



DHI Elastic Attributes Evaluation : Focus on Calibration and Scale Effects

Lucia Dillon, Guenther Schwedersky, Guilherme Vasquez, Raquel Velloso e Cassiane Nunes, PETROBRAS/CENPES, Brazil

Copyright 2003, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 14-18 September 2003.

Contents of this paper was reviewed by The Technical Committee of The 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society and does not necessarily represents 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.

Resumo

O desempenho de 8 distintos tipos de atributos elásticos indicadores de fluidos foi avaliado nas diferentes escalas envolvidas no método sísmico: rocha, perfil e sísmica. No enfoque rocha, em especial, foram utilizadas as medições das velocidades compressional e cisalhante (V_p , V_s) em laboratório, referentes a 592 amostras representativas de reservatórios siliciclásticos terciários (188 amostras) e cretáceos (406 amostras) offshore brasileiros. Foco especial foi dado à proposta de Russell et al (2003), já que o atributo indicador de fluido por eles proposto é derivado não só das impedâncias compressional e cisalhante: I_p e I_s , mas também é função de um fator C obtido por calibração local. Estudos de física de rochas foram utilizados para avaliar o impacto da calibração deste fator C no poder discriminatório final do atributo. Mostra-se que este impacto depende fortemente da escala observada. Analisa-se ainda o atributo $I_p - I_s$, observado em tempos empíricos por Thedy et al, que se apresenta como uma excelente alternativa enquanto um atributo DHI, sobretudo na escala sísmica, já que, na faixa de impedâncias (I_p e I_s) normalmente encontradas, é quase linear com o atributo elástico $\Lambda\rho$ ($\Lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2$), caso específico do atributo de Russell et al quando $C=2$. Desta forma, o atributo $I_p - I_s$ é também excelente indicador de fluidos com, aproximadamente, a mesma capacidade de discriminação que o atributo $\Lambda\rho$, mas com a vantagem adicional de poder ser gerado na escala sísmica sem grande degeneração da razão sinal/ruído.

Introdução

Recentemente, diversas análises têm sido publicadas na literatura especializada sobre a utilização e desempenho de distintos atributos sísmicos, derivados a partir de parâmetros elásticos, enquanto Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI). Ressalte-se, por exemplo o tutorial de Russell et al (2003), onde foi apresentado o atributo $I_p^2 - C I_s^2$, onde C é função do $(V_p/V_s)^2$ (seco) local, o artigo de Batzle (2001) que refere-se ao cálculo de $K - G$ (onde K e G representam o Bulk modulus e o módulo de Cisalhamento respectivamente), além das várias publicações de Goodway et al que, desde 1997, têm sistematicamente apresentado as vicissitudes do parâmetro $\Lambda\rho$ (parâmetro de lamè :

$\Lambda\rho$) multiplicado pela densidade ρ), enquanto excelentes indicadores de fluidos.

Visando-se a realização de uma avaliação sistemática de pelo menos 8 distintos atributos indicadores de fluidos que têm sido apresentados e discutidos na literatura, utilizou-se, neste trabalho, a análise referente a 150 amostras de rochas oriundas de reservatórios siliciclásticos cretáceos e terciários de campos offshore brasileiros. A partir da equação de Gassmann, e das medições laboratoriais a seco de V_p , V_s e ρ , sob condições de pressão efetivas reais de subsuperfície, estudou-se a resposta elástica das amostras segundo 2 cenários: (a) 100% salmoura e (b) 80% de óleo e 20% de salmoura. Em especial, utilizou-se o conjunto de dados das amostras para estimar o efeito das calibrações locais no que se refere a determinação do parâmetro C tal qual definido no atributo DHI proposto por Russell et al e explicitado por $I_p^2 - C I_s^2$.

O dado sísmico analisado refere-se a uma área offshore com reservatórios siliciclásticos, portadores de óleo, tanto em intervalos terciários quanto cretácicos. Em especial, nesta área, os reservatórios cretácicos são adjacentes à rochas vulcânicas de muito alta impedância gerando um desafio ainda maior no processo de identificação de fluidos (vide figura 7). Da mesma forma, em função destas zonas de alto contraste, a utilização de atributos indicadores de fluidos derivados do AVO tradicional também não são adequados. Neste contexto, procurando-se evitar os *pitfalls* devido a efeitos de *wavelet* (gerando a presença de *tunning*), focou-se esta análise em atributos derivados do dado já invertido, em especial a partir das impedâncias (I_p e I_s) geradas a partir de processo de inversão elástica simultânea (vide figura 7). Os resultados obtidos na escala sísmica estão exemplificados por atributos gerados no contexto de uma seção 2D arbitrária, contendo três poços que atravessam tanto os reservatórios terciários quanto os cretácicos.

