



Correções de perfis de poços e modelos de física da rocha aplicados ao Campo de Albacora

Aisgo do Anjos Oguro, LAGEMAR/UFF, Brazil
Adalberto da Silva, LAGEMAR/UFF, Brazil

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

Data integration is an important step on reservoir management. The primary hard data must be integrated to seismic derived soft data in order to build realistic 3D (or even 2D) reservoir models. The well data conditioning is of utmost importance in this workflow but some invasion effects on density and sonic velocity are not taken into account in the common practice. This work aims to deal with the impact on density and sonic measurements at the reservoir level and the important constraints this represents on integration with seismic data. Using well data from Albacora Field, we can show differences in density estimation .

Introdução

A integração de dados geofísicos de poço com informações obtidas em outras aquisições geofísicas de menor resolução vertical é uma parte muito importante no gerenciamento de reservatórios. Além das questões relativas à mudança na escala e dimensões de suporte, o condicionamento e correção dos dados obtidos é o passo inicial fundamental, pois determina primariamente a qualidade da informação "hard" que se espera injetar na escala e âmbito da informação "soft".

Rotineiramente, o dado "hard" (dados diretos de testemunho e de perfilagem de poço) sofre apenas correções convencionais mas que não levam em conta os efeitos da invasão e substituição de fluidos sobre a densidade e o tempo sônico ao nível do reservatório. O impacto destes efeitos no cálculo das refletividades e na geração de sismogramas sintéticos é considerável, e afeta decisivamente todo o fluxograma de trabalho de integração com os dados "soft" (principalmente, dados sísmicos) subsequente.

Desenvolver modelos de física de rocha tem grande importância para entendimento das propriedades das rochas em geral. Isto porque com modelos baseados em profundidade é possível prever propriedades das rochas em prospectos sem poços perfurados.

Metodologia

Neste trabalho, foram utilizados dados de poço no Campo de Albacora (Bacia de Campos, RJ, Brasil) nos trechos selantes Ubatuba I e II com reservatórios areníticos saturados em gás na seção Carapebus Miocênica e óleo e em água na seção Carapebus óligomiocênica. Densidade e sônico foram corrigidos nos intervalos porosos para a substituição de óleo por salmoura do filtrado, considerando-se a densidade e velocidade de matriz arenítica fixas e as variações introduzidas pelos diferentes tipos de fluidos no espaço poroso.

Foram identificados os intervalos de rocha-reservatório e não-reservatório pela análise convencional de perfis e pela aplicação do cálculo de volume de argila. A substituição de fluidos está baseada na equação de Biot-Gassmann (Gassmann, 1951; Mavko et al., 1998); as propriedades acústicas dos fluidos (óleo e filtrado) foram obtidas através das relações propostas por Batzle & Wang (1992).

Para gerar a substituição de fluidos assim como o AVO foi necessário geração da onda-S através da relação empírica de Greenberg e Castagna (1992) onde se estima Vs a partir de Vp e do volume de minerais existentes na rocha.

O impacto das correções de perfis de densidade e sônico foi analisado através da modelagem sintética de AVO. A análise AVO é normalmente aplicada como uma forma determinística para representar litologias e fluidos a partir dos dados sísmicos (e.g., Smith & Gidlow, 1987; Rutherford & Williams, 1989; Hilterman, 1990; Castagna & Smith, 1994; e Castagna et al., 1996). O coeficiente de reflexão como função do ângulo refletido é descrito pela equação de Zoeppritz (1919) in Aki & Richards (1980) (equação 1). Para análise da reflexão da onda P uma aproximação bem conhecida é dada por Aki & Richards (1980), assumindo o fraco contato entre camadas.

