e modelos de física de rochas estudados e conceitos abordados sugerem necessidade de modelos que representem melhor a porosidade das rochas carbonáticas, que podem ser complexas e de tipos variados, a fim de complementarem os modelos famosos e viáveis pelos conceitos claros, como os propostos por Gassmann (1951) e Batzle & Wang (1992), para uso em carbonatos. Adam *et al.* (2006) também cita tal problema, além de analisar efeito de outros fatores como pressão e frequência sísmica empregada na análise 4D. No entanto, Adam *et al.* (2006) e autores como Jack (1997) e Wang (1997) atentam que existem casos que os modelos de física de rochas proposto por Gassmann adequam-se bem aos carbonatos e outros não, sugerindo o uso de outras relações como Kuster-Toksoz, proposto por Kuster & Toksoz (1974), que também possuem limitações, conforme os autores citados, para previsão do módulo de compressão da rocha saturada.

Este estudo permitiu melhor entendimento das diversas etapas empregadas na aplicação da metodologia *time-lapse*, trazendo diversas implicações sobre o assunto, pelo uso de análise de AVO, aplicados a reservatórios carbonáticos, análise de parâmetros elásticos e petrofísicos, promovendo inter-relação com o meio litológico.

Agradecimentos

Ao LENEP/UENF pelo apoio fundamental em infraestrutura. Pelas considerações e orientações de Fernando S. Moraes, Sérgio A. Oliveira e Klédson T. Lima.

Referências

- Adam, L., Batzle, M., Brevik, I., 2006: Gassmann's fluid substitution and shear modulus variability in carbonates at laboratory seismic and ultrasonic frequencies. *Geophysics*, Vol. 71, Nº 6, November-December.
- Aki, K., Richards, P.G., 1980: *Quantitative seismology: theory and methods*. San Francisco: W.H. Freeman and Co.
- Allen, J.L., Peddy, C.P., 1993: Amplitude variation with offset – Gulf Coast case studies: SEG.
- Anselmetti, F., Eberli, G.P., 1997: Sonic Velocity in Carbonate Sediments and Rocks. Publicado em Palaz, I. & Marfurt, K.J. (1997): *Carbonate Seismology*. *Geophysical Developments*, No 6, p. 53 – 74.
- Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G., 2005: *Quantitative seismic interpretation – applying rock physics tools to reduce interpretation risk*. Cambridge University Press, pp. 359.
- Batzle, M., Wang, Z., 1992: Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, Vol. 57, No. 11, p. 1396 - 1408.

- Castagna, J.P., Backus, M.M., 1993:** Offset dependent reflectivity: Theory and practice of AVO analysis: Soc. Expl. Geophysicists, Series 8, p. 3 – 77.
- Da Costa, E., 2005:** Inferência de porosidade e saturação aplicada no monitoramento sísmico de reservatório. Tese de Doutorado - Eng. de Reservatório e de Exploração de Petróleo, LENEP/CCT/UENF - Macaé-RJ.
- Doyle, H., 1995:** Seismology. Ed. John Wiley and Sons, New York, pp. 218.
- Gassmann, F., 1951:** Über die elastizität poroser medien: Verteljahrss-christ der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich, 96, p. 1 – 23.
- Jack, I., 1997:** Time-lapse Seismic in Reservoir Management: Distinguished Instructor Series - Soc. Expl. Geophysicists, 1, Section 1.
- Kuster, G.T., Toksoz, M.N., 1974:** Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media, part I – theoretical formulations. Geophysics, 39, 587 – 606.
- Lumley, D. E., Behrens, R. A., and Wang, Z., 1997:** Assessing the Technical Risk of a 4-D Seismic Project: The Leading Edge, 16, 1287 - 1292.
- Margrave, G.F., 2001:** Numerical Methods of Exploration Seismology. Department of Geology and Geophysics the University of Calgary, pp. 160.
- Marion, D., Jizba, D., 1997:** Acoustic Properties of Carbonate Rocks: Use in Quantitative Interpretation of Sonic and Seismic Measurements. Publicado em Palaz, I. & Marfurt, K.J. (1997): Carbonate Seismology. Geophysical Developments, No 6, p. 75 – 94.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 1998:** The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media: Cambridge University Press.
- Moore, C.H., 1989:** Carbonate Diagenesis and Porosity. 1 Ed. New York, Elsevier.
- Palaz, I., Marfurt, K. J., 1997:** Carbonate Seismology, Geophysical Developments, 6, p. 1 - 8.
- Ross, C.P., Kinman, D.L., 1995:** Non-bright spot AVO: Two examples. Geophysics, 60, 1398 – 1408.
- Schinelli, M.C., 2002:** Comportamento excêntrico do efeito *tuning* em sísmica 4D, Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 20, p. 97 – 101.
- Sheriff, R. E., Geldart, L. P., 1995:** Exploration Seismology. 2. ed. Cambridge: Cambridge University Press, pp. 592.
- Spadini, A.R., Marçal, R.A., 2005:** Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 13, n. 1, p. 129 - 138.
- Walls, J., Dvorkin, J., 2005:** Effects of pore fluid properties at high pressure and temperature on seismic response. SEG, pp. 4.
- Wang, Z., 1997:** Seismic Properties of Carbonate Rocks. Publicado em Palaz, I. & Marfurt, K.J. (1997): Carbonate Seismology. Geophysical Developments, No 6, p. 29 – 52.