Método

Nas tabelas 1.a e 1.b estão indicados, para cada atributo considerado, o valor referente ao ponto médio dos agrupamentos de amostras relativas aos arenitos terciários e cretácicos do conjunto de dados analisado nas duas condições de saturação investigadas: óleo e água, assim como os percentuais de variação (incerteza), descrita pelo desvio padrão intrínseco a cada agrupamento de amostra

A análise de sensibilidade de cada atributo, conforme também exposto nas tabelas 1.a e 1.b, foi obtida por um coeficiente indicador de fluidos que foi definido pela diferença do valor médio de cada atributo nas duas distintas saturações, referente a cada um dos agrupamentos de amostras de arenitos (terciários ou cretácicos) dividido pelo desvio padrão referente ao respectivo agrupamento das amostras com óleo. Assim, quanto maior o parâmetro resultante, maior a

DHI Elastic Attributes Evaluation

sensibilidade do atributo à variação de fluidos. Esta forma de análise tem a vantagem de levar em conta o espalhamento intrínseco ao valor do atributo no universo de amostras considerado. O parâmetro C , é expresso por $(Vp/Vs)^2_{seco}$ e pode ser, portanto, obtido a partir das medições de Vp e Vs em laboratório. Desta forma, conforme indicado na figura 1, obteve-se o melhor C para os reservatórios do terciário e do cretáceo e, ao mesmo tempo, para a média global dos dois reservatórios. Note-se que, como discutido por Russell et al, a proposta de Goodway (1998), que prevê a utilização do parâmetro $(\lambda\rho)$, e a de Hedlin (2000) podem ser consideradas como casos particulares do atributo de Russell, onde $C = 2$ e $C = 2.233$ respectivamente. Neste trabalho, apresenta-se também uma análise aprofundada, em todas as escalas: rocha, perfil e sísmica, do desempenho de um atributo DHI que é calculado simplesmente pela diferença entre as impedâncias I_p e I_s e que, na escala sísmica sobretudo, apresenta excelentes resultados. Note-se que na faixa das impedâncias I_p e I_s normalmente encontradas, o atributo $(I_p - I_s)$ é quase linearmente correlacionável com o parâmetro $(\lambda\rho)$:

$(I_p - I_s) \approx a(\lambda\rho) + b$. Exemplifica-se esta linearidade, tanto na escala da rocha (amostras) quanto de perfis, nos crossplots das figuras 2 e 4, respectivamente.

Nos três poços analisados no contexto da seção sísmica arbitrária considerada, inverteu-se os seus respectivos perfis de Vp , Vs e ρ , a partir da equação de Gassmann e dos K_f e ρ_f locais (Bulk Modulus e densidade do fluido gerados a partir das equações de Batzle e Wang), para gerar-se novos perfis referentes aos $(Vp/Vs)^2_{seco}$ dos reservatórios analisados (vide figura 6). Assim, também na escala sísmica, pode-se calcular, na seção arbitrária escolhida, os atributos $I_p^2 - C I_s^2$ referentes a distintos $C(s)$: **a)** calibrado para o cretáceo ($C \sim 2.5$), **b)** calibrado para o terciário ($C \sim 2.8$), assim como para **c)** $C = 2$, ou seja, $(I_p^2 - 2I_s^2) = \lambda\rho$. Os valores de atributos de fluido assim gerados puderam ser comparados aos resultados obtidos para o atributo $I_p - I_s$ (vide figura 8).