Modelos físicos para os intervalos selantes e reservatório também foram gerados.

$$R(\theta_1) \approx \frac{1}{2} \left(1 - 4p^2 V_s^2 \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \frac{\Delta V_p}{V_p} + 4p^2 V_s^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (1)$$

onde:

$$p = \frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} \quad \theta = (\theta_1 + \theta_2) / 2 \approx \theta$$

$$\Delta \rho = \rho_2 - \rho_1 \quad \rho = (\rho_2 + \rho_1) / 2$$

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1} \quad \Delta V_p = (V_{p2} + V_{p1}) / 2$$

$$\Delta V_s = V_{s2} - V_{s1} \quad \Delta V_s = (V_{s2} + V_{s1}) / 2$$

Nas relações acima p é o *parâmetro de raio*, θ_1 é o ângulo de incidência e θ_2 é o ângulo de refração; V_{p1} e V_{p2} são velocidades da onda P nos meios de incidência e refração, sendo que o mesmo procedimento foi aplicado em relação às velocidades de ondas cisalhantes V_{s1} e V_{s2} . ρ_1 e ρ_2 são as densidades dos meios de incidência e refração.

Resultados

Foram determinados dois intervalos-reservatórios por análise convencional de perfis. O primeiro intervalo (Reservatório 1), de idade Oligo-Mioceno, com 13,5 m (2624,5-2611 m) está saturado em óleo e não apresenta contato óleo-água. Acima deste intervalo foram observados folhelhos e margas com intercalações de arenito com espessuras variando entre um e dois metros, que foram desconsiderados neste trabalho. O segundo intervalo (Reservatório 2), também de idade Oligo-Mioceno, apresenta um intervalo de rocha reservatório com 89,5 m (2735-2645,5 m), com o contato óleo-água a 2663 m.

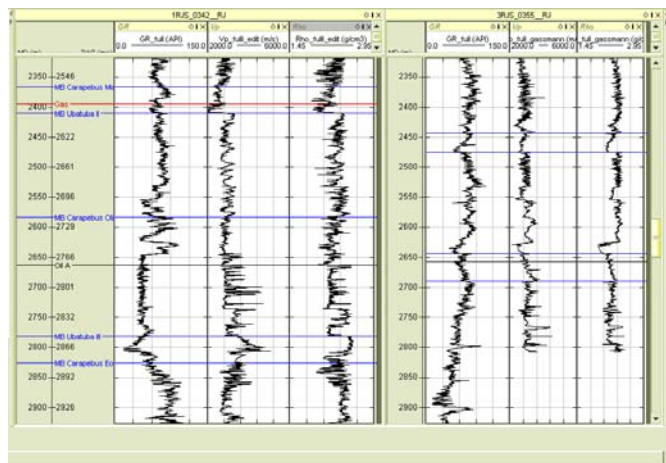


Figura 1: Perfil de Raio Gama e velocidade compressional para os poços 1 RJS-0342 e 1RJS-0355. As zonas de interesse iniciam com o marcador MB Carapebus Oligoceno.

Para melhor discriminar os intervalos de rocha reservatório e não-reservatório foi calculado o volume de argila de forma convencional. Para intervalos reservatórios foi utilizado um *cut-off* de 20% de argila com o objetivo de excluir os efeitos que a argila pode causar nas constantes elásticas do arenito, mantendo-se então somente o arenito limpo (Figura 1).

O efeito da invasão sobre os perfis de densidade e sônico no intervalo saturado com óleo foi realizado aplicando-se as equações de substituição de fluidos de Biot-Gassmann (Gassmann, 1951; Mavko et al., 1998) assumindo um modelo de saturação normal.

Previamente, foram obtidas as propriedades acústicas do óleo e do filtrado utilizando-se as relações de Batzle e Wang (Batzle and Wang, 1992). Como parâmetros de entrada para os cálculos foram utilizados os dados de

pressão, temperatura e grau API do óleo listados na Tabela 1.

Parâmetro	Res. 1	Res. 2
Pressão (MPa)	26,3	28,6
Temperatura (°C)	67,2	68,3
API	24,8	22,4

Tabela 1 – Parâmetros para cálculo de propriedades acústicas

Os parâmetros acústicos dos fluidos gerados estão listados na Tabela 2.

Parâmetros	Fluido 1	Fluido 2
Densidade Filtrado (g/cm^3)	1,023	1,023
Densidade Óleo (g/cm^3)	0,883	0,894
Velocidade Filtrado (m/s)	1644	1649
Velocidade Óleo (m/s)	1420	1445
Compressibilidade Lama (MPa)	$2,765 \times 10^6$	$2,782 \times 10^6$
Compressibilidade Óleo (MPa)	$1,777 \times 10^6$	$1,867 \times 10^6$

Tabela 2: Parâmetros acústicos dos fluidos.

A porosidade foi calculada convencionalmente através da fórmula:

$$\phi = \frac{(2,65 - \rho_b)}{(2,65 - \rho_{fl})}$$

onde a densidade da matriz é assumida como 2,65 g/cm³ (i.e., quartzo), ρ_b é a densidade medida e ρ_{fl} é a densidade do fluido no espaço poroso; para o caso leve-se em consideração que os poros estão saturados com o filtrado da lama de perfuração. A densidade e a velocidade do óleo e do filtrado estão representados na Tabela 2.

As correções aplicadas sobre os perfis, considerando-se o deslocamento do óleo pelo filtrado no reservatório, demonstram importantes diferenças que impactam a real resposta elástica destas rochas. Na Figura 2, observa-se o deslocamento para esquerda na distribuição dos parâmetros corrigidos (em verde) em relação aos originais (em azul), com médias cerca de 2% e 4% menores respectivamente para densidade e velocidade sônica e desvios-padrão diferentes. Este resultado representa um decréscimo médio da ordem de 6% na impedância acústica calculada com os parâmetros corrigidos em comparação com as medidas originais.

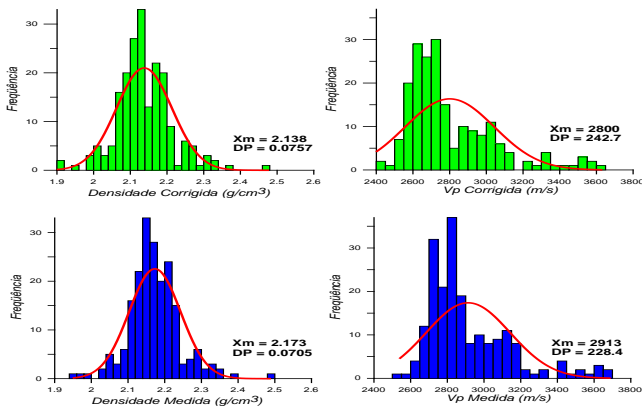


Figura 2 – Histogramas e ajustes gaussianos da densidade e velocidade sônica, originais e corrigidas.

A Figura 3 mostra o padrão de velocidade nas zonas de interesse, onde a velocidade de onda é plotado em função da porosidade. Na mesma figura foram plotadas os limites de Hashin-Shtrikman, *Constant-Cement* e *Friable Sand*. Hashin-Shtrikman evidencia os folhelhos como sendo menos rígidos e as areias como mais rígidas. O sólido é assumido como quartzo puro; a porosidade inicial do pacote de areia como 40%. A interpretação das curvas de *Constant-Cement* e *Friable Sand* na Figura 3 mostram que ambos os poço 1RJS-0342 e 3RJS-0355 indicam a ausência de cimentação de contato, com a porosidade se reduzindo devido ao efeito da seleção granulométrica bimodal com areias em fração fina ocupando o espaço entre grãos maiores, obliterando os poros e gerando variações na porosidade.

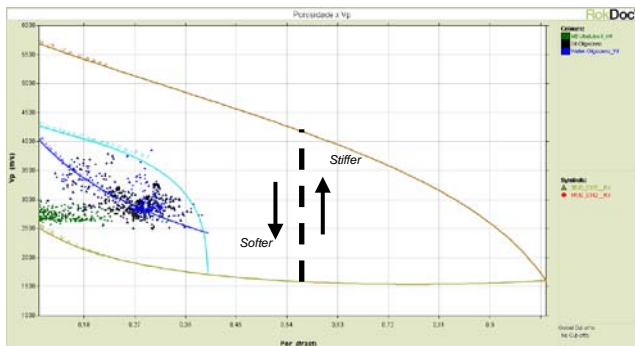


Figura 3: Velocidade da onda compressional plotado em função da porosidade, com curvas modelos. Porosidade foi calculada a partir do perfil de densidade.