Resultados

As tabelas 1.a e 1.b mostram que, no enfoque pontual das análises de amostras de rocha, para os reservatórios terciários, todos os atributos considerados (inclusive a Impedância $P : I_p$) são eficientes indicadores de fluidos, porém com destaque para o atributo definido por Russell et al: $I_p^2 - C I_s^2$. No entanto, é importante ressaltar que a utilização de um C especificamente calibrado para o terciário, que no caso foi $C \approx 2.9$ (vide figura 1), não gerou uma grande diferença em relação, por exemplo, ao valor $C = 2$, $(I_p^2 - 2I_s^2) = \lambda\rho$. Já no referencial das areias do cretáceo, a sensibilidade a fluidos, em geral, conforme esperado, é bastante reduzida e da ordem de menos da metade daquela apresentada pelos arenitos terciários. Alguns atributos se tornam fortemente melhores que outros, com forte destaque para o atributo $I_p^2 - C I_s^2$, quando usado o C calibrado localmente: $C = 2.6$ (vide figura 1). Para o caso das areias cretácicas, o indicador puramente acústico (impedância I_p) assim como o

indicador de Batzle (2001), $(K - G)$, não apresentaram bom desempenho.

No entanto, enquanto os efeitos de calibração para os reservatórios cretácicos parecem ser tão relevantes quando observamos resultados pontuais na escala do plugue, quando a situação é analisada na escala sísmica (vide figuras 8), o resultado não é o mesmo. A relação sinal/ruído se deteriora bastante no resultado final quando estão envolvidas muitas operações a partir dos volumes sísmicos iniciais I_p e I_s , sobretudo quando envolvendo cálculo de quadrados como é necessário no caso do atributo de Russell et al, $I_p^2 - C I_s^2$. Como já observado por Gray (2002), o erro associado à obtenção do atributo $\lambda\rho$ ($C = 2$) a partir das impedâncias I_p e I_s é pelo menos quatro vezes o erro inicial associado a estas impedâncias. Ou seja, o que por um lado se ganha ao aumentar o poder discriminatório a fluidos perde-se facilmente, devido a propagação de erros envolvida nos cálculos, o que implica em forte redução na relação sinal/ruído. Ao analisar-se comparativamente: **1)** as seções expostas (figuras 8), referentes ao complot dos atributos: $I_p - I_s$ e $I_p^2 - C I_s^2$ para $C = 2.8$ e $C = 2.5$, valores ótimos para o terciário e cretáceo, respectivamente e **2)** as calibrações a partir do que foi observado nos 3 poços (vide tabela 2), observa-se que o atributo $I_p - I_s$ torna-se, na média, mais efetivo do que aquele proposto por Russell, já que apresenta um erro intrínseco associado bem menor (é visivelmente menos ruidoso) e ao mesmo tempo mantém uma capacidade discriminatória bastante eficiente mesmo em reservatórios menos sensíveis a fluidos (vide tabela 2 e figura 8). Vale ainda ressaltar que na escala do perfil, conforme apresentado na figura 5, o atributo $I_p - I_s$, também apresenta excelente capacidade discriminatória para areias com óleo e água sejam terciárias ou cretácicas, apresentando um parâmetro de corte (óleo/água), aproximadamente válido, ao mesmo tempo, para os dois *plays* analisados. Já o Coeficiente de Poisson, como pode ser observado no mesmo crossplot da figura 5, não apresenta a mesma capacidade de discriminação.

Conclusões

- A análise realizada a partir da análise em 592 amostras de rochas mostrou que: **1)** Em reservatórios mais jovens, menos consolidados, como a sensibilidade a fluidos é muito boa, mesmo os atributos puramente acústicos, como a impedância acústica, já é suficiente para a correta discriminação de fluidos e **2)** em reservatórios mais bem consolidados, mais comuns em seqüências mais antigas, que no caso foram representadas por rochas do cretáceo, a combinação de atributos elásticos, e não apenas acústicos, associada a um processo de calibração local se torna imprescindível à otimização do processo de detecção de fluidos. Em especial, observa-se que o indicador sugerido por Russell et al $I_p^2 - C I_s^2$ quando usado a partir do valor de C corretamente calibrado pode ser relevantemente mais eficaz que os demais atributos
- No entanto, na escala sísmica, este mesmo atributo não apresenta um desempenho similar àquele previsto na escala do plugue, devido à deterioração da relação

sinal ruído inerente às operações envolvidas na sua computação.