As figuras 4 e 5 mostram a diferença as diferentes litofacies plotadas, tais como velocidade da onda compressional versus raio gama (esquerda) e densidade versus raio gama (direita). Os gráficos permitem a boa distinção entre as areias e os folhelhos, contudo existem ambigüidades quanto às variações de fluido existentes nas areias. As argilas apresentam uma velocidade de aproximadamente 3000 m/s e apresenta-se uma porção de areia argilosa com a velocidade média de aproximadamente 2000 m/s. Tal velocidade é justificada

pela presença de gás nos poros desse intervalo de idade miocênica.

A figura 6 mostra que a impedância acústica (produto entre Vp e densidade) não apresenta ambigüidade para os intervalos estudados.

A figura 7 mostra a razão de Poisson plotada em função do raio gama. Observa-se que há boa distinção entre areias e folhelhos no intervalo e, também, que a razão de Poisson aumenta com a argilosidade. Altas razões de Poisson em argilas e areias argilosas são esperados, uma vez que a resistência ao cisalhamento em folhelhos tende a ser relativamente baixa em comparação com areias, devido as formas das partículas de argila.

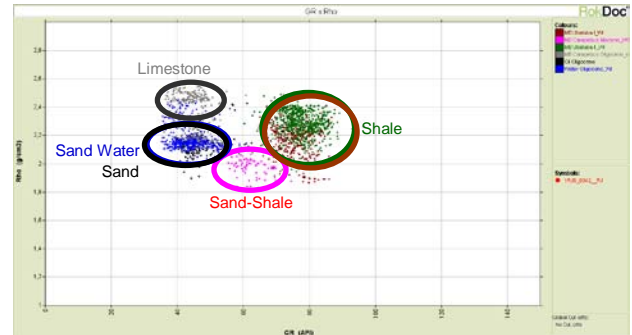


Figura 4: Velocidade da onda compressional plotada em função dos raios gama. Observe como os campos estão bem definidos.

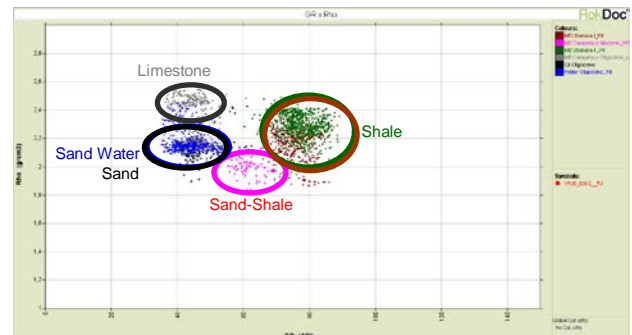


Figura 5: Densidade plotada em função dos raios gama. Observe como os campos estão bem definidos.

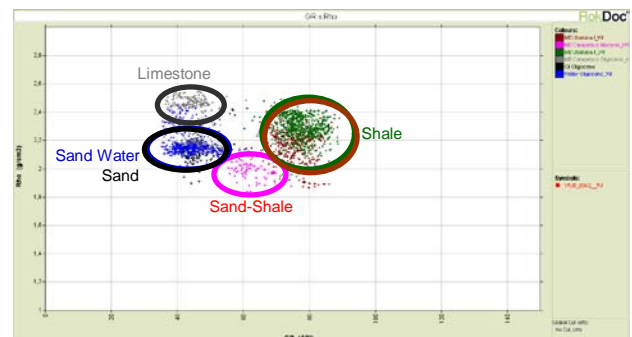


Figura 6: Impedância Acústica plotada em função dos raios gama. Observe como os campos estão bem definidos.