• Neste contexto, analisou-se o atributo *DHI*, explicitado pela diferença: $IP - IS$. Este atributo apresenta a vantagem de: **a)** ter aproximadamente o mesmo poder discriminatório de $\lambda\rho$, onde $(IP^2 - 2IS^2 = \lambda\rho)$ já que estes dois parâmetros são quase linearmente relacionados e **b)** ser um atributo mais simples de ser calculado, envolvendo menos operações, não estando sujeito a uma degeneração da razão sinal -ruído tão forte como se apresenta para o caso de $\lambda\rho$ ou, genericamente, $IP^2 - C IS^2$.

Referências

Batzle, M, 2001, Optimal hydrocarbon indicators: Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 170-173
Goodway, W., Chen, T., and Downton, J., 1997, Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters: 67th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded

Gray, D., 2000, Elastic Inversion for Lamé Parameters: 72th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys.
Hedlin, K., 2000, Pore space modulus and extraction using AVO: 70th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstr., 170-173.
Russell, H.B., Hedlin, K., Hilterman, F. and Lines, L., 2003, Seismic properties of fluids: Geophysics, 68, 29-39.
Thedy, E., 2003 Eighth International Congress of The Brazilian Geophysical Society. *To be published.*

Agradecimentos

Agradecemos a PETROBRAS pela permissão de publicar este trabalho e ao geofísico Edgar Thedy por valiosas informações e discussões.

			IP - IS [m/s. kg/m ³] x10 ⁶	$\lambda\rho = IP^2 - 2IS^2$ [(m/s. kg/m ³) ²] x10 ¹²	Poisson's ratio [-]	(VS/VP) ² [-]	K - G [GPa]	IP [m/s. kg/m ³] x10 ⁶	FF [-]
cretaceous sandstones	cret. + water	mean value	4.23	35.0	0.285	0.301	36.9	9.4	0.006
		std dev.	0.12	1.9	0.007	0.006	2.4	0.3	0.005
	cret. + oil	mean value	3.97	30.1	0.268	0.317	35.1	9.1	0.017
		std dev.	0.12	1.6	0.006	0.006	2.5	0.4	0.004
Fluid Indicator Coefficient			2.2	3.0	2.8	2.9	0.7	0.8	2.8
terciary sandstones	terc. + water	mean value	3.26	21.0	0.368	0.208	16.9	6.0	0.008
		std dev.	0.07	1.0	0.005	0.006	0.6	0.1	0.005
	terc. + oil	mean value	2.60	13.4	0.323	0.262	13.5	5.3	0.095
		std dev.	0.10	1.0	0.007	0.008	0.7	0.2	0.014
Fluid Indicator Coefficient			6.4	7.4	6.4	6.8	4.8	4.2	6.2

TABELA 1.a

			$IP^2 - cIS^2$ [(m/s. kg/m ³) ²] x10 ¹²			
			c = 2.6	c = 2.7	c = 2.9	c = 3.0
cretaceous sandstones	cret. + water	mean value	19.1	16.4	11.1	8.5
		std dev.	1.2	1.1	1.3	1.4
	cret. + oil	mean value	14.4	11.8	6.5	3.9
		std dev.	0.6	0.7	1.1	1.3
Fluid Indicator Coefficient			7.7	6.7	4.3	3.6
terciary sandstones	terc. + water	mean value	16.5	15.8	14.3	13.5
		std dev.	0.9	0.9	0.8	0.8
	terc. + oil	mean value	9.0	8.2	6.8	6.0
		std dev.	1.0	1.0	0.9	0.9
Fluid Indicator Coefficient			7.9	7.9	8.0	8.0
terciary + cretaceous sandstones	terc., cret. + water	mean value	17.8	16.1	12.7	11.0
		std dev.	1.6	1.1	1.9	2.8
	terc., cret. + oil	mean value	11.7	10.0	6.6	5.0
		std dev.	2.8	2.0	1.0	1.5
Fluid Indicator Coefficient			2.2	3.1	6.0	3.9

TABELA 1.b

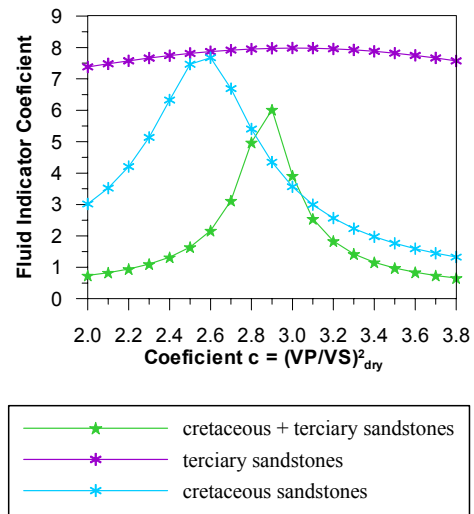


FIGURA 1

DHI Elastic Attributes Evaluation

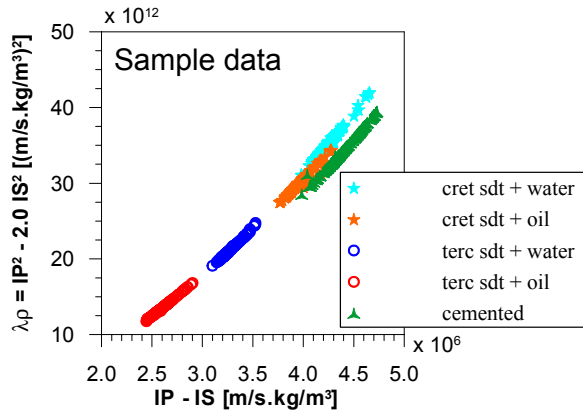


FIGURA 2

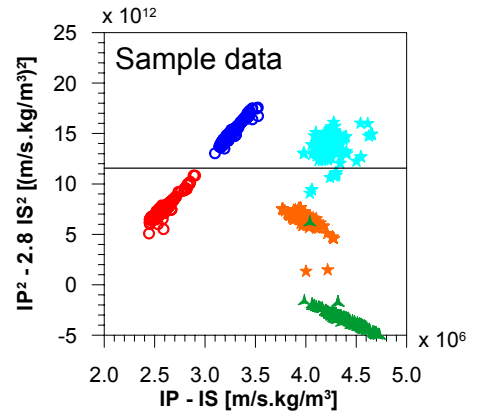


FIGURA 3

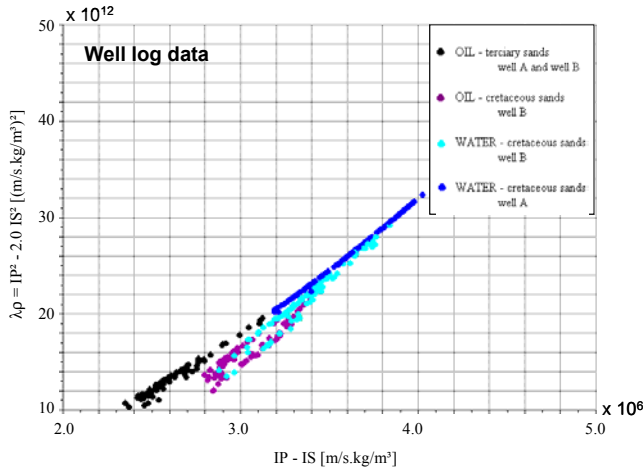


FIGURA 4

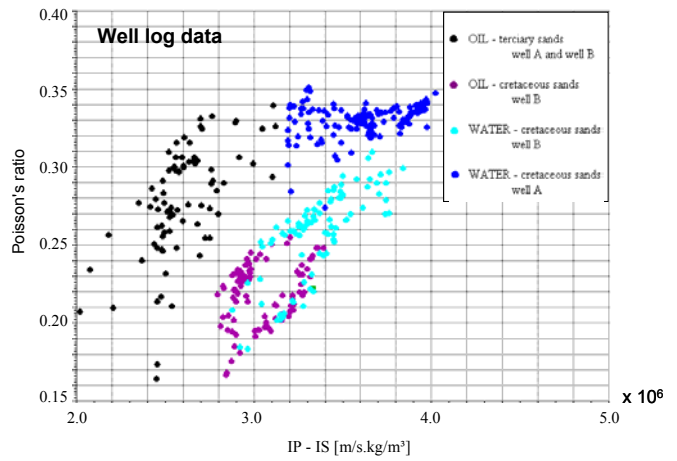


FIGURA 5

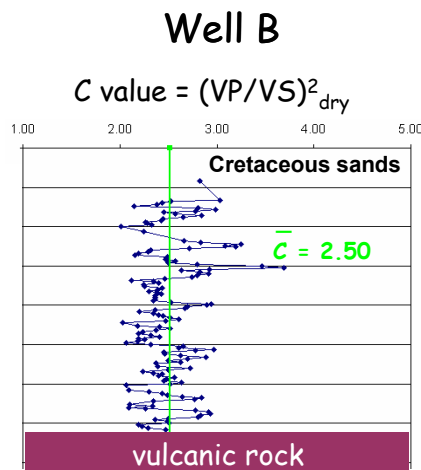