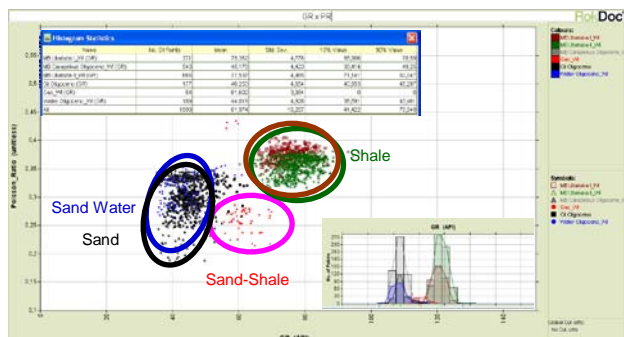


Figura 7: Razão de Poisson plotada em função do raio gama. Observa a boa distinção entre areias e folhelhos e o elevação da razão de Poisson com o aumento da argiliosidade.

Conclusões

Como esperado, se verifica uma tendência de compactação com a profundidade, como se evidencia pelo aumento da velocidade e densidade das rochas no intervalo estudado (1400 – 2750 m).

Os arenitos argilosos, reservatório da seção Carapebus Mioceno, apresentam alta relação acústica devido a presença de gás.

Os arenitos reservatório da seção Carapebus Oligoceno são formados por areias inconsolidadas e baixa argiliosidade.

As argilas da porção Ubatuba I e Ubatuba II possuem a mesma tendência de compactação.

Não existe uma separação entre as propriedades acústicas para água e óleo preenchendo os reservatórios da porção Oligoceno. Isto é um indicativo da invasão pelo filtrado, ‘equalizando’ as propriedades medidas nas duas condições diferentes de reservatório. Contudo, a separação entre gás e água é notável nos reservatórios da porção Mioceno, indicando a boa resposta à invasão da formação no intervalo com gás.

A relação amplitude versus offset (AVO) apresentou o comportamento classe IV para o reservatório com gás, Classe II para reservatório com Óleo e Classe VI para o contato óleo-água, Figura 11.

Para uma relação média dos dados, um modelo simples de física de rocha foi derivado para as rochas reservatório saturadas e selantes. As funções do modelo estão listadas abaixo. As funções derivadas para os folhelhos e areias estão próximas às encontradas na literatura (Mavko, 1998).

Ubatuba I e II

$$V_p = 0,9231742 \times Z + 580,0427$$

Carapebus Oligoceno

$$V_p = 1,459238 \times Z + 934,9826$$

Ubatuba I e II

$$\rho = 1,65 \times V_p^{0,33}$$

Carapebus Oligoceno

$$\rho = 1,62 \times V_p^{0,27}$$

Nas funções acima, Z é a profundidade (TVDss), Vp é a velocidade compressional (m/s), ρ é a densidade (g/cm3).

As figuras 8 e 9 mostram os perfis do poço 3RJS-0355 não corrigidos e corrigidos, respectivamente, para invasão de fluidos, no gráfico razão de Poisson plotada como função da impedância acústica ($\rho \times V_p$). A figura 10 representa o mesmo para o poço 1RJS-0342.

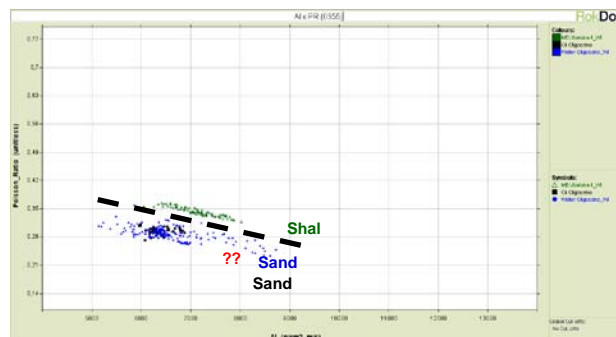


Figura 8: Perfis do poço 3RJS-0355 não corrigidos para invasão de fluidos, no gráfico razão de Poisson plotada como função da impedância acústica ($\rho \times V_p$).