FIGURA 6

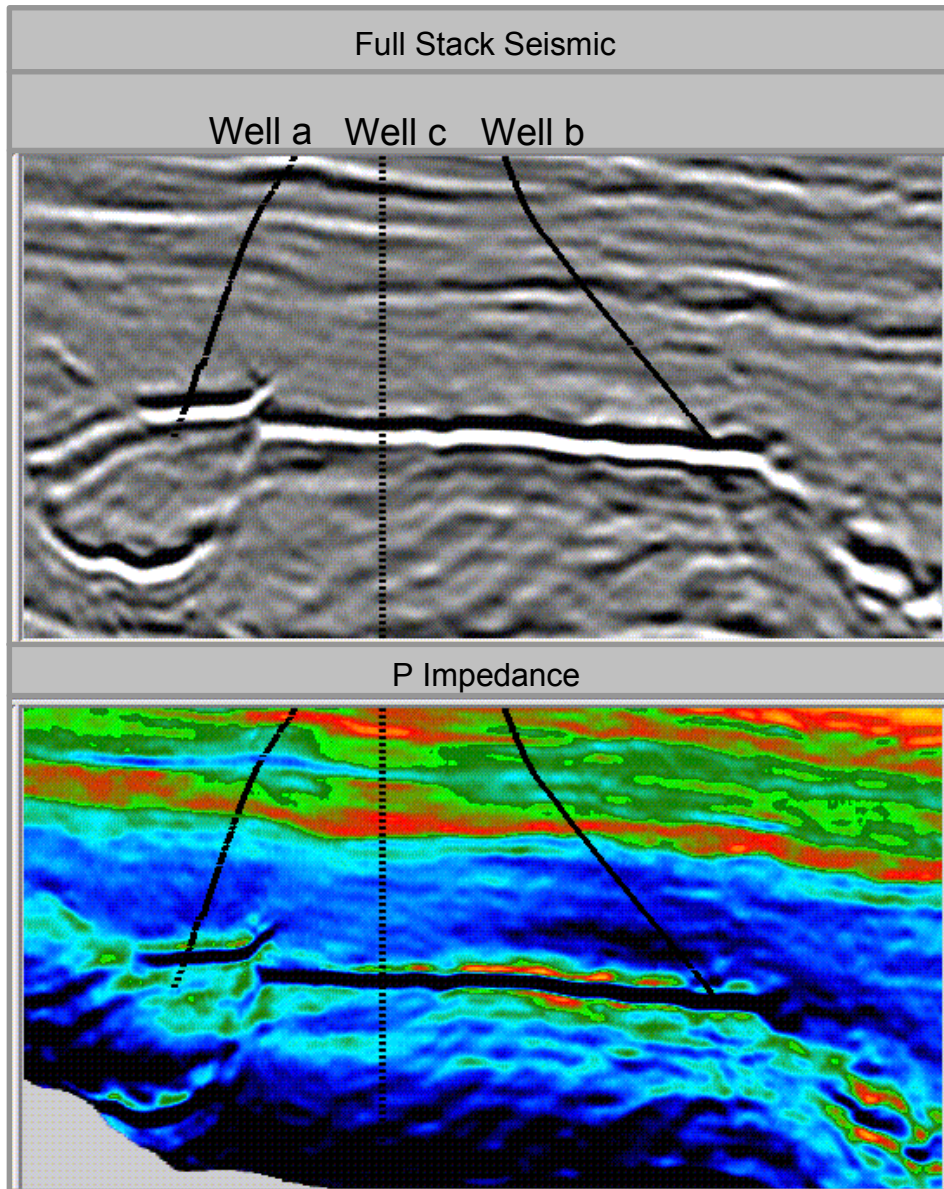


FIGURA 7

DHI Elastic Attributes Evaluation

MEASURED INTERVALS		saturation	well A	well B	well C
Tertiary Sands		oil	36.8 m	15.2 m	31.0 m
Cretaceous Sands	above vulcanic rock	oil	-	23.0 m	14.0 m
		water	72.8 m	31.3 m	20.0 m
	below vulcanic rock	water	59.0 m	-	50.0 m