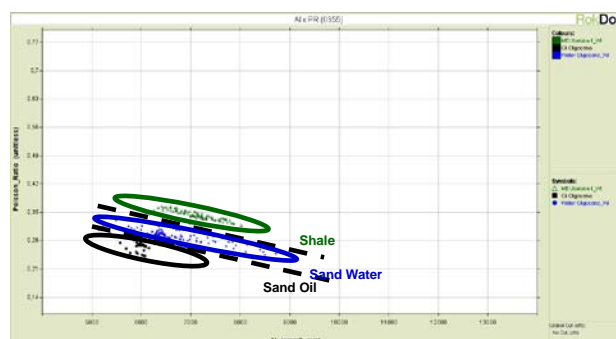


Figura 9: Perfis do poço 3RJS-0355 corrigidos para invasão de fluidos, no gráfico razão de Poisson plotada como função da impedância acústica ($\rho \times V_p$).

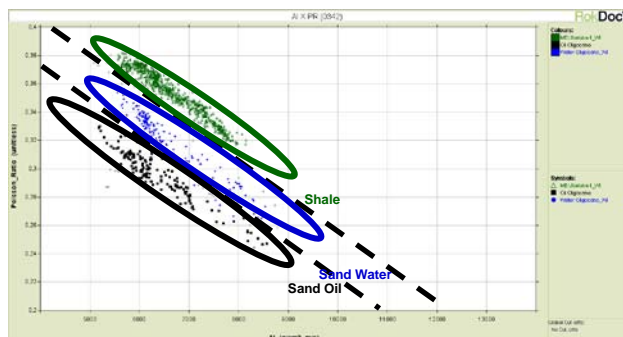


Figura 10: Perfis do poço 1RJS-0342 no gráfico razão de Poisson plotada como função da impedância acústica ($\rho \times V_p$).

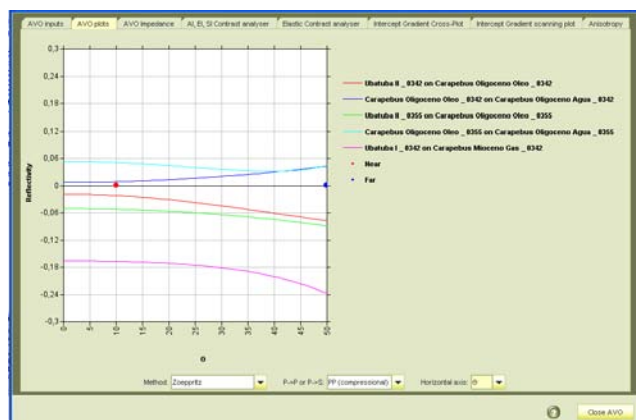


Figura 11: AVO das áreas investigadas.

Agradecimentos

Os Autores agradecem à Ikon Science pela cessão de licença de uso da suíte RokDoc, utilizada para o desenvolvimento deste trabalho e à PGS do Brasil pela permissão do uso dos dados. O primeiro Autor agradece ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis pela concessão da bolsa de Mestrado, no âmbito do PRH/ANP-11, que possibilitou a execução deste trabalho.

Referências

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

Batzle, M., and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: Geophysics, 57, 1396-1408.

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

Castagna, J. G., Swan, H. W., Foster, D. J., 1998, Framework for AVO gradient and intercept interpretation: Geophysics, 63, 948-956.

Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. and Gregory, A.R., 1974, Formation velocity and density: the diagnostic for stratigraphic traps. Geophysics, 39, 770-780.

Gassmann, F., 1951, Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, 16, 673-685.

Greenberg, M.L. and Castagna, J.P., 1992, Shear wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. Geophysical Prospecting 40 195-209.

Hilterman, F., 1990, Is AVO the seismic signature of lithology. A case history of Ship Shoal - South Addition: The Leading Edge, June 1990, 15-22.

Larionov, W.W.. (1969) Borehole radiometry, Nedra, Moscow.

Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J., 1998, The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media, Cambridge University Press, Cambridge, 329 pp.

Rutherford, S. R., and Williams, R. H., 1989, Amplitude-versus-offset variations in gas sands: Geophysics, 54, 68-688.

Smith, G. C., and Gidlow, P. M., 1987, Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas: Geophysical Prospecting, 35, 993-1014.

Shuey, R. T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations: Geophysics, 50, 609-614.