TABELA 2

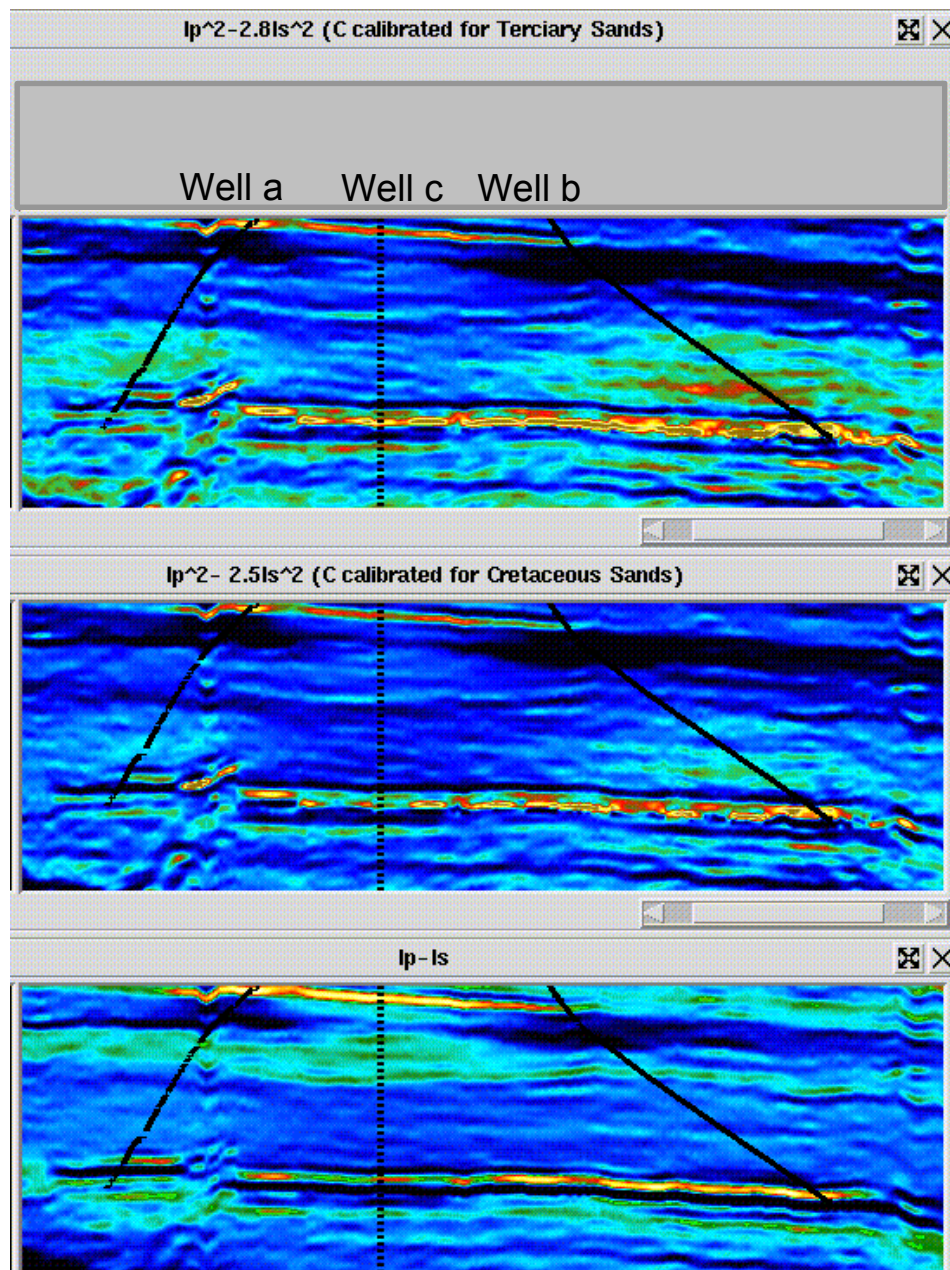


FIGURA